



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

MODELOS DE ESTIMACIÓN DE POTENCIA FIRME EN CONTEXTOS DE
DESCARBONIZACIÓN EN BASE A PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

TERESA ALEJANDRA VARGAS VERGARA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1181928, ANID Chile - ANID/FONDECYT
1190228 e ISCI ANID PIA/Apoyo AFB180003

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA Y DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA
POR: TERESA ALEJANDRA VARGAS VERGARA
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

MODELOS DE ESTIMACIÓN DE POTENCIA FIRME EN CONTEXTOS DE
DESCARBONIZACIÓN EN BASE A PROGRAMACIÓN ESTOCÁSTICA

La teoría económica indica que precios de corto plazo que reflejan condiciones de oferta y demanda entregan incentivos suficientes para remunerar el parque generador óptimo. Sin embargo, por diversos motivos, los precios pueden no alcanzar las magnitudes requeridas, originando un problema de falta de ingresos o Missing Money. Para que esto no ocurra, múltiples mercados han implementado pagos por capacidad, los que requieren establecer el crédito de capacidad o capacidad de suficiencia de cada generador. Este trabajo compara diferentes metodologías de cálculo de créditos de capacidad, determinando cómo su implementación afecta la remuneración de la inversión. Los resultados muestran que para un mercado que limita los precios de energía, a medida que disminuye este límite los ingresos faltantes aumentan. Al incorporar pagos por potencia, las metodologías de cálculo de crédito de capacidad subcompensan o sobrecompensan algunas tecnologías, teniendo distinta precisión en restituir los ingresos faltantes para concretar la inversión. Finalmente, para sistemas descarbonizados con precios de la energía según lista de mérito, no se identifican metodologías que remuneren exactamente la generación óptima. Dada la creciente implementación de mecanismos de capacidad en sistemas eléctricos, los resultados sugieren que estos deben ser analizados desde la teoría económica del segundo mejor.

A mi familia.

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia quienes me han brindado un apoyo incondicional durante toda mi vida. A mis padres, Ricardo y Estela, agradezco su cariño, apoyo, dedicación y el haberme enseñado que con perseverancia todo se logra. A Ricardo y Marley agradezco esas enriquecedoras conversaciones y la oportunidad de compartir tantas salidas al cerro juntos. A Marcelo, Dominique, Franco, Aurora y Aline agradezco recordarme que siempre existen momentos para compartir en familia, a pesar de que la urgencia indique lo contrario. A Maricel, mi hermana, amiga, compañera de viaje y de vida, que junto con Gustavo siempre procuraron subirme el ánimo y ayudarme a ver el lado positivo de las situaciones. Siempre digo que vine a alegrar tu vida cuando llegué a Santiago, pero en verdad no imagino como hubiera sido mi paso por la universidad, ni mi vida, sin tu apoyo excepcional.

También quiero agradecer a los grandes amigos y amigas que me entregó la universidad. A Claudia, David y Nicolás por tantas conversaciones, juntas, juegos de mesa y por siempre recibirme en Industrias cuando quería escapar de Eléctrica. A "Sumaria2", en particular a Catalina, Claudio, Karín y Carlos por tantas horas de estudio, por todo el trabajo en equipo, por tantos buenos momentos, risas y juntas cada vez que se podía. A "Electrotutores" por dejarme contribuir con mi granito de arena a hacer del DIE un mejor lugar para todos y todas.

Un agradecimiento especial a Joaquín y Karín. Joaquín gracias por ser un gran compañero, por escuchar mis quejas, aconsejarme, entenderme y motivarme a seguir luchando día a día por cumplir lo que me propongo. Karín, la mejor amiga que me podría haber entregado Eléctrica, gracias por todo el apoyo, por soportarme en tantos trabajos en grupo y darme la oportunidad de compartir tantas experiencias, el destino siempre nos vuelve a juntar.

Finalmente, quiero agradecer a mi comisión por ayudarme a desarrollar este trabajo. A Rodrigo Moreno, mi profesor guía, por la confianza y orientación, cada conversación y comentario fueron imprescindibles para el desarrollo de esta investigación. A Francisco Muñoz y Patricio Mendoza gracias por la disposición y comentarios siempre oportunos.

Este trabajo ha sido financiado por los fondos ANID/FONDECYT/Regular 1181928, ANID/FONDECYT 1190228 e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería ANID PIA/Apoyo AFB180003.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Contribuciones	3
1.5. Estructura del documento	3
2. Revisión de literatura y contribuciones	4
3. Metodología	10
3.1. Nomenclatura	10
3.2. Descripción general	12
3.3. Fases de la metodología	13
3.3.1. Formulación problema de planificación de inversión en generación . .	13
3.3.2. Missing Money ex-ante	15
3.3.3. Pago por potencia	16
3.3.4. Missing Money ex-post	19
3.4. Algoritmo de planificación de inversión en generación para grandes redes . .	19
4. Casos de estudio de pequeña escala	22
4.1. Datos de entrada	22
4.2. Resultados y discusión	24
4.2.1. Missing Money ex-ante	24
4.2.2. Créditos de capacidad	27
4.2.3. Missing Money ex-post	28
5. Casos de estudio en el sistema chileno	31
5.1. Datos de entrada	31
5.2. Resultados y discusión	35
5.2.1. Missing Money ex-ante	35
5.2.2. Créditos de capacidad	36
5.2.3. Missing Money ex-post	37
5.2.4. Efecto del precio límite de la energía en el Missing Money	37

6. Conclusiones y trabajo futuro	39
6.1. Conclusiones	39
6.2. Trabajo futuro	40
Bibliografía	41
Anexos	47

Índice de Tablas

4.1. Datos clústeres de generación.	23
5.1. Datos clústeres de generación sistema chileno.	32
5.2. Factor de planta promedio central hidráulica de embalse y pasada.	33
5.3. Probabilidad de ocurrencia hidrologías.	34
5.4. Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión sistema chileno.	35
5.5. Valor créditos de capacidad sistema chileno.	36
5.6. Missing Money ex-post como porcentaje del costo de inversión sistema chileno.	37
5.7. Precio límite de la energía mínimo para que Missing Money ex-post sea menor o igual a cero.	38
6.1. Factor de planta horario centrales hidráulicas de pasada.	47

Índice de Ilustraciones

3.1. Diagrama de las fases de la metodología.	12
3.2. Descripción algoritmo de resolución problema de planificación de la inversión.	21
4.1. Perfil solar (a) y perfil de demanda (b).	23
4.2. Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión según la forma de obtención del precio de la energía.	25
4.3. Missing Money ex-ante como porcentaje de la inversión total al variar el precio límite de la energía.	26
4.4. Crédito de capacidad como porcentaje de la capacidad instalada.	27
4.5. Missing Money ex-post como porcentaje del costo de inversión.	29
4.6. Missing Money ex-post Caso II como porcentaje de la inversión desagregado por clúster.	30
5.1. Perfil de demanda (c), perfil solar (b) y perfil eólico (c).	33

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El mercado eléctrico de un sistema debe entregar las señales de precios requeridas para incentivar las inversiones en capacidad de generación que satisfagan la demanda por energía. Para que la demanda sea abastecida de manera confiable, no sólo se debe inducir la cantidad correcta de capacidad (según los estándares de confiabilidad), sino también la combinación adecuada de tecnologías de generación, por ejemplo, centrales a gas, eólicas, solares fotovoltaicas, almacenamiento, etc.

El problema del Missing Money se refiere a la situación en la cual la remuneración que obtienen las unidades de generación por proporcionar servicios de energía es insuficiente para recuperar los costos de operación e inversión en generación adecuada [1]. Las razones que originan la falta de remuneración son variadas y dependen de las características de cada mercado. Algunos ejemplos corresponden a: existencia de precios límite de la energía, imposibilidad de reflejar los precios del mercado mayorista en el mercado minorista, políticas públicas que distorsionan el precio de la energía, disminuciones del precio de la electricidad debido a una mayor penetración de energías renovables, entre otras [2,3].

La teoría marginalista sugiere que un mercado sin precios límite de la energía debería dar las condiciones necesarias para que la inversión óptima en generación se lleve a cabo (mercados solo de energía). Para que esto ocurra los precios de la energía deben reflejar los precios de escasez durante los momentos de estrechez energética pudiendo alcanzar el valor de pérdida de carga (VoLL), el cual ronda los 10000 $[USD/MWh]$ [4]. A pesar de que existen mercados que siguen este principio, como por ejemplo los sistemas Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) de Estados Unidos y el National Electricity Market (NEM) de Australia, la posibilidad de existencia de poder de mercado y por consiguiente la incertidumbre de que el regulador mantenga el precio límite de oferta cercano al VoLL en momentos de crisis energética, pueden imposibilitar que la inversión óptima se lleve a cabo.

Esta incertidumbre no es infundada y dada la reciente crisis energética a nivel mundial que ha elevado considerablemente los costos de la energía, el 15 de junio de 2022 el operador de sistema de Australia (AEMO) suspendió temporalmente las subastas del mercado mayorista

del NEM, pasando a un sistema de instrucción directa [5]. El hecho anterior reactiva la discusión de si los mercados que reciben remuneraciones solo por el mercado de energía permiten concretar la inversión en capacidad óptima.

En otros mercados internacionales se han implementado diferentes mecanismos de remuneración de capacidad con el objetivo de restituir la falta de ingresos o Missing Money, tal como reservas estratégicas, pagos por capacidad a tecnologías específicas o a todo el mercado, etc. [6, 7]. Estos mecanismos requieren definir la potencia firme que cada tecnología puede entregar al sistema en momentos de estrés, la que es usualmente cuantificada con el valor o crédito de capacidad. Este valor puede ser determinado con diferentes métricas de confiabilidad y metodologías de cálculo, siendo las más aceptadas aquellas de origen probabilístico. En particular, el estándar internacional incluye Effective Load Carrying Capability (ELCC), Equivalent Conventional Power (ECP) y Equivalent Firm Capacity (EFC).

El valor de capacidad tiene un efecto crítico en la recuperación de la inversión en generación y su valor depende fuertemente de los supuestos utilizados para su cálculo. Una baja precisión en el cálculo del valor de capacidad puede tener consecuencias no deseadas, como es la sobrecompensación o subcompensación de algunas tecnologías [2]. En este contexto surge el cuestionamiento si actualmente los mercados, tanto de energía como de capacidad, entregan las remuneraciones necesarias para que la inversión óptima de generación se lleve a cabo, o si por el contrario estas conllevan a que el sistema converja en otro portafolio, que si bien cumple los requisitos de suficiencia, no lo realice al menor costo posible para los consumidores.

Es por esta razón que es necesario determinar si los estándares metodológicos internacionales de cálculo de valor de capacidad proporcionan los incentivos de remuneración necesarios para concretar la capacidad óptima en generación. Lo anterior, tomando en consideración las características particulares de cada mercado, es decir, el portafolio tecnológico del sistema, el valor del VoLL utilizado y la manera de conformación de los precios de la energía.

1.2. Hipótesis

Esta tesis busca demostrar que las metodologías de cálculo de crédito de capacidad existentes, basadas en la teoría de confiabilidad, generan remuneraciones por capacidad desajustadas del valor requerido para que la inversión óptima se lleve a cabo, evidenciando la necesidad de unificar la teoría de confiabilidad con la teoría económica.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Comparar las metodologías probabilísticas de cálculo de crédito de capacidad de estándar internacional que actualmente son empleadas en los pagos por potencia y determinar su eficacia en la restitución de los montos óptimos a remunerar por capacidad de generación (Missing Money).

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar la inversión en generación óptima para un mercado con remuneración solamente por energía y sin límite de precios.
- Calcular los ingresos de las unidades óptimas de generación por los servicios prestados de energía en mercados con y sin límite de precios, y determinar los ingresos faltantes para remunerar los costos de inversión.
- Cuantificar los ingresos adicionales proporcionados por los pagos por capacidad según las diferentes metodologías empleadas y el efecto que estos tienen en la subcompensación o sobrecompensación de las unidades de generación óptimas.
- Validar la metodología propuesta para diferentes casos de estudios ilustrativos y de gran escala, este último basado en el sistema eléctrico chileno.

1.4. Contribuciones

- Propuesta de un modelo lineal estocástico de planificación de la inversión en generación que integre la incertidumbre asociada a la indisponibilidad forzada de los generadores, variabilidad de las condiciones climáticas (hidrologías, velocidad del viento e irradiación solar) y variación de demanda.
- Determinación de los montos óptimos a remunerar por capacidad a cada generador bajo un mercado con pagos solamente por energía y con límite de precios.
- Cuantificación de la restitución del Missing Money al aplicar distintas metodologías de pago por potencia, en particular, para un mercado con precios de la energía determinados según lista de mérito como es el sistema chileno.

1.5. Estructura del documento

El documento se encuentra estructurado en 6 capítulos. En el Capítulo 1 se establece la motivación y objetivos de este trabajo. El Capítulo 2 presenta la revisión bibliográfica y los conceptos fundamentales referentes al Missing Money y los créditos de capacidad. La metodología de cuatro fases empleada para determinar los montos óptimos a remunerar por capacidad a cada generador considerando o no pagos por potencia es formulada en el Capítulo 3. El Capítulo 4 y Capítulo 5 presentan respectivamente los casos de estudio de pequeña escala y los casos basados en el sistema chileno. Finalmente, en el Capítulo 6 se extraen las principales conclusiones y se analiza el trabajo futuro.

Capítulo 2

Revisión de literatura y contribuciones

Los montos requeridos para invertir en capacidad óptima y la falta de ingresos para remunerar esta capacidad (Missing Money) han sido ampliamente abordados en la literatura. En [1] se define que el problema del Missing Money ocurre cuando los precios de la energía son demasiado bajos para remunerar la operación e inversión en capacidad adecuada. Según [2] este problema puede resultar en que no existan los incentivos necesarios para concretar la inversión en nueva capacidad de generación requerida para cumplir con las expectativas de los consumidores con respecto a la confiabilidad del sistema.

La teoría marginalista, bajo ciertos supuestos como competencia perfecta, sugiere que un mercado sin límite de precios de energía debería entregar incentivos adecuados para que la inversión óptima en generación se lleve a cabo, los mercados que siguen esta lógica son conocidos como mercados solo de energía. Para que la afirmación anterior ocurra, según [4] los precios de energía deben reflejar los precios de escasez durante los momentos de estrechez energética y los inversionistas deben confiar en las señales de precios de largo plazo del mercado. En este tipo de mercados, [8] indica que las unidades obtienen ingresos netos que contribuyen a la recuperación de sus costos de operación e inversión siempre que el precio de despeje del mercado de energía sea mayor a sus costos marginales de generación. El porcentaje de recuperación de los costos de inversión depende de la cantidad de horas de operación de las centrales y del valor techo del precio de la energía. Es en este sentido que las unidades que abastecen la demanda punta son especialmente sensibles a los precios de escasez, debido a la baja cantidad de horas que operan en un año.

Las razones que originan la existencia de Missing Money y los problemas que presentan los mercados denominados solo de energía han sido estudiados en [2, 3, 9, 10]. La implementación de precios límite de energía como una medida de mitigación de poder de mercado se posiciona como una de las principales fuentes de Missing Money. Un precio límite de oferta cercano o igual al valor de pérdida de carga (VoLL) según [11] es una medida necesaria pero no suficiente para evitar la existencia de Missing Money. Lo anterior se debe a que los incentivos para que la inversión en generación sea óptima se reducen ante la incertidumbre de que el regulador mantenga o no el precio límite de oferta a un valor alto cuando surjan condiciones de escasez.

En [2] además se menciona que a pesar que el precio de escasez sea alto, se encuentra la dificultad para determinar el VoLL. El VoLL es usualmente definido como un valor único para toda la demanda, pero la disposición a pagar varía según el consumidor analizado (ej: hospitales, industrias, consumo residencial, etc.).

A las causas anteriores, en [3] se adiciona la imposibilidad de reflejar los precios del mercado mayorista en el mercado minorista, lo que genera indiferencia por parte de los consumidores a los costos de la energía durante periodos de exceso y escasez de suministro. Los autores en [10], mediante ejemplos numéricos demuestran que el parque óptimo de inversión en generación es remunerado completamente al permitir la existencia de recortes de carga y la implementación de precios de escasez iguales al VoLL. Los recortes de carga también son denominados por los autores como respuesta en la demanda.

Los autores en [3] presentan factores más recientes que originan la existencia de Missing Money, como es la implementación de medidas de política pública de incentivo extraordinario a tecnologías en específico y la creciente inserción de energías renovables, como eólica, solar y almacenamiento. Las tecnologías de generación renovable afectan los precios de mercado y reducen la cantidad de horas de funcionamiento de las unidades que operan en momentos de alta demanda, por lo que estas últimas ven reducidos sus ingresos netos afectando su rentabilidad. Los precios decrecientes en el mercado de energía debido a los bajos costos de generación de las energías renovables ya han sido estudiados en [12, 13] y la volatilidad de los precios fue analizada en [14].

Debido al costo variable cercano a cero de la generación renovable, la eficacia de los modelos tradicionales de fijación de precios basados en costos marginales ha sido cuestionada en [15, 16]. Los autores en [17] indican que la reducción de los precios de energía genera a la vez una reducción de los ingresos que obtienen tanto las unidades de generación convencionales como las de generación renovable, en particular eólicas, exacerbando el problema del Missing Money. Además, indican que lo anterior puede incidir e impedir la inversión en futuras plantas de generación eólicas y dificultar el alcance del objetivo de reducir las emisiones de CO_2 . Para incentivar inversiones adicionales en energía eólica, los autores analizan tres estrategias: impuesto a las emisiones de carbono, crédito a la inversión y subsidio a la producción. Como resultado obtienen que las opciones de menor costo corresponden a las dos últimas mencionadas.

Luego, las causas que originan el Missing Money son variadas y dependen de las características de cada mercado. El Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) de Estados Unidos y el National Electricity Market (NEM) de Australia son algunos de los mercados que actualmente siguen los principios de la teoría marginalista y poseen un mercado solamente basado en los precios de energía, sin un mecanismo de capacidad. Pero a pesar de lo que indica la teoría, debido a las dificultades que presenta el diseño de mercado solamente en los precios de energía, múltiples mercados internacionales han incorporado diferentes mecanismos de remuneración de capacidad con el objetivo de anular el Missing Money [6, 7].

Otros mercados de Estados Unidos como el Pennsylvania–New Jersey–Maryland (PJM), Midcontinent Independent System Operator (MISO), New York ISO (NYISO) y el California ISO (CAISO) han establecido diferentes mercados de capacidad. En particular, PJM ha implementado un modelo de fijación de precios de confiabilidad (Reliability Pricing Mo-

del) en el cual se realiza una subasta tres años antes del año de entrega de suministro para adquirir compromisos de disponibilidad de recursos. Posteriormente se llevan a cabo tres subastas incrementales para asegurar que los recursos adecuados estén disponibles a medida que se acerca el año para el cual fue diseñada la subasta inicialmente. En Europa el National Grid Electricity System Operator de Reino Unido, French Transmission System Operator de Francia y el operador de Alemania han implementado subastas centralizadas, mercado de capacidad descentralizado y mecanismos de reservas (capacidad, standby y de red) respectivamente. En América Latina, Colombia y Brasil son mercados que sufren de escasez estacional y variabilidad de precios debido a que poseen una matriz principalmente hidroeléctrica. Para asegurar el abastecimiento en épocas de escasez hídrica, Colombia ha definido un mercado de subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF) que remunera la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, para una hidrología seca [18]. Por otro lado, Brasil para reducir la volatilidad de los precios y proporcionar un flujo de ingresos predecible posee contratos de largo plazo que deben estar respaldados con energía firme [19]. Finalmente, Chile realiza pagos directos por capacidad firme a todas las unidades de generación.

En la literatura se han discutido los efectos, beneficios y posibles distorsiones de la implementación de diferentes mecanismos de remuneración de capacidad. En [20] mediante un modelo estocástico que incorpora la incertidumbre de la tasa de crecimiento de la demanda se analizan los efectos de la incorporación de diferentes mecanismos de capacidad tomando como modelo de referencia un mercado solo de energía en donde puede o no existir poder de mercado. Los mecanismos de capacidad analizados fueron: pagos por capacidad, mercado con precios de reserva operativa y mercado de capacidad. Los autores obtuvieron como resultado que todas las alternativas que incorporan un mecanismo de capacidad tienen un mejor desempeño, tanto en costo total como en confiabilidad alcanzada, que un mercado competitivo solo de energía.

Además, en [21] son analizados los efectos que tiene la implementación o no de un mercado de capacidad ante agentes adversos al riesgo. Los autores concluyen que en un mercado sin límite de precios y sin remuneración por capacidad, los agentes no realizan inversiones basándose únicamente en los precios de escasez, debido a que su ocurrencia es incierta y de baja frecuencia. Por el contrario, la implementación de un mercado de capacidad afecta el comportamiento de los agentes adversos al riesgo debido a que proporciona ingresos estables que un aumento en los precios de escasez no logra otorgar.

Por otro lado, los autores en [22] utilizan un modelo entero mixto para determinar las decisiones óptimas de expansión en generación para luego analizar la implementación de tres mecanismos de remuneración de capacidad: curva de reserva operativa de demanda (ORDC), precios de escasez de reserva fija (FRSP) y pagos por capacidad de manera fija. El mecanismo ORDC corresponde a una curva continua en la cual el precio de reserva decrece cuando crece la cantidad de reservas. Los FRSP consisten en definir un precio de reserva que alcanza el precio de escasez en caso que exista recorte de demanda. Los autores obtienen como principal resultado que los planes de expansión óptimos son comparables con aquellos obtenidos al implementar los mecanismos ORDC y FRSP. Por otro lado, la implementación de pagos por capacidad pueden resultar en capacidad adicional de tecnologías específicas, a la vez de reducir la remuneración obtenida por otras tecnologías.

También se ha propuesto la implementación de mecanismos menos convencionales de manera tal de evitar la existencia de Missing Money a la vez que se considera la disposición a pagar de los consumidores. En [23] se propone la implementación de un modelo de aseguradora de último recurso que permite identificar las preferencias de los consumidores por la confiabilidad del sistema e influir de esta manera en la cantidad de inversión que el sistema requiere.

Debido a las distorsiones que puede generar la implementación de mecanismos de capacidad, es imprescindible definir certeramente la capacidad que cada una de las tecnologías, ya sean convencionales, energías renovables y almacenamiento de energía, puede entregar de manera confiable en momentos de escasez al sistema. El valor de capacidad o crédito de capacidad es la métrica típicamente usada para cuantificar el aporte de los recursos a la confiabilidad del sistema y a la planificación de la suficiencia en el largo plazo. Este valor es medido en términos de la capacidad física [MW] o como fracción de la capacidad instalada [%]. Ejemplificando, una unidad con capacidad nominal de 100 [MW] puede tener un valor de capacidad de 50 [MW] o del 50 %.

El valor de capacidad se puede calcular utilizando diferentes métricas y metodologías de confiabilidad. Las metodologías más aceptadas son las de origen probabilístico: Effective Load Carrying Capability (ELCC) [24, 25], Equivalent Conventional Power (ECP) [24, 26] y Equivalent Firm Capacity (EFC) [25]. El ELCC de un generador se define como la cantidad de carga que se puede agregar al incluir la unidad en análisis mientras se mantiene la misma pérdida de carga esperada (LOLE). El ECP de un generador se define como capacidad de un generador de referencia que puede reemplazar al generador en estudio manteniendo el mismo LOLE. Finalmente, el EFC de un generador es similar al ECP pero asumiendo que el generador de referencia es completamente confiable, es decir, con una tasa de indisponibilidad forzada (FOR) igual a 0 %.

Estas metodologías probabilísticas poseen variaciones en su cálculo según los supuestos empleados. Dentro de las principales variaciones en el procedimiento de cálculo se encuentra el agrupamiento o no de las unidades de generación, promedio y marginal respectivamente, y la utilización o no de un objetivo de confiabilidad. Según lo expuesto en [27] la diferencia entre el valor de capacidad obtenido con el agrupamiento o no de las unidades es particularmente relevante para las centrales solares fotovoltaicas. El cálculo para una unidad en particular (marginal) suele resultar en una menor valorización de contribución a la suficiencia de la unidad debido a que su generación durante los horarios de demanda punta es prácticamente nula. Es más, el valor de capacidad marginal de este tipo de tecnologías disminuye rápidamente a medida que aumenta su porcentaje de participación [28]. Por otro lado, al considerar el cálculo para el conjunto de unidades el valor de capacidad aumenta debido a que la incorporación de la tecnología al sistema implica la reducción de la demanda máxima neta.

El cálculo del valor de capacidad para las tecnologías de generación renovable y respuesta en la demanda ha sido ampliamente abordado en la literatura. La metodología de cálculo del valor de capacidad para las unidades de generación eólica y solar ya ha sido estudiada en [29–31] y la complejidad de su cálculo recae en la variabilidad e incertidumbre que estas presentan [29]. De manera similar, el cálculo de los créditos de capacidad para los sistemas de

almacenamiento y respuesta en la demanda ha sido estudiado en [24,26,32–34]. En particular para los sistemas de almacenamiento, el cálculo del valor de capacidad debe considerar la limitación energía y dependencia temporal que estos dispositivos poseen. Lo anterior se debe a que su capacidad disponible depende del estado de carga, el que a la vez esta determinado por su operación en las horas anteriores [24].

Si bien las metodologías de cálculo ELCC, ECP, EFC son las con mayor validación internacional, debido al gran esfuerzo computacional y la cantidad de información requerida para su cálculo, otros mecanismos y variaciones simplificadas han sido propuestos. En [29] se presenta la comparación de cuatro metodologías aproximadas para determinar el valor de capacidad de unidades de generación eólicas: aproximación de Garver (aproximación gráfica del ELCC), representación multi-estado (recurso eólico modelado con estados discretos), cálculo del peak anual (LOLP en demanda peak anual como indicador de riesgo), factor de capacidad del periodo peak y método Z-estadístico (incorpora diferencia entre recursos disponibles y demanda en horas peak). La precisión de cada método es variada y su utilización cobra mayor relevancia ante una baja disponibilidad de información histórica del recurso.

Por otro lado, en [35] proponen una nueva forma de calcular el crédito de capacidad de las energías renovables y almacenamiento en base a la energía no suministrada esperada (EENS). Los autores en primer lugar utilizan un modelo de mercado solo de energía para obtener la capacidad óptima de inversión en generación. Posteriormente, los créditos de capacidad son estimados sumando y restando 1 MW a la capacidad instalada óptima de la unidad de generación a analizar obteniendo la variación de EENS y comparando esta variación con la producida al incorporar 1 MW de generación perfectamente confiable (FOR igual a 0%). Los autores obtienen como resultado que la capacidad óptima resultante del modelo solo de energía es equivalente a la obtenida al incorporar el pago por capacidad de este nuevo método a un mercado con un precio límite de la energía.

A pesar de que los mecanismos de remuneración de capacidad han sido ampliamente incorporados en los mercados internacionales y existen investigaciones que respaldan su uso, la implementación de estos puede tener efectos no deseados. En [36] se argumenta, tomando el ejemplo de las subastas realizadas durante el año 2014 en el National Grid Electricity System Operator de Reino Unido, que si bien las subastas de capacidad abordan el problema del Missing Money, una incorrecta determinación de la cantidad y tipo de capacidad a subastar puede significar una adquisición de capacidad en exceso, lo que exacerba el problema del Missing Money. En adición a lo anterior, los autores en [2] indican que al intentar restituir el Missing Money puede ocurrir el problema de dinero mal asignado, el cual se origina debido a la sobrecompensación de algunos recursos y subcompensación de otros. Lo anterior se ve reforzado con lo presentado en [37], en donde se indica que la errónea asignación de los pagos por capacidad en conjunto con la distorsión de las señales de inversión que conlleva la utilización de dichos métodos puede originar que el reconocimiento a la contribución de las unidades generadoras a la confiabilidad del sistema no sea concordante con su aporte real.

Los autores en [31], trabajo previo a [35], indican que una sobreestimación del crédito de capacidad para un recurso en particular corresponde a un subsidio implícito que puede conducir a una sobreinversión y que una subestimación podría desincentivar la inversión en ese recurso. Además, proponen un mecanismo de cálculo marginal de los créditos de

capacidad en base a EENS y un precio por capacidad igual al valor sombra de la restricción matemática que garantiza la existencia mínima de reserva energética. Este mecanismo de cálculo de crédito de capacidad, en conjunto con el precio por capacidad empleado, permite restituir el Missing Money en un mercado con precio límite de energía.

De manera similar, en [38] indican la importancia de la exactitud en la determinación de los créditos de capacidad. Los autores, mediante un modelo que incluye generación fotovoltaica, indican que una asignación insuficiente de capacidad firme para este tipo de tecnología genera costos adicionales innecesarios en las subastas de capacidad. Por otro lado, un alto crédito de capacidad para estas unidades implica una mayor capacidad instalada, que a la vez genera que la demanda neta máxima se desplace hacia la noche en momentos que la generación solar disminuye. Este efecto resulta en precios de la energía más altos a corto plazo y un mayor riesgo de escasez en el período de tiempo en que la energía solar fotovoltaica no puede generar energía. En estas condiciones, se reduce la contribución a la confiabilidad del sistema entregada por las plantas de generación solar fotovoltaica, ante su sobre instalación en el sistema.

Las investigaciones realizadas han abarcado ampliamente el origen del problema del Missing Money y la importancia de la precisión en el cálculo de los créditos de capacidad. Hasta el momento no se han identificado estudios que comparen las metodologías de cálculo de crédito de capacidad aceptadas según estándares internacionales y determinen aquellas que permiten concretar la inversión en la capacidad óptima de generación similar a la resultante en un mercado solo de energía. Es más, no se ha verificado que estas metodologías de cálculo permitan restituir el Missing Money generado en mercados con precios de la energía determinados según lista de merito y con un precio límite de la energía muy por debajo del VoLL.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura

Conjuntos:

- E : Conjunto de escenarios
- I : Conjunto de clústeres de generación
- T : Conjunto de horas

Índices clústeres de generación:

- b : Almacenamiento por baterías
- c : Concentración solar de potencia (CSP)
- f : Térmicas (carbón, gas y diésel)
- h : Hidráulica de embalse
- p : Hidráulica de bombeo
- r : Hidráulica de pasada
- s : Solar fotovoltaica
- w : Eólico

Parámetros:

- $A_{i,e}$: Disponibilidad del clúster i para el escenario e . Varía de 0 (totalmente indisponible) a 1 (totalmente disponible) [p.u.]
- C_i^{INV} : Costo de inversión clúster i [USD/MW]
- C_i^{OP} : Costo de operación clúster i [USD/MWh]
- $D_{t,e}$: Demanda periodo t para el escenario e [MW]
- SM : Múltiplo solar clúster CSP [p.u.]
- \overline{SP} : Potencia máxima del campo solar [MW]
- $VoLL$: Costo energía no suministrada [USD/MWh]
- Δt : Cantidad de horas que considera un periodo [h]
- ΔT : Cantidad total de horas de la ventana de tiempo a analizar [h]

$\gamma_{h,e}$: Factor de planta central hidráulica de embalse h para el escenario e	[p.u.]
$\gamma_{i,t,e}$: Factor de planta del clúster i para la hora t y el escenario e	[p.u.]
η_i^C	: Eficiencia de carga clúster i	[p.u.]
η_i^D	: Eficiencia de descarga clúster i	[p.u.]
η^{PB}	: Eficiencia bloque de potencia CSP	[p.u.]
μ_i	: Número de horas de duración del almacenamiento del clúster i	[h]
ρ_e	: Probabilidad de ocurrencia del escenario e	[p.u.]
σ_i	: Fracción inicial y final de energía/agua almacenada para el clúster i	[p.u.]
ϕ_i	: Pérdidas horarias de energía/agua almacenada para el clúster i	[p.u.]

Variables de decisión:

\bar{C}_i	: Capacidad instalada del clúster i	[MW]
$E_{i,t,e}$: Energía/agua almacenada en el clúster i al final del periodo t para el escenario e	[MWh] o [hm^3]
$LL_{t,e}$: Demanda no suministrada para el periodo t en el escenario e	[MW]
$P_{i,t,e}$: Potencia despachada del clúster i para periodo t en el escenario e	[MW]
$P_{c,t,e}^{PB}$: Potencia enviada directamente al bloque de potencia de CSP para el periodo t en el escenario e	[MW]
$P_{i,t,e}^C$: Potencia de carga del clúster de almacenamiento i para el periodo t en el escenario e	[MW]
$P_{i,t,e}^D$: Potencia de descarga del clúster de almacenamiento i para el periodo t en el escenario e	[MW]
$\lambda_{t,e}^{INV}$: Variable dual de la restricción de balance del problema de inversión para el periodo t en el escenario e	[USD/MWh]
$\lambda_{t,e}^{OP}$: Variable dual de la restricción de balance del problema de operación para el periodo t en el escenario e	[USD/MWh]

Otros símbolos:

CC_i	: Crédito de capacidad del clúster i	[MW]
CC_{peak}	: Crédito de capacidad unidad peak	[p.u.]
C_{peak}^{INV}	: Costo de inversión unidad peak i	[USD/MW]
CR_i	: Ingreso por potencia del clúster i	[USD]
ER_i	: Ingreso por generación de energía del clúster i	[USD]
MM_i^{EA}	: Missing Money ex-ante del clúster i	[USD]
MM_i^{EP}	: Missing Money ex-post del clúster i	[USD]
MR	: Margen de reserva	[p.u.]
PP	: Precio por potencia	[USD/MW]
TC_i^{INV}	: Costo total de inversión del clúster i	[USD]
TC_i^{OP}	: Costo total de operación del clúster i	[USD]
$\lambda_{t,e}^{MO}$: Precio energía según lista de mérito para el periodo t en el escenario e	[USD/MWh]

3.2. Descripción general

La metodología propuesta en este capítulo tiene como objetivo comparar la efectividad en la restitución del Missing Money de diferentes metodologías de cálculo de créditos de capacidad empleadas en los pagos por potencia. Para realizar aquello, se definen cuatro fases principales, las que son presentadas en la figura 3.1, que permiten determinar la capacidad de inversión óptima en generación e identificar los efectos que la forma de obtención del precio de la energía y el método de cálculo de pago por potencia tienen en la recuperación del costo de inversión.

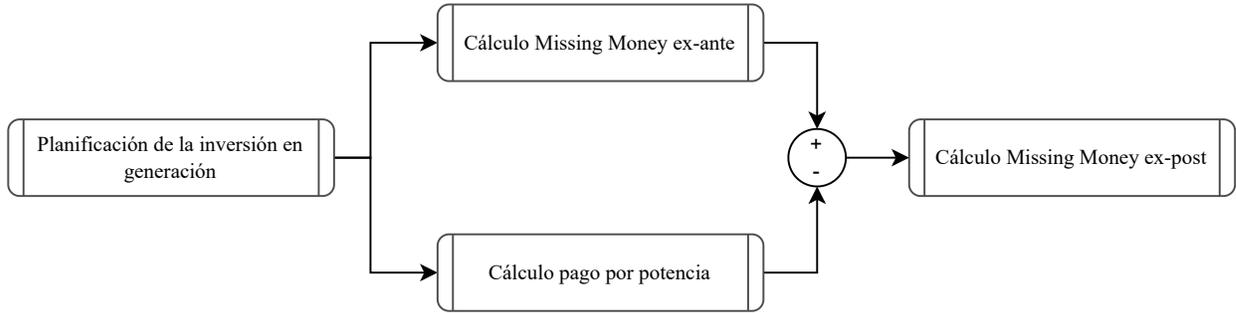


Figura 3.1: Diagrama de las fases de la metodología.

En primer lugar, como es presentado en la figura 3.1, se realiza la planificación de la inversión en generación mediante un modelo de optimización lineal estocástico. Este tiene el objetivo de minimizar los costos de inversión y operación para un mercado sin límite de precios y un valor de pérdida de carga dado. Para realizar aquello, las unidades de generación se agrupan en clústeres según cada tipo de generación analizada, es decir, carbón, gas, solar fotovoltaica, eólica, etc. La incertidumbre está asociada a la disponibilidad de las unidades de generación incluida mediante la tasa de interrupción forzada, los escenarios hidrológicos, además de la variación estacional de la demanda, perfiles solares y eólicos.

Para la solución óptima del modelo de planificación de la inversión, se calcula el Missing Money sin pagos por potencia, denominado Missing Money ex-ante, según tres maneras de obtención del precio de la energía: (i) variable dual de la restricción de balance del modelo de planificación de la inversión, (ii) variable dual de la restricción de balance del modelo de operación y (iii) costo variable de la unidad más cara en operación, también conocido como precios por lista de mérito. El Missing Money ex-ante es definido para cada clúster de generación como la diferencia entre los ingresos por energía y la suma de los costos de inversión y operación.

Posteriormente, como se muestra en la figura 3.1, se calcula el pago por potencia para lo que se requiere estimar los créditos de capacidad de cada clúster de generación. Estos son cuantificados utilizando metodologías basadas en métricas de confiabilidad reconocidas internacionalmente. Además, se incluye para cada metodología variaciones según el agrupamiento o no de los clústeres (marginal y promedio) y la consideración o no de un objetivo de confiabilidad.

Finalmente, se incorpora tanto el pago por energía como el pago por potencia y es cal-

culado el Missing Money, el que es denominado Missing Money ex-post. Lo anterior permite determinar las condiciones ante las cuales una metodología de cálculo de créditos de capacidad entrega una remuneración más exacta que otra. Cabe destacar que al ser un modelo lineal y no considerar que existe capacidad previa instalada, al remunerar la energía con los precios provenientes del problema de inversión y operación, la utilidad resultante es igual a cero. Por esta razón, los pagos por capacidad no son requeridos para recuperar la inversión en estos casos.

3.3. Fases de la metodología

3.3.1. Formulación problema de planificación de inversión en generación

La planificación de la inversión corresponde a un modelo de optimización lineal estocástico que determina la capacidad óptima de generación minimizando los costos de inversión y los costos de operación esperados para un conjunto de escenarios. Se considera un mercado sin límite de precios y la posibilidad de existencia de pérdida de carga, cuyo costo es el VoLL. La representación matemática de la función objetivo es la siguiente:

$$\min \sum_{i \in I} C_i^{INV} \cdot \bar{C}_i + \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \rho_e \cdot \left[\sum_{i \in I^F} (C_i^{OP} \cdot P_{i,t,e}) + VoLL \cdot LL_{t,e} \right] \quad (3.1)$$

Los escenarios de operación se encuentran asociados a la probabilidad de ocurrencia ρ_e , la que es definida en la ecuación 3.2. Esta probabilidad depende de la condición hidrológica (ρ_e^H); estacionalidad de la demanda, del recurso solar y del recurso eólico (ρ_e^S); además del estado de disponibilidad de las unidades de cada clúster (ρ_e^A). En particular, $\rho_{e,i}^A$ es calculada en base al FOR del clúster. Las decisiones que caracterizan a un escenario e son tomadas ex-ante y son fijas para todo el periodo de evaluación.

$$\rho_e = \prod_{i \in I} (\rho_{e,i}^A) \cdot \rho_e^S \cdot \rho_e^H \quad (3.2)$$

La función objetivo se encuentra sujeta a las restricciones de operación normal de los diferentes clústeres de generación, en donde cada clúster agrupa las unidades de generación según tipo de tecnología analizada, es decir, carbón, gas, solar fotovoltaica, eólica, etc. La ecuación 3.3 corresponde a la ecuación de balance e indica que la potencia generada más la pérdida de carga debe ser equivalente a la demanda. La variable dual de esta restricción ($\lambda_{t,e}^{INV}$) corresponde al costo marginal del sistema, el que es interpretado como el costo de abastecer una unidad más de demanda. Esta variable es utilizada como el precio de la energía del modelo de inversión.

$$\sum_{i \in I} P_{i,t,e} + LL_{t,e} = D_{t,e} \quad : \lambda_{t,e}^{INV} \quad \forall t \in T, e \in E \quad (3.3)$$

Las ecuaciones 3.4 y 3.5 indican que la potencia generada en cada instante no puede superar la capacidad instalada disponible en cada escenario. La disponibilidad de las unidades, representada mediante la matriz $A_{i,e}$, esta definida como el valor fraccionario del clúster que esta disponible, por lo cual adquiere valores entre 0 (todas las unidades del clúster están indisponibles) y 1 (todas las unidades del clúster están disponibles). En particular, la ecuación 3.5 incluye el perfil unitario horario que representa la disponibilidad del recurso según la hidrología o estacionalidad de la radiación solar y viento. Además, esta formulación evita que para un caso de indisponibilidad los recursos sean redistribuidos en el resto de las unidades de generación disponibles.

$$P_{i,t,e} \leq \bar{C}_i \cdot A_{i,e} \quad \forall i \in I \setminus \{r, s, w\}, t \in T, e \in E \quad (3.4)$$

$$P_{i,t,e} \leq \bar{C}_i \cdot A_{i,e} \cdot \gamma_{i,t,e} \quad \forall i \in \{r, s, w\}, t \in T, e \in E \quad (3.5)$$

Las centrales hidráulicas de embalse se representan mediante la ecuación 3.6 la que establece que la suma de la potencia generada durante el periodo no puede superar la máxima energía embalsable. La máxima energía embalsable es definida como capacidad instalada disponible multiplicada por la cantidad de horas del periodo de estudio y por el factor de planta ($\gamma_{h,e}$). El factor de planta representa la correlación entre la energía máxima disponible y el afluente, el que varía según la hidrología.

$$\sum_{t \in T} P_{h,t,e} \leq \bar{C}_h \cdot A_{h,e} \cdot \Delta T \cdot \gamma_{h,e} \quad \forall e \in E \quad (3.6)$$

El modelamiento de las centrales del concentración solar de potencia (CSP) esta basado en [39] y [40]. La capacidad máxima disponible para el bloque de energía depende del campo solar (arreglo de colectores) y la radiación solar. El campo solar, al ser una planta con almacenamiento térmico, puede ser sobredimensionado. Lo anterior es representado mediante el múltiplo solar (SM), el que pondera el tamaño del campo solar en términos del tamaño del bloque de energía en la ecuación 3.7.

$$\overline{SP} = SM \cdot \frac{\bar{C}_c \cdot A_{c,e}}{\eta^{PB}} \quad \forall e \in E \quad (3.7)$$

La radiación solar es incorporada en términos del perfil solar normalizado ($\gamma_{c,t,e}$), el que limita el recurso disponible en cada instante. Dado el sobredimensionamiento del campo solar, el sistema tiene que decidir entre la cantidad de energía que es almacenada y la que es enviada directamente al bloque de potencia. Lo anterior es expresado matemáticamente en la ecuación 3.8. De manera análoga, la potencia inyectada, representada por la ecuación 3.9, está determinada por la potencia de descarga más la potencia proveniente directamente del campo solar. La eficiencia η^{PB} expresa la transformación de la potencia desde su equivalente térmico a eléctrico.

$$\overline{SP} \cdot \gamma_{c,t,e} \geq P_{c,t,e}^C + P_{c,t,e}^{PB} \quad \forall t \in T, e \in E \quad (3.8)$$

$$P_{c,t,e} = (P_{c,t,e}^D + P_{c,t,e}^{PB}) \cdot \eta^{PB} \quad \forall t \in T, e \in E \quad (3.9)$$

La caracterización del estado de almacenamiento de energía de las centrales hidráulicas de bombeo (PSH), CSP y baterías es modelado a través de ecuación 3.10. En particular, para las centrales PSH se supone un embalse inferior de gran tamaño sin afluentes (debido a que las centrales analizadas actualmente en Chile consideran principalmente el bombeo de agua de mar). La capacidad máxima de almacenamiento, representada por la ecuación 3.11, esta definida según el número máximo de horas que las centrales pueden generar a potencia nominal sin recargarse, considerando la disponibilidad de las unidades. Además, la ecuación 3.12 define una condición inicial y final de energía almacenada, donde σ_i indica la fracción disponible según la capacidad máxima de cada clúster.

$$E_{i,t,e} = E_{i,t-1,e} \cdot (1 - \phi_i) - \frac{P_{i,t,e}^D}{\eta_i^D} \cdot \Delta t + P_{i,t,e}^C \cdot \eta_i^C \cdot \Delta t \quad \forall i \in \{b, c, p\}, t \in T, e \in E \quad (3.10)$$

$$E_{i,t,e} \leq \overline{C}_i \cdot A_{i,e} \cdot \mu_i \quad \forall i \in \{b, c, p\}, t \in T, e \in E \quad (3.11)$$

$$E_{i,0,e} = E_{i,T,e} = \sigma_i \cdot \overline{C}_i \cdot A_{i,e} \cdot \mu_i \quad \forall i \in \{b, c, p\}, e \in E \quad (3.12)$$

Finalmente, la ecuación 3.13 define la potencia inyectada para PHS y baterías. En estas centrales la representación de la potencia inyectada adopta un valor positivo en caso de descarga y un valor negativo en caso de carga. Además, tanto la potencia de descarga como de carga esta limitada según la disponibilidad de las unidades. Este último caso es incluido mediante la restricción 3.14.

$$P_{i,t,e} = P_{i,t,e}^D - P_{i,t,e}^C \quad \forall i \in \{b, p\}, t \in T, e \in E \quad (3.13)$$

$$P_{i,t,e} \geq -\overline{C}_i \cdot A_{i,e} \quad \forall i \in \{b, p\}, t \in T, e \in E \quad (3.14)$$

3.3.2. Missing Money ex-ante

El Missing Money ex-ante (MM_i^{EA}), definido en la ecuación 3.15, corresponde a la diferencia entre los ingresos recibidos por generación de energía y la suma de los costos de inversión más los costos esperados de operación, especificados según la ecuación 3.16 y 3.17 respectivamente.

$$MM_i^{EA} = TC_i^{INV} + TC_i^{OP} - ER_i \quad \forall i \in I \quad (3.15)$$

$$TC_i^{INV} = C_i^{INV} \cdot \overline{C}_i \quad \forall i \in I \quad (3.16)$$

$$TC_i^{OP} = \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \rho_e \cdot C_i^{OP} \cdot P_{i,t,e} \quad \forall i \in I \quad (3.17)$$

Como se presenta en la ecuación 3.18 los ingresos recibidos por los servicios de generación dependen de la forma de obtención del precio de la energía, en donde $\lambda_{t,e}^x$ corresponde al precio de la energía con x igual a su manera de obtención.

$$ER_i = \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \rho_e \cdot \lambda_{t,e}^x \cdot P_{i,t,e} \quad \forall i \in I \quad (3.18)$$

Para realizar un análisis posterior, el precio de la energía es obtenido de tres maneras diferentes:

- (i) Variable dual de la restricción de balance del modelo de planificación de la inversión ($\lambda_{t,e}^{INV}$).
- (ii) Variable dual de la restricción de balance del modelo de operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$). El modelo de operación considera fija la solución óptima del modelo de inversión y solamente busca minimizar los costos de operación esperados, por lo que la función objetivo está representada matemáticamente según la ecuación 3.19. Las restricciones de operación normal de los clústeres de generación son equivalentes a las utilizadas en el modelo de inversión.

$$\text{mín} \sum_{e \in E} \sum_{t \in T} \rho_e \cdot \left[\sum_{i \in I^F} (C_i^{OP} \cdot P_{i,t,e}) + VoLL \cdot LL_{t,e} \right] \quad (3.19)$$

- (iii) Costo variable de la unidad más cara en operación. Esta formulación también es conocida como precios por lista de mérito ($\lambda_{t,e}^{MO}$).

3.3.3. Pago por potencia

El pago por potencia o remuneración por capacidad corresponde al pago entregado a las unidades de generación por su aporte a la suficiencia del sistema. En particular, se analiza la implementación de pagos directos por capacidad a todas las unidades de generación. Para realizar esto se requiere definir del valor o crédito de capacidad para cada unidad, además del precio por potencia y el margen de reserva (únicos para todo el sistema).

Crédito de capacidad

El crédito de capacidad es la métrica típicamente usada para cuantificar la capacidad que una unidad puede entregar de manera confiable en momentos de escasez. En este estudio son abordadas metodologías de cálculo de origen probabilístico debido a que son las que cuentan con mayor respaldo internacional [41]. Las metodologías analizadas son las siguientes: Effective Load Carrying Capability (ELCC), Equivalent Conventional Power (ECP), Equivalent Firm Capacity (EFC) y la propuesta en [35] basada en la energía no suministrada esperada (EENS).

Las primeras tres metodologías son calculadas en base a la métrica de confiabilidad de pérdida de carga esperada (LOLE) [42]. El LOLE está definido según la ecuación 3.21 y corresponde a la suma de la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) en un periodo de tiempo. A la vez el LOLP, es calculado como la probabilidad de que las interrupciones de generación y/o transmisión produzcan pérdida de carga. Esta métrica está dada por la ecuación 3.20, donde G_t y D_t corresponde a la generación disponible y la demanda respectivamente.

$$LOLP_t = \text{Prob}(G_t < D_t) \quad \forall t \in T \quad (3.20)$$

$$LOLE = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \quad (3.21)$$

El cálculo de la metodología propuesta en [35] está basado en EENS, su forma de obtención es expresada matemáticamente según la ecuación 3.22, donde PNS_t corresponde a la potencia no suministrada.

$$EENS = \sum_{t \leq T} \Delta t \cdot LOLP_t \cdot PNS_t \quad (3.22)$$

Las especificaciones y el procedimiento de cálculo de las metodologías analizadas, son las siguientes:

- **Effective Load Carrying Capability (ELCC):** El ELCC cuantifica la cantidad en que la carga del sistema puede aumentar al incorporar una unidad, mientras se mantiene el mismo nivel de suficiencia (LOLE) que se tenía antes de que esta entrara en operación [24, 25]. La metodología utilizada para el cálculo es la siguiente:
 1. Calcular el LOLE del sistema ($LOLE_0$) sin la unidad en evaluación.
 2. Incorporar la unidad en evaluación y calcular el LOLE del sistema ($LOLE_L$).
 3. Obtener la demanda adicional \bar{L} tal que $LOLE_0 = LOLE_L$, esto mediante la adición iterativa de un bloque de demanda para todo el periodo de estudio (valor constante para cada hora). La demanda adicional \bar{L} corresponde al ELCC de la unidad.
- **Equivalent Conventional Power (ECP):** El ECP es la capacidad de una unidad de referencia, con un FOR definido distinto de cero, que permite reemplazar la central a evaluar manteniendo el mismo LOLE [24, 26]. La metodología utilizada para el cálculo es la siguiente:
 1. Calcular el LOLE del sistema ($LOLE_0$) sin la central en evaluación.
 2. Incorporar la unidad a evaluar y calcular el LOLE del sistema ($LOLE_G$):

3. Remplazo de la central en evaluación por una unidad de referencia B y obtención del LOLE del sistema ($LOLE_B$). Ajustar iterativamente la capacidad de la unidad de referencia hasta que $LOLE_G = LOLE_B$. La capacidad de la unidad de referencia B corresponde al ECP de la unidad.
- **Equivalent Firm Capacity (EFC):** El EFC corresponde a una variante del ECP. Esta metodología considera que la unidad de referencia utilizada para calcular el $LOLE_B$ tiene un FOR igual a cero [25].
 - **Crédito de capacidad basado en EENS:** Metodología propuesta en [35] que consiste en comparar la reducción en EENS ante un incremento de 1 [MW] de capacidad de interés con la reducción en EENS ante un incremento de 1 [MW] de generación perfectamente confiable, es decir, con FOR igual a cero. La metodología utilizada para el cálculo es la siguiente:
 1. Calcular la energía no suministrada para la capacidad óptima ($EENS_0$).
 2. Obtener la energía no suministrada al adicionar 1 [MW] de capacidad a analizar ($EENS_i$).
 3. Obtener la energía no suministrada al adicionar 1 [MW] de generación 100% confiable ($EENS_{PC}$).
 4. Calcular el crédito de capacidad según la siguiente definición:

$$CC_{EENS_i} = \frac{EENS_0 - EENS_i}{EENS_0 - EENS_{PC}} \quad (3.23)$$

Cabe mencionar que las igualdades $LOLE_0 = LOLE_L$ y $LOLE_G = LOLE_B$ no siempre se cumplen dada la discontinuidad de la curva de cambio del LOLE al adicionar bloques de demanda o generación. Por esta razón, se realiza un ajuste lineal en caso que la igualdad no se cumpla exactamente.

Para las primeras tres metodologías especificadas anteriormente se analizan cuatro variaciones. Las dos primeras variaciones corresponden a considerar o no la existencia de un LOLE target ($LOLE_t$). Al utilizar un LOLE target, se añade un paso adicional antes de incorporar la central en evaluación el que consiste en ponderar la demanda por un factor α que permita llevar el $LOLE_0$ al $LOLE_t$. Luego, con la demanda obtenida, los siguientes pasos se realizan de manera similar. Las siguientes dos variaciones realizadas son según el agrupamiento o nivel de detalle de los clústeres diferenciando de la siguiente manera:

- Promedio: corresponde a medir el aporte a la suficiencia que realiza todo un parque generador asociado a un clúster de forma conjunta.
- Marginal: de forma contraria al anterior, corresponde a cuantificar el aporte a la suficiencia de cada unidad de forma individual.

Cálculo pago por potencia

Una vez obtenido el valor de capacidad, el precio por potencia (PP) es calculado en base al costo de inversión de la unidad que abastece el peak de demanda y el margen de reserva (MR), como se presenta en la ecuación 3.24. El margen de reserva (MR) esta definido según la ecuación 3.25 y depende del crédito de capacidad (CC) de la unidad peak en [p.u.].

$$PP = C_{peak}^{INV} \cdot (1 + MR) \quad (3.24)$$

$$MR = 1 - CC_{peak} \quad (3.25)$$

Finalmente, el ingreso por potencia (CR) se obtiene al multiplicar el crédito de capacidad de cada unidad en [MW] por el precio por potencia, como se presenta en la ecuación 3.26.

$$CR_i = CC_i \cdot PP \quad \forall i \in I \quad (3.26)$$

3.3.4. Missing Money ex-post

El Missing Money ex-post (MM_i^{EP}) es calculado considerando tanto los ingresos por energía (ER_i) como el pago por potencia (CR_i), como se presenta en la ecuación 3.27.

$$MM_i^{EP} = TC_i^{inv} + TC_i^{op} - ER_i - CR_i \quad \forall i \in I \quad (3.27)$$

3.4. Algoritmo de planificación de inversión en generación para grandes redes

La cantidad de escenarios de disponibilidad crece exponencialmente al aumentar el número de clústeres y la cantidad de unidades que lo componen. Esto implica que para una red de gran tamaño el costo computacional es tal que impide resolver el modelo de inversión en generación de manera directa. Por esta razón, para redes de gran tamaño, se define un algoritmo que permite determinar la capacidad óptima de inversión, disminuyendo el costo computacional y el tiempo de resolución. Este algoritmo se basa en [43] y [44] en donde se demuestra que al resolver un problema con un subconjunto de escenarios (“umbrella set”) correctamente escogidos, se alcanzan el nivel de seguridad y desempeño económico idénticos o casi idénticos a los encontrados cuando se consideran todos los escenarios. La figura 3.2 presenta la totalidad del algoritmo utilizado.

En primer lugar, se realiza un filtrado preliminar de los escenarios en dos etapas con el fin de disminuir la carga computacional del tratamiento y selección de escenarios. En la primera etapa de filtrado se determina el riesgo que cada escenario de disponibilidad implica para el sistema. El riesgo es definido como el costo de operación para el peor caso posible, es decir,

que exista una pérdida total de carga para la hidrología y el perfil renovable estacional con mayor probabilidad de ocurrencia. Luego, todos los escenarios que tengan un riesgo menor que ξ' son descartados del total de escenarios a utilizar. En la segunda etapa de filtrado se determinan los escenarios finales al incorporar los perfiles estacionales e hidrologías y nuevamente es calculado el riesgo para cada uno considerando que existe la pérdida total de carga. Finalmente, son eliminados los escenarios con menor riesgo hasta que la suma del riesgo de los escenarios eliminados en la primera etapa de filtrado más la suma de los escenarios eliminados en la segunda etapa de filtrado es igual a ξ .

Una vez que la reducción preliminar de escenarios es realizada, como se observa en la figura 3.2, es definido el conjunto de escenarios considerados para resolver el problema de inversión, conocido como “umbrella set”. Los escenarios que forman parte del “umbrella set” se determinan iterativamente mediante una evaluación de riesgos en términos del costo de operación de la siguiente manera:

1. Inicializar el “umbrella set” incorporando los z escenarios más riesgosos obtenidos de la última etapa de filtrado.
2. Resolver el problema de inversión considerando solamente el “umbrella set” mediante un modelo de dos etapas que utiliza el Algoritmo de Benders para coordinar las decisiones de inversión y operación del sistema. El algoritmo se detiene cuando las estimaciones superiores e inferiores de la función objetivo son equivalentes [45].
3. Obtener el riesgo de los escenarios que se encuentran en el “umbrella set”. Fijar la solución de inversión y calcular el riesgo y costo de operación de los escenarios que se encuentran fuera del “umbrella set”.
4. Si la razón entre el riesgo de los escenarios que se encuentran fuera del “umbrella set” con respecto a los que se encuentran dentro es menor a ε , el algoritmo finaliza. De lo contrario, son incorporados al “umbrella set” los x escenarios con mayor costo de operación y se vuelve al punto 2. Debido la cantidad de escenarios no es factible que x tenga un valor unitario, por lo tanto, es asignado un valor que representa un porcentaje menor de la muestra.

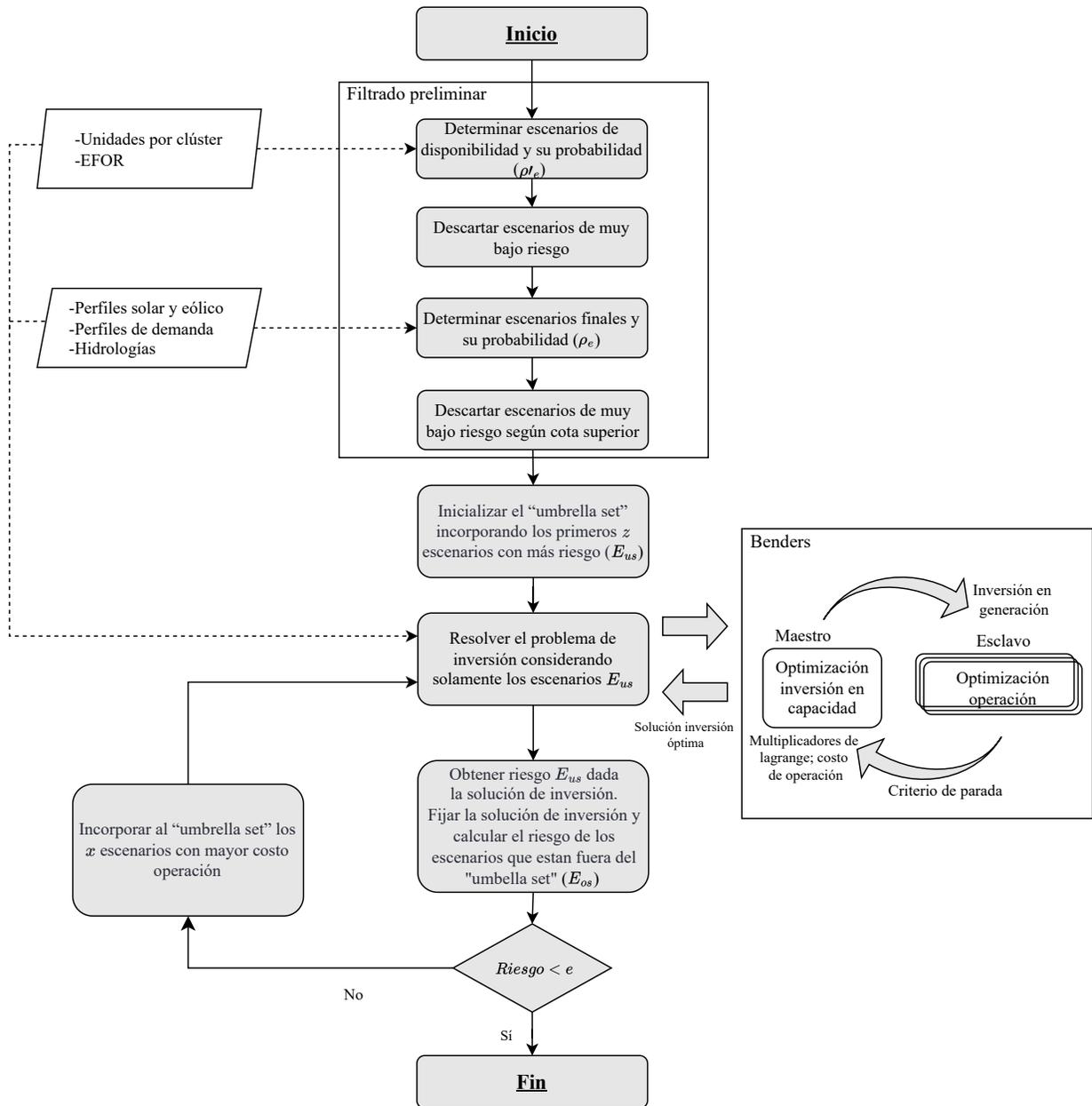


Figura 3.2: Descripción algoritmo de resolución problema de planificación de la inversión.

Capítulo 4

Casos de estudio de pequeña escala

En esta sección se estudian los efectos que la forma de obtención del precio de la energía y el pago por potencia, para diferentes metodologías de cálculo de créditos de capacidad, tienen en la recuperación del costo de inversión en generación óptima. En este contexto, se definen dos casos de estudio simplificados a través de la consideración de un número reducido de clústeres de generación y la utilización de un perfil de demanda y perfil solar determinista. Los clústeres empleados en ambos casos son los siguientes:

- **Caso I:** sistema compuesto por tecnologías fósiles, es decir, carbón, gas y diésel.
- **Caso II:** sistema compuesto por tecnologías fósiles y solar fotovoltaica.

La metodología propuesta en el capítulo anterior, es aplicada para diferentes valores de pérdida de carga. Adicionalmente, son comparadas 13 variaciones de las metodologías de cálculo de créditos de capacidad: ELCC, ECP y EFC en sus versiones promedio, marginal y considerado o no un valor target de confiabilidad; además de la metodología basada en EENS. Se determinan aquellas metodologías que entregan una remuneración más precisa según las condiciones del sistema y que reducen al mínimo el Missing Money. Además, para un caso particular fijando la capacidad óptima de inversión en generación, es analizada la variación del Missing Money al imponer un precio límite de la energía menor al VoLL.

4.1. Datos de entrada

La tabla 4.1 presenta los costos de inversión y costos variables de operación utilizados para resolver ambos casos. Estos valores fueron obtenidos de [46] y están basados en el Sistema Eléctrico Chileno. En particular para la energía solar, el costo de operación utilizado es cero. No se consideraron costos de operación y mantenimiento adicionales para los clústeres.

Las posibles operaciones del sistema son modeladas usando días representativos, compuestos por 24 horas cronológicas, que se encuentran asociados a un perfil de demanda, un perfil solar (si corresponde) y al estado de disponibilidad de las unidades de generación. Por esta razón, se requiere emplear el costo de inversión diario, el que se obtiene al dividir el costo de inversión anualizado (c_i) por 365 (cantidad de días de un año común). La anualidad es

calculada mediante la ecuación 4.1 utilizando una tasa de descuento (r) del 10 %, además de la vida útil (t) y los costos de inversión totales (C_i) presentados en la tabla 4.1.

$$C_i = c_i \cdot \frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^t} \right) \quad (4.1)$$

Tabla 4.1: Datos clústeres de generación.

Clúster	Costo inversión [\$ /kW]	Costo inversión diario [\$/MW]	Costo operación [\$ /MWh]	Vida útil [años]	N° unidades Caso I	N° unidades Caso II
Carbón	2765	785	38	35	47	45
Gas	1090	329	95	25	3	3
Diésel	666	201	184	25	4	4
Solar PV	1200	362	-	25	-	4

El FOR para los clústeres fósiles y solar fotovoltaico es 5 % y 0,9 % respectivamente. La cantidad de unidades indistinguibles en las que son divididos los clústeres, presentada en la tabla 4.1, es definida de manera tal que las unidades de todos los clústeres tienen un tamaño equivalente. El tamaño de referencia utilizado para ambos casos es de 23 [MW].

Los perfiles de demanda y solar empleados son presentados en la figura 4.1 y corresponden a perfiles genéricos de 24 horas.

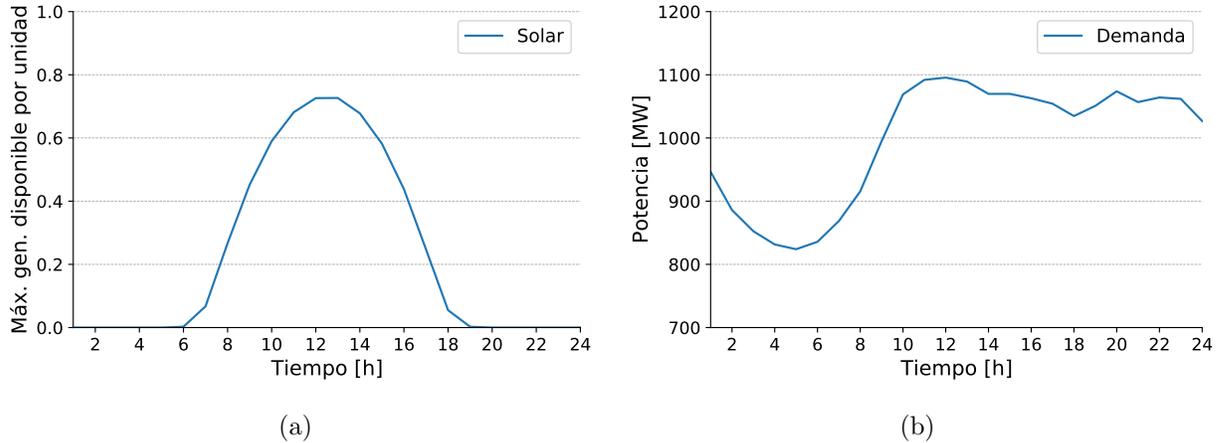


Figura 4.1: Perfil solar (a) y perfil de demanda (b).

Dado que el modelo permite la reducción de demanda en caso que sea económicamente eficiente, la metodología propuesta es aplicada a seis VoLL: 1, 5, 10, 15, 20 y 25 [$kUSD/MWh$]. El bloque de demanda/generación de referencia incorporado iterativamente en las metodologías de obtención del valor de capacidad corresponde al 0.5 % de la unidad de generación de menor tamaño, tanto para los casos promedio como marginal. Para el cálculo de los créditos de capacidad con target, el valor de confiabilidad target utilizado corresponde al LOLE del sistema resultante al considerar la capacidad óptima obtenida del modelo de planificación de la inversión y por lo tanto varía según el VoLL. Además, el factor de reducción empleado para llevar la demanda original a la demanda que satisface el LOLE target es igual a 0.1 %.

Por otro lado, la unidad de referencia empleada en la metodología de cálculo ECP posee un EFOR del 5%. Para el cálculo del ECP promedio, se considera que la cantidad de unidades de la tecnología de referencia es igual a la cantidad máxima de unidades entre los clústeres del caso. Finalmente, se emplea como supuesto que la unidad que abastece a la demanda peak es diésel.

4.2. Resultados y discusión

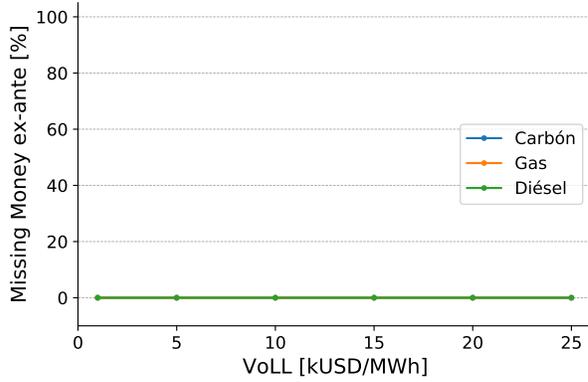
4.2.1. Missing Money ex-ante

La figura 4.2 presenta el Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión según clúster para diferentes valores del VoLL. Son consideradas tres formas de cálculo del precio de la energía: variable dual de la restricción de balance del modelo de inversión ($\lambda_{t,e}^{INV}$), variable dual de la restricción de balance del modelo de operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$) y lista de mérito ($\lambda_{t,e}^{MO}$).

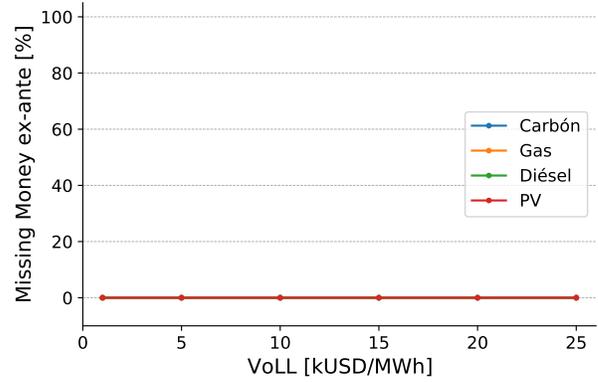
En las figuras 4.2(a) y 4.2(b) se observa que al considerar el precio igual a $\lambda_{t,e}^{INV}$ el Missing Money ex-ante, para ambos casos y para todos los VoLL analizados, es igual a cero. Un resultado equivalente se obtiene al considerar el precio igual a $\lambda_{t,e}^{OP}$, presentado en las figuras 4.2(c) y 4.2(d), en donde el Missing Money ex-ante es aproximadamente cero. Ambos casos demuestran que al remunerar los servicios de energía con precios que se alinean con las condiciones del sistema, sin un precio límite de la energía y permitiendo que los precios alcancen el VoLL en momentos de escasez, genera que tanto los costos de operación como de inversión eficiente se cubran meramente con los ingresos obtenidos del mercado de energía, sin la necesidad de pagos extras. La diferencia entre el Missing Money ex-ante obtenido al utilizar $\lambda_{t,e}^{INV}$ y $\lambda_{t,e}^{OP}$ se explica con la discontinuidad de la curva de oferta de generación y la forma en que el software obtiene la variable dual de la restricción de balance, la que es utilizada como el precio de la energía.

Dado que los costos variables de los clústeres son constantes y la capacidad instalada de cada uno es acotada, al construir la curva de oferta de generación se obtiene una curva con forma escalonada, desde los generadores con menor a los con mayor costo variable. Si la demanda coincide con los escalones (segmentos horizontales de la curva de oferta) el precio se encuentra totalmente definido y corresponde al costo variable del generador con que se abastece 1 MW adicional de demanda o al VoLL en caso de escasez. Si la intersección con la demanda se produce en la transición de un escalón a otro (segmentos verticales de la curva de oferta), el precio no se encuentra claramente definido a nivel de software y es ahí donde los precios obtenidos con $\lambda_{t,e}^{INV}$ y $\lambda_{t,e}^{OP}$ difieren.

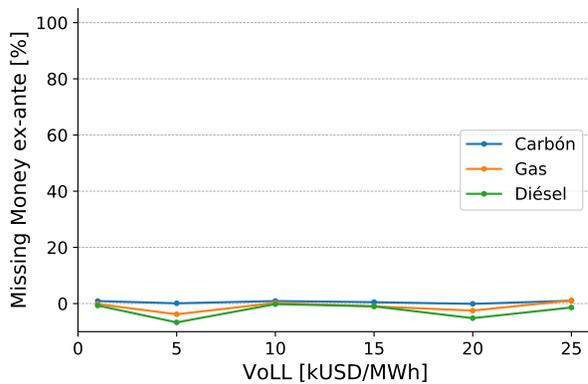
Debido a que el modelo de inversión en generación es un modelo lineal que contiene tanto la inversión como la operación, el software permite que $\lambda_{t,e}^{INV}$ tome valores intermedios que no son equivalentes a los costos variables de las unidades ni al VoLL en caso de recorte de demanda. Por otro lado, el modelo de operación, utiliza como parámetro la capacidad óptima y resuelve de manera independiente la operación. En estos puntos críticos el software no permite que $\lambda_{t,e}^{OP}$ tome valores intermedios, si no que escoge entre los costos variables de las unidades o el VoLL en caso de escasez.



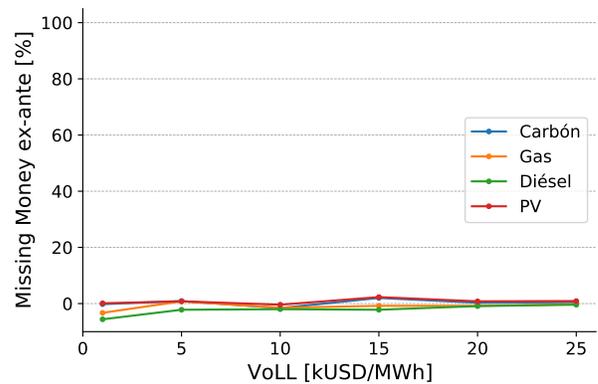
(a) Precio energía modelo inversión ($\lambda_{t,e}^{INV}$) Caso I.



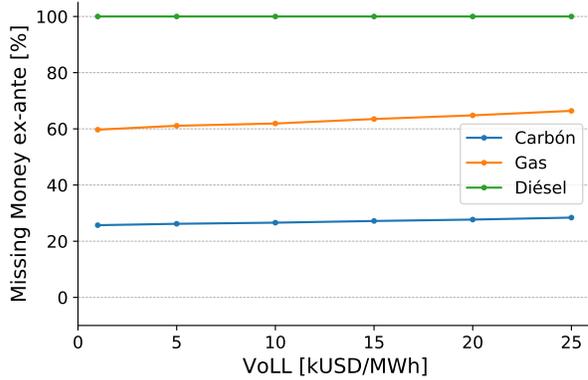
(b) Precio energía modelo inversión ($\lambda_{t,e}^{INV}$) Caso II.



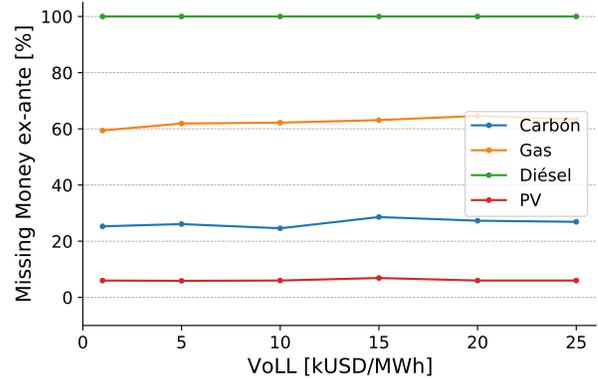
(c) Precio energía modelo operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$) Caso I.



(d) Precio energía modelo operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$) Caso II.



(e) Precio energía según lista de mérito Caso I.



(f) Precio energía según lista de mérito Caso II.

Figura 4.2: Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión según la forma de obtención del precio de la energía.

De manera contraria a los casos anteriores, en las figuras 4.2(e) y 4.2(f) se observa que al considerar el precio de la energía según lista de mérito el Missing Money ex-ante posee un valor distinto de cero. Además, este valor es aproximadamente constante para todos los VoLL según clúster. El Missing Money ex-ante es aproximadamente el 6% para el clúster fotovoltaico, 26% para el carbón, 62% para el gas y 100% para el diésel.

En este caso los precios de energía son iguales al costo variable de la unidad más costosa en operación. De esta manera, los clústeres recuperan una fracción de sus costos de inversión dependiendo de la cantidad de horas que el precio de la energía se encuentra sobre sus costos variables, a excepción del clúster diésel que abastece la demanda punta. Dado que no se permite que los precios de escasez se vean reflejados, las unidades diésel que son aquellas que operan una menor cantidad de horas, principalmente en momentos de demanda peak o escasez, nunca son remuneradas a un precio mayor que sus costos variables. Por esta razón, el 100 % de sus costos de inversión no son recuperados.

La figura 4.3 presenta la variación del Missing Money ex-ante al variar el precio límite de la energía para una capacidad de inversión óptima fija. La capacidad óptima utilizada en este caso de estudio corresponde a la obtenida del modelo de inversión en generación para el VoLL igual a 10 [$kUSD/MWh$]. La variación del precio límite de la energía se realiza entre el valor del mayor costo variable de los clústeres de generación en operación (lista de mérito) y 10 [$kUSD/MWh$] (valor del VoLL). El Missing Money es presentado como porcentaje del costo de inversión total del caso estudiado.

En la figura se observa que el Missing Money ex-ante aumenta linealmente al disminuir el precio límite de la energía. El punto de mayor Missing Money ex-ante total tiene un valor cercano al 30 %. Este se produce cuando los precios están determinados según lista de mérito y con un precio límite de la energía igual al costo de la unidad más cara en operación.

La diferencia observada entre la curva del Caso I y Caso II se debe a que en el Caso II la inversión en generación fotovoltaica sustituye parte de la inversión en carbón. Lo anterior genera que en los horarios sin sol el precio de la energía sea mayor para el caso con generación fotovoltaica y por lo tanto se logre recuperar un mayor porcentaje del costo de inversión de las unidades que operan en esas horas.

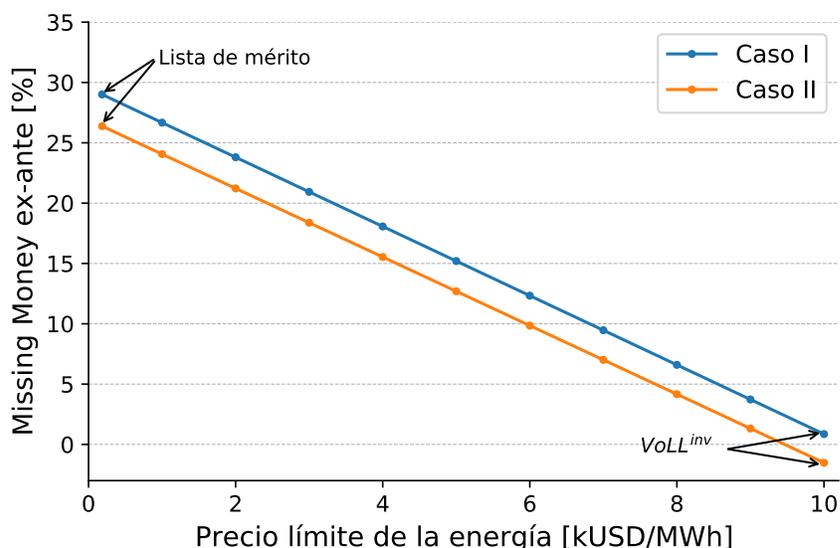
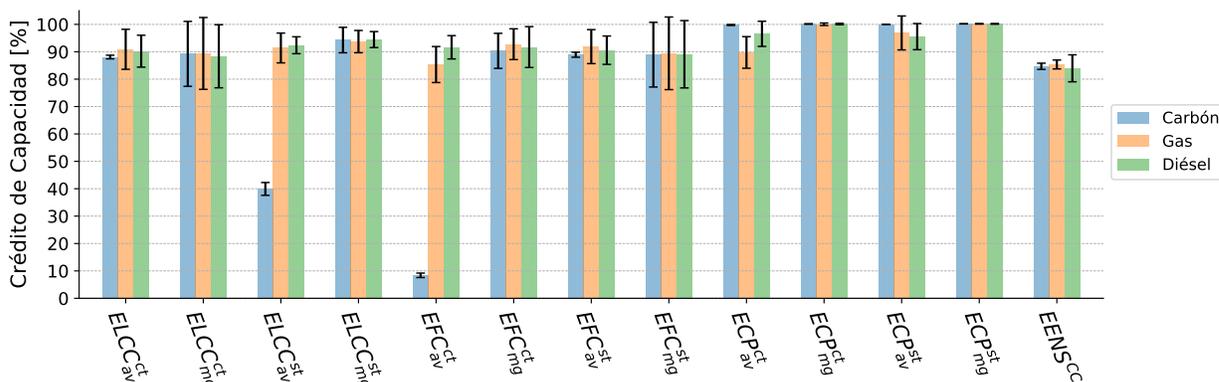


Figura 4.3: Missing Money ex-ante como porcentaje de la inversión total al variar el precio límite de la energía.

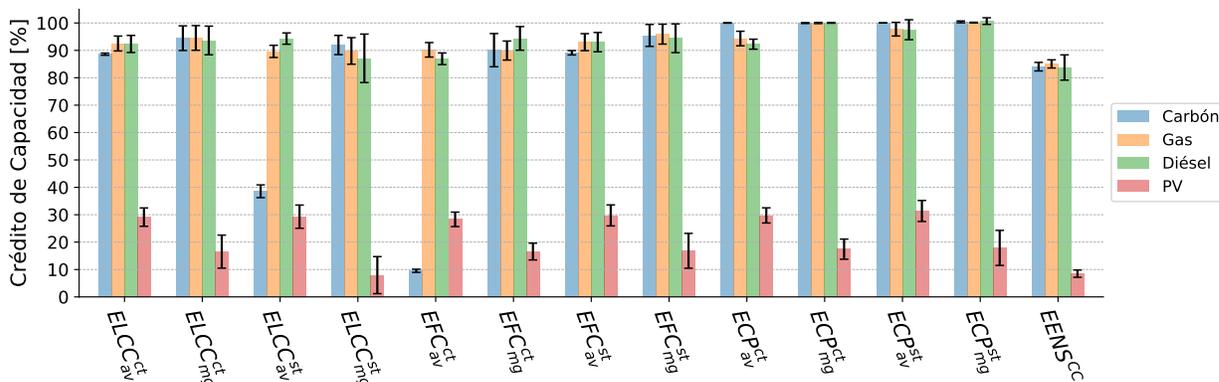
4.2.2. Créditos de capacidad

La figura 4.4 presenta el crédito de capacidad como porcentaje de la capacidad instalada para las diferentes metodologías de cálculo analizadas. La barra de error muestra la varianza de los valores de capacidad obtenidos para los diferentes VoLL analizados.

En primer lugar, se observa que el Caso I y Caso II tienen valores de capacidad equivalentes para los diferentes clústeres. Las metodologías de cálculo presentan leves diferencias entre sí y todas poseen una dependencia de los resultados con respecto al VoLL, mostrando un variación que puede superar el 10 %. Además, se obtiene que las metodologías ELCC e EFC marginales presentan una mayor dispersión de los resultados en comparación con su símil promedio.



(a) Caso I.



(b) Caso II.

Figura 4.4: Crédito de capacidad como porcentaje de la capacidad instalada.

Los clústeres de generación fósil tienen un valor de capacidad que sobrepasa el 70 %, con excepción de anomalías que presenta el clúster de carbón para las metodologías ELCC sin target y EFC con target promedio. El valor de capacidad de las unidades fósiles depende principalmente del FOR de cada clúster, lo que explica su alto reconocimiento a la suficiencia del sistema. A pesar de esto, existen factores que no fueron considerados en este estudio que podrían afectar su capacidad de generación en momentos de escasez, como es la disponibilidad de combustibles.

El clúster de carbón para las metodologías ELCC sin target y EFC con target promedio presenta un valor de capacidad muy reducido en comparación con su símil calculado con la metodología marginal. Esta diferencia se debe principalmente a que el clúster de carbón representa aproximadamente el 87 % y el 81 % de la capacidad de generación total instalada para el Caso I y II respectivamente. Al realizar el cálculo del valor de capacidad con las metodologías promedio y retirar el clúster de carbón por completo, el bloque de energía que es retirado genera que el LOLE del sistema llegue a 24 h. Este hecho genera una distorsión de los resultados al aplicar la metodología de cálculo, disminuyendo significativamente su valor de capacidad.

Con respecto al clúster solar, el cálculo con las metodologías promedio entrega un valor de capacidad mayor que para las metodologías del tipo marginal. En particular, para la metodología promedio el valor de capacidad obtenido es cercano al 30 % mientras que para la metodología marginal varía del 20 % a un valor cercano a 0 %. Este resultado se debe a que al incorporar al sistema la centrales solares de manera agrupada estas producen una reducción significativa de la demanda, por lo cual el aporte percibido a la suficiencia del sistema es mayor. Por el contrario, al realizar el cálculo de manera marginal, considerando un perfil de generación fotovoltaica tipo, la generación disponible de estas unidades durante la demanda punta es cercana a cero y por consiguiente su aporte a la confiabilidad del sistema es prácticamente nulo. Estos resultados concuerdan con estudios anteriores como el presentado en [27].

4.2.3. Missing Money ex-post

La figura 4.5 presenta el Missing Money ex-post en valor absoluto como porcentaje de la capacidad instalada luego de incorporar el pago por potencia al caso en que el precio de la energía es calculado por lista de mérito. Es utilizado el valor absoluto del Missing Money ex-post para cuantificar el error con respecto a la remuneración óptima (Missing Money igual a cero) que se obtiene con cada metodología de cálculo y así evitar que errores positivos y negativos se anulen mutuamente. El gráfico de tipo boxplot presenta la dispersión del Missing Money ex-post para los VoLL analizados y está ordenado según la media de la metodología de cálculo de menor a mayor. Los puntos que se encuentran fuera del blox plot corresponden a valores atípicos.

En primer lugar, se observa que las metodologías ELCC sin target promedio y EFC con target promedio son las que presentan una mayor desviación del Missing Money ex-post, alcanzando el 26 %. Este resultado se debe a las distorsiones que presentan estas metodologías en el cálculo del valor de capacidad del carbón. Por otro lado, las metodologías de cálculo restantes poseen una diferencia en la media del Missing Money ex-post menor al 2 %. La reducida diferencia en la media de los resultados se explica con la baja variación de los créditos de capacidad presentados en la figura 4.4. A pesar de la baja diferencia en la media, el Missing Money ex-post presenta una dispersión significativa según el VoLL utilizado. Por esta razón, la diferentes metodologías restituyen con distintos niveles de precisión el Missing Money y para determinar aquella metodología que permite acercarse de manera más exacta a la remuneración óptima, es necesario analizar los resultados específicos según el VoLL del sistema, el portafolio tecnológico utilizado y el clúster que se busca remunerar.

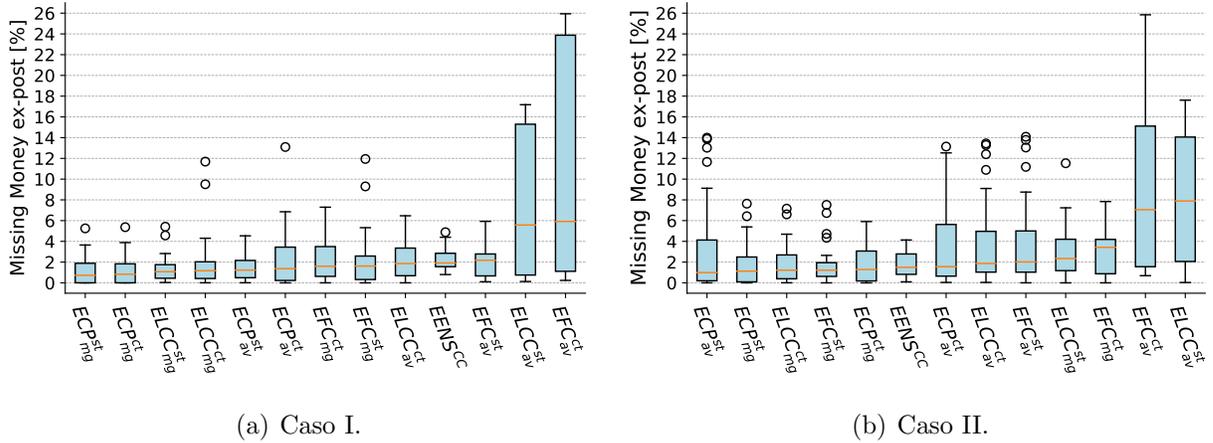


Figura 4.5: Missing Money ex-post como porcentaje del costo de inversión.

Lo anterior queda evidenciado en la figura 4.6 que presenta el Missing Money ex-post desagregado por clúster para el Caso II. Se observa que las desviaciones del Missing Money ex-post para las metodologías ELCC sin target promedio y EFC con target promedio se deben al elevado Missing Money ex-post del carbón para estos casos. Además, el Missing Money ex-post de los clústeres gas y diésel es cercano a cero y presenta variaciones menores al 10%. Finalmente, para el clúster fotovoltaico la mayoría de las metodologías analizadas presentan sobre-rentas (Missing Money negativo) siendo las variaciones de las metodologías de cálculo marginal aquellas en las que el Missing Money se asemeja más a cero. Debido a los resultados dispares entre los diferentes clústeres, no se identifica que exista un metodología específica que permita una remuneración exacta para todos los casos.

Capítulo 5

Casos de estudio en el sistema chileno

En la presente sección se estudia la efectividad del pago por potencia, como herramienta complementaria al pago por energía, en la remuneración de la inversión óptima de generación en un sistema real, descarbonizado y con precios de lista de mérito. El sistema escogido para llevar a cabo este análisis es el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, ya que reúne las condiciones particulares de poseer un mercado de energía basado en costos auditados y cuyos precios están determinados según lista de mérito. Además, Chile tiene el objetivo de contar con una matriz descarbonizada al año 2040. Las metodologías de cálculo de crédito de capacidad utilizadas son ELCC promedio y marginal dado que son las metodologías que actualmente se encuentra en análisis de implementación en Chile.

5.1. Datos de entrada

Los datos correspondientes a las principales tecnologías de generación presentes en el Sistema Eléctrico Nacional de Chile se encuentran resumidos en la tabla 5.1. El análisis es realizado para el año 2030 asumiendo un retiro total de las centrales de carbón. Por esta razón, no se considera el clúster de carbón en la planificación de la inversión en generación.

Los costos de inversión y la vida útil de las tecnologías, a excepción de las baterías, fueron obtenidos de [46] y corresponden a los datos informados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile en estudios recientes. El costo de inversión y vida útil utilizado para las baterías es el calculado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para el 2020 en [47]. Los costos de operación de los clústeres de gas y diésel fueron obtenidos de [48]. Debido al bajo costo de operación de las energías renovables y almacenamiento estos fueron considerados iguales a cero. No se utilizaron costos de operación y mantenimiento adicionales para los clústeres.

Las posibles operaciones anuales son modeladas usando días representativos del año 2030. Estos días representativos están compuestos por 24 horas cronológicas y se encuentran asociados a un perfil estacional de demanda y generación renovable, un perfil hidrológico y al estado de disponibilidad de las unidades de generación. Al igual que en los casos anteriores se requiere emplear el costo de inversión diario para lo cual se calcula el costo de inversión

anualizado, según la ecuación 4.1, el que luego es dividido en 365 (cantidad de días de un año común).

Tabla 5.1: Datos clústeres de generación sistema chileno.

Clúster	Costo inversión [\$ /kW]	Costo inversión diario [\$/MW]	Costo operación [\$ /MWh]	Vida útil [años]	EFOR [%]	N° unidades
Gas	1090	329	95	25	11.2	12
Diésel	666	201	184	25	11.9	15
Eólica	1491	480	-	20	0.3	40
Solar PV	1200	362	-	25	0.9	20
Solar CSP	4977	1502	-	25	6	1
Hidráulica pasada	3472	964	-	45	2	15
Hidráulica embalse	3472	964	-	45	1.1	8
Hidráulica bombeo	1283	373	-	30	3.89	3
Batería	1380	497	-	15	2	1

Los perfiles de demanda para el año 2030 son presentados en la figura 5.1(a) y corresponden a una proyección basada en la demanda real del Sistema Eléctrico Nacional del 2020. La demanda es amplificada según la proyección de demanda de la Comisión Nacional de Energía al año 2030 (94.77 [TWh]) [49]. Los días de demanda representativos corresponden a cuatro (uno por cada estación del año) y son un promedio de los patrones de demanda de 24 horas dentro de cada estación. La probabilidad de ocurrencia asignada a los posibles escenarios de demanda corresponde a 0.25 [p.u.].

Los perfiles de radiación solar y velocidad del viento fueron obtenidos mediante las herramientas públicas proporcionadas por la Universidad de Chile y el Ministerio de Energía de Chile, denominadas Explorador Solar [50] y Explorador Eólico [51]. Se extrajeron los perfiles horarios desde 1981 a 2017 de 15 ubicaciones del país (una por cada región). Posteriormente, se calculó el factor de planta promedio horario de cada ubicación, el que luego fue ponderado por la capacidad instalada del clúster según región como un peso relativo para así obtener como resultado los perfiles anuales individuales con una resolución horaria. La misma metodología empleada para obtener los perfiles de demanda estacional es utilizada para los perfiles estacionales eólicos (figura 5.1(c)), solares fotovoltaicos y CSP (figura 5.1(b)) asignándoles una probabilidad de ocurrencia de 0.25 [p.u.] a cada uno.

Los datos hidrológicos horarios anuales se obtuvieron de [46], en donde los factores de planta de las centrales hidráulicas de embalse e hidráulicas de pasada fueron calculados utilizando los datos de condiciones climáticas e hidrologías históricas (proporcionadas por la CNE) en función de la eficiencia de transformación de la energía hidroeléctrica en electricidad. De manera similar se definieron para cada hidrología cuatro perfiles estacionales de 24 horas calculados mediante el promedio horario de cada estación. Posteriormente para cada estación, las hidrologías fueron clasificadas en 3 grupos: baja (H1), media (H2) y alta (H3), donde el factor de planta y la probabilidad de ocurrencia de cada una son calculados como el promedio ponderado y la suma de las probabilidades respectivamente. La probabilidad de ocurrencia de las hidrologías se presenta en la tabla 5.3 y el factor de planta promedio según hidrología se encuentra en la tabla 5.2. La especificación horaria del factor de planta de las centrales hidráulicas de pasada se presenta en el Anexo A.

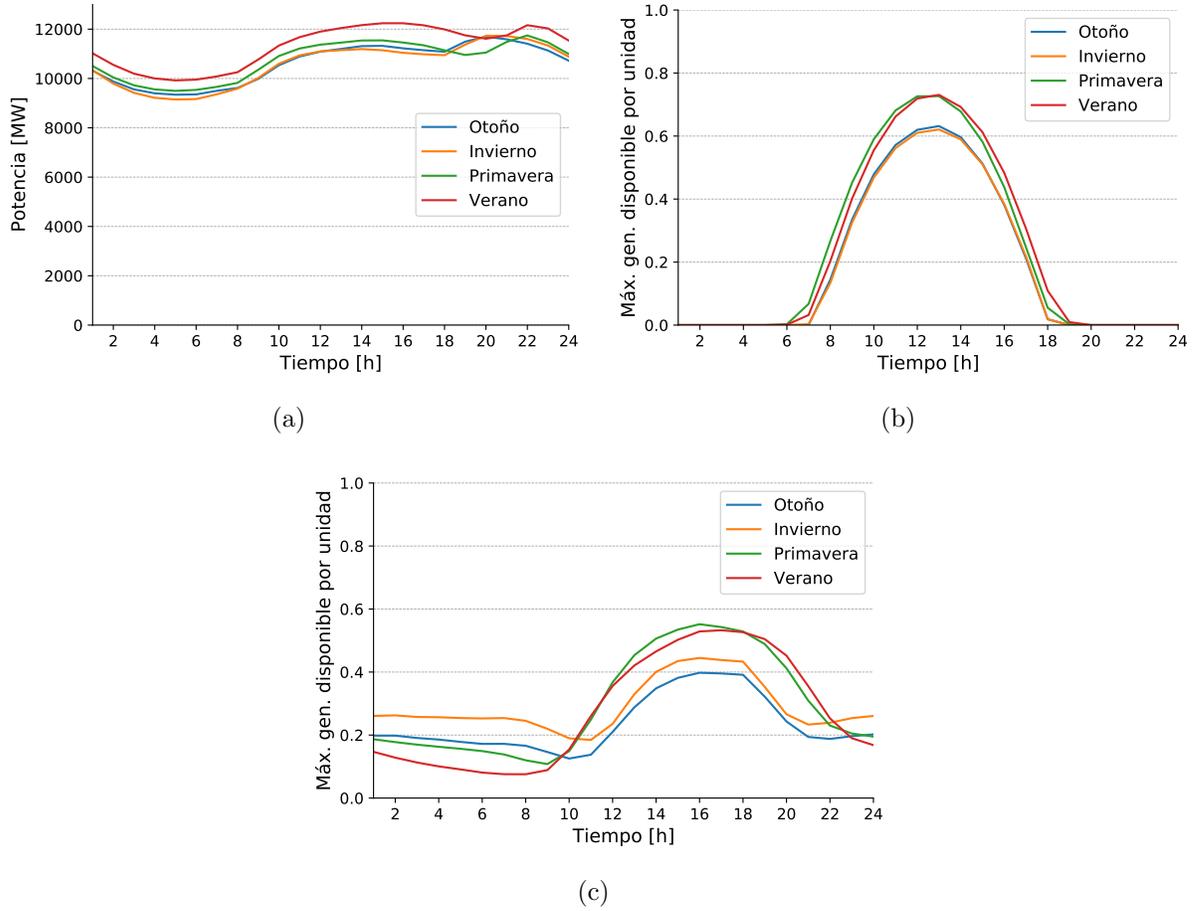


Figura 5.1: Perfil de demanda (c), perfil solar (b) y perfil eólico (c).

Tabla 5.2: Factor de planta promedio central hidráulica de embalse y pasada.

	Hidráulica de embalse [%]			Hidráulica de pasada [%]		
	H1	H2	H3	H1	H2	H3
Otoño	16.9	21.9	37.7	40.0	50.2	45.1
Invierno	37.8	70.8	100	43.8	51.9	55.8
Primavera	35	53.4	76.8	52.8	57.5	66.1
Verano	18.3	33.6	54.2	55.5	58.8	64.1

Debido a que en el corto plazo en Chile no existen proyectos hidroeléctricos de gran escala en construcción o en evaluación ambiental, en el modelo de planificación de la inversión en generación de este trabajo, la capacidad instalada de generación hidráulica de embalse y pasada es fijada en la capacidad instalada actualmente en Chile. El valor utilizado corresponde al informado por la CNE, es decir, 3393 [MW] y 2826 [MW] respectivamente.

La tasa de interrupción forzada de cada clúster es presentada en la tabla 5.1 y fue obtenida a partir datos históricos proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional, con excepción de las centrales PHS, CSP y baterías. Las tecnologías PHS, CSP y baterías son actualmente

Tabla 5.3: Probabilidad de ocurrencia hidrologías.

	H1 [p.u.]	H2 [p.u.]	H3 [p.u.]
Otoño	0.24	0.55	0.21
Invierno	0.41	0.49	0.1
Primavera	0.24	0.41	0.35
Verano	0.24	0.45	0.31

emergentes en Chile, por lo cual no existen registros históricos de su tasa de interrupción forzada. Luego, los valores utilizados para estos clústeres están basados en valores típicos de la literatura como los presentados en [40] y [32].

Para la tecnología CSP se considera un múltiplo solar igual a 3 basado en [52], 12 horas de capacidad de almacenamiento y una condición inicial/final de energía almacenada igual a $2/3$ de la capacidad total. Además, la eficiencia del bloque de potencia es de un 40 % y la eficiencia del ciclo completo es un 98.5 %, tomando como referencia [53] y [54] respectivamente. Por otro lado, la capacidad de almacenamiento para la generación hidráulica por bombeo es de 12 horas, con una condición inicial/final de energía almacenada igual a la considerada para el clúster CSP y una eficiencia de ciclo completo igual al 75 %, valor típico de este tipo de tecnologías [34]. Las baterías tienen una capacidad de almacenamiento de 4 horas, con una condición inicial/final de energía almacenada igual a cero y una eficiencia de ciclo completo igual al 90 %, basándose en [34].

En el modelo de inversión en generación, el valor de pérdida de carga utilizado es igual a 10 [$kUSD/MWh$]. Por otro lado, para obtener la remuneración para el modelo de operación en el caso con precios de la energía por lista de mérito, los precios están determinados según el costo variable de la unidad más cara en operación, a excepción que exista pérdida de carga para la hidrología seca. En este último escenario, el precio límite de la energía es fijado en 755.73 [USD/MWh], valor que corresponde al costo de racionamiento calculado por la CNE a marzo del 2021 [55]. Este supuesto corresponde a una simplificación basada en el hecho que el costo de falla debe aplicar en caso de pérdida de carga en momentos en que existe condición de escasez hídrica y rige un decreto de racionamiento.

El bloque de demanda incorporado iterativamente en la metodología de obtención del crédito de capacidad ELCC corresponde al 1 % de cada unidad o clúster de generación según sea marginal o promedio. Para el cálculo de los créditos de capacidad con target, el valor de confiabilidad target corresponde al LOLE del sistema obtenido con la solución óptima de capacidad resultante del modelo de planificación de la inversión en generación. Además, el factor de reducción empleado para llevar la demanda original a la demanda que satisface el LOLE target es igual a 0.2 %. Finalmente, se utiliza como supuesto que la unidad que abastece a la demanda peak es diésel.

5.2. Resultados y discusión

5.2.1. Missing Money ex-ante

La tabla 5.4 presenta la capacidad óptima de generación del sistema chileno al año 2030, además del Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión para dos formas de cálculo del precio de la energía: variable dual de la restricción de balance del modelo de operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$) y lista de mérito ($\lambda_{t,e}^{MO}$).

Tabla 5.4: Missing Money ex-ante como porcentaje del costo de inversión sistema chileno.

Clúster	Capacidad [MW]	Missing Money precio energía = $\lambda_{t,e}^{OP}$ [%]	Missing Money precio energía = $\lambda_{t,e}^{MO}$ [%]
Gas	4284.8	0	83
Diésel	1699.2	0	98.6
Eólica	21947.2	-2.7	33.5
Solar PV	2242.5	-2.2	34.6
Solar CSP	0	0	0
Hidráulica pasada	2826	-22.3	19.4
Hidráulica embalse	3393	-6.8	31.8
Hidráulica bombeo	1158.6	1.3	44.3
Batería	0	0	0
Total	37551.2	-6	36

Se observa que al considerar el precio de la energía igual a $\lambda_{t,e}^{OP}$, el Missing Money de los clústeres es equivalente a cero, con excepción de las tecnologías hidráulica de pasada y embalse. Este resultado concuerda con los valores obtenidos en los casos de pequeña escala, en particular en la figura 4.2, y demuestra la efectividad del algoritmo de cálculo utilizado para estimar la capacidad óptima de inversión en generación en grandes redes.

La utilidad extra alcanzada por los clústeres hidráulicos de pasada y embalse se debe a que poseen un bajo costo de inversión y operación, lo que les hace ser bienes solicitados, pero a la vez escasos a causa de que su capacidad máxima a invertir en la modelación fue fijada igual a la capacidad instalada actualmente en Chile. Su oferta limitada lleva a la existencia de sobre-rentas, las que son denominadas Rentas Ricardianas [56]. Debido a estas sobre-rentas, se obtiene que el Missing Money ex-ante total del sistema corresponde a -6%. Por lo tanto, la imposición de estas restricciones de capacidad generan que el portafolio óptimo se encuentre sobrecompensado al considerar el precio de la energía igual a $\lambda_{t,e}^{OP}$.

Por otro lado, las desviaciones con respecto a cero de los clústeres restantes tienen principalmente dos orígenes. Al igual que en los casos de estudio de pequeña escala, la primera fuente de error corresponde a la discontinuidad de la curva de oferta y a la forma en que el software obtiene la variable dual en los casos límites. La segunda fuente de error corresponde a que el algoritmo de cálculo implementado para obtener la inversión óptima en generación utiliza un número reducido de escenarios representativos, en conjunto con la descomposición de

Benders. El criterio de parada de esta descomposición tiene un porcentaje de error asociado, debido al criterio de parada empleado. El criterio utilizado corresponde a que el porcentaje de error entre las cotas sea menor al 0.1 %, con lo cual la diferencia de los resultados es despreciable.

Finalmente, en la tabla 5.4 se observa que al considerar el precio según lista de mérito, el Missing Money ex-ante posee un valor distinto de cero para todos los clústeres en que se invirtió en capacidad, incluyendo las centrales hidráulicas de embalse y pasada. A diferencia del resultado obtenido para los casos de estudio de pequeña escala, el Missing Money ex-ante del diésel es menor al 100 % debido a que se permite que los precios de energía alcancen el precio límite en caso de que exista pérdida de carga para los escenarios de hidrología seca. Cabe mencionar que para el caso basado en el modelo chileno el Missing Money ex-ante total del sistema corresponde al 36 %, lo que concuerda con el valor cercano al 30 % obtenido para el modelo de pequeña escala en la figura 4.3.

5.2.2. Créditos de capacidad

En la tabla 5.5 se presentan los créditos de capacidad obtenidos con las diferentes variaciones de cálculo de la metodología ELCC. Los valores concuerdan con los encontrados en la literatura, en donde los clústeres gas y diésel poseen un valor de capacidad mayor al 70 %, los clústeres hidráulicos mayor al 36 %, el clúster eólico menor al 30 % y el clúster solar menor al 13 %.

El bajo valor de capacidad obtenido para los clústeres eólicos y solar tiene relación con la disponibilidad del recurso renovable asociado. Además, de manera similar a los casos anteriores, se observa que los clústeres solar y eólico presentan un valor de capacidad significativamente mayor para la metodología de cálculo promedio. En particular, para el clúster solar el valor calculado con la metodología ELCC promedio con target corresponde al triple del obtenido con su símil marginal.

Tabla 5.5: Valor créditos de capacidad sistema chileno.

Clúster	$ELCC_{mg}^{st}$ [%]	$ELCC_{mg}^{ct}$ [%]	$ELCC_{av}^{st}$ [%]	$ELCC_{av}^{ct}$ [%]
Gas	80.0	80.6	90.9	73.5
Diésel	89.9	82.8	85.6	83.8
Eólica	14.2	12.4	30.9	20.2
Solar PV	11.1	4.4	12.9	12.7
Solar CSP	0	0	0	0
Hidráulica pasada	50.3	50.2	49.3	52.5
Hidráulica embalse	36.1	37.0	55.2	48.4
Hidráulica bombeo	55.8	58.6	49.7	51.3
Batería	0	0	0	0

5.2.3. Missing Money ex-post

La tabla 5.6 presenta el Missing Money ex-post como porcentaje del costo de inversión de cada clúster para las diferentes metodologías de cálculo de créditos de capacidad implementadas. Se observa que existen variaciones entre el Missing Money ex-post obtenido para cada una de las metodologías analizadas, pero ninguna de ellas permite que el Missing Money ex-post de todos los clústeres sea cercano a cero. El clúster con menor Missing Money ex-post es el diésel y los con mayor son el solar fotovoltaico, eólico y gas. Además, el Missing Money ex-post total del sistema varía entre el 17% y el 23%. Por lo tanto, se obtiene que ninguna de las metodologías de cálculo analizadas permite la remuneración del parque óptimo para un sistema real con alta penetración de energías renovables y precios determinados por lista de mérito.

Tabla 5.6: Missing Money ex-post como porcentaje del costo de inversión sistema chileno.

Clúster	$ELCC_{mg}^{st}$ [%]	$ELCC_{mg}^{ct}$ [%]	$ELCC_{av}^{st}$ [%]	$ELCC_{av}^{ct}$ [%]
Gas	29.1	25.3	19.5	30.8
Diésel	-0.4	1.6	0.7	1.3
Eólica	26.9	27.4	18.7	23.7
Solar PV	27.8	31.7	26.4	26.4
Solar CSP	0	0	0	0
Hidráulica pasada	7.9	7.2	7.8	6.7
Hidráulica embalse	23.6	22.8	18.7	20.1
Hidráulica bombeo	11.2	7.3	13.7	12.2
Batería	0	0	0	0
Total	23.1	17.1	20.7	20.7

Los pagos por capacidad son un complemento a los pagos por energía y su efectividad no depende meramente de la precisión en el cálculo del valor de capacidad, si no que también debe estar acompañado de un sistema de remuneración de precios de la energía que refleje las condiciones del sistema. El espíritu original de los pagos por capacidad tenía relación con la recuperación de la inversión de las tecnologías que operaban en los momentos peak de demanda. Dada la creciente inserción de energías renovables y los costos marginales decrecientes, las remuneraciones obtenidas por los servicios de generación no solo son insuficientes para remunerar la inversión de unidades de generación de punta, si que no también, no permiten recuperar la inversión de los clúster de generación que operan regularmente en el sistema. Por esta razón, otro factor que puede explicar el fracaso en la restitución del Missing Money por parte de las metodologías analizadas, corresponde a la manera de cálculo empleada en el precio por capacidad, la cual depende directamente del costo de inversión de la unidad de punta y el margen de reserva.

5.2.4. Efecto del precio límite de la energía en el Missing Money

El análisis previo demostró que el portafolio óptimo de inversión en generación para el sistema chileno no es remunerado mediante el esquema actual de valorización de los servicios de energía (precios por lista de mérito) más el pago por potencia en función de créditos por

capacidad calculados con la metodología ELCC. Lo anterior considerando el supuesto de que el costo de falla solamente puede ser alcanzado para la hidrología seca en caso de pérdida de carga. En la presente sección se analiza la variación del Missing Money ex-post en caso que el precio de la energía alcance el precio límite para todas las hidrologías cuando existe pérdida de carga.

La tabla 5.7 presenta el mínimo precio límite de la energía requerido para que el Missing Money ex-post sea igual o menor que cero para cada uno de los clústeres. Se observa que el valor mínimo del precio límite de la energía varía desde 300 [USD/MWh] a 2100 [USD/MWh] según la metodología de cálculo de crédito de capacidad utilizada. Este valor depende del clúster que limita la condición impuesta de que el Missing Money ex-post sea menor o igual a cero. En particular, depende de la cantidad de horas de operación del clúster y su capacidad para recuperar el costo de inversión mediante los precios de escasez.

Para todas las metodologías analizadas, el Missing Money ex-post es negativo, por lo cual existe una sobre-compensación de los clústeres de generación que va desde el 6.7% al 13.6%. Cabe mencionar que estas cifras son significativamente menores en valor absoluto que el Missing Money ex-post obtenido al calcular los precios de la energía por lista de mérito, en donde adquiere valores que rondan el 20% para todos los casos. Luego, se observa que un aumento en el valor del precio límite de la energía y en el número de casos en que los precios de energía lo pueden alcanzar, en adición al actual modelo de pagos por potencia, permitiría concretar la construcción del portafolio óptimo de generación.

Tabla 5.7: Precio límite de la energía mínimo para que Missing Money ex-post sea menor o igual a cero.

	$ELCC_{mg}^{st}$	$ELCC_{mg}^{ct}$	$ELCC_{av}^{st}$	$ELCC_{av}^{ct}$
Precio límite [USD/MWh]	300	2100	1000	600
Missing Money total ex-post [%]	-6.7	-9.1	-13.6	-9.5

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones

El presente trabajo analiza los efectos que la forma de obtención del precio de la energía y los pagos por potencia, considerando diferentes metodologías de cálculo de créditos de capacidad, tienen en la recuperación del costo de inversión en generación óptima. Para realizar aquello, se propuso una metodología de cuatro fases. La primera fase consiste en planificar la inversión en generación mediante un modelo de optimización lineal estocástico. Para la solución óptima de este modelo, en la segunda fase, es calculado el Missing Money sin pagos por potencia (ex-ante) según tres maneras de obtención del precio de la energía: variable dual de la restricción de balance modelo de planificación ($\lambda_{t,e}^{INV}$), variable dual de la restricción de balance modelo de operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$) y lista de mérito ($\lambda_{t,e}^{MO}$). Finalmente en las fases tres y cuatro se obtiene el pago por potencia según diferentes estimaciones de los créditos de capacidad, para luego calcular el Missing Money incorporando los pagos por potencia (ex-post).

A través de diferentes casos de estudio fue demostrado que al considerar los precios de energía iguales a la variable dual de la restricción de balance del modelo de planificación de la inversión ($\lambda_{t,e}^{INV}$) y operación ($\lambda_{t,e}^{OP}$), el Missing Money sin incluir pagos por potencia es aproximadamente cero. Esto significa que al remunerar los servicios de energía con precios que se alinean con las condiciones del sistema, sin un valor límite de la energía y permitiendo que los precios alcancen el valor de pérdida de carga en momentos de escasez, tanto los costos de operación como de inversión eficiente se cubren meramente con los ingresos obtenidos por los servicios de energía. Por lo tanto, ante estas condiciones no se requiere la existencia de pagos extras, como son los pagos por capacidad.

Por otro lado, se demostró que a medida que se disminuye el precio límite de la energía, el Missing Money sin incluir pagos por potencia aumenta. El punto de mayor Missing Money ex-ante es cercano al 30 %, el que se produce cuando los precios están determinados según lista de mérito y con un valor límite de la energía igual al costo variable de la unidad más cara en operación. En este caso límite, se obtuvo que los clústeres recuperan solamente una fracción de sus costos de inversión, la que depende de la cantidad de horas en que el precio de energía esta por sobre su costo variable mientras se encuentran en operación. Las unidades

diésel, al ser aquellas que operan una menor cantidad de horas y dependen de los precios de escasez, tienen un Missing Money ex-ante cercano al 100 %.

Con respecto al valor de capacidad de los clústeres, se concluye que su valor depende del VoLL y del portafolio tecnológico del sistema. Los clústeres gas y diésel poseen un valor de capacidad mayor al 70 %, los clústeres hidráulicos mayor al 36 %, el clúster eólico menor al 30 % y el clúster solar menor al 13 %. Por otro lado, el valor de capacidad de los clústeres solar y eólico presenta una mayor variación dependiendo de si la metodología de cálculo utilizada corresponde a marginal o promedio. Ejemplificando, para el caso de análisis basado en el modelo chileno, el valor de capacidad para el clúster solar con la metodología ELCC promedio con target triplica el valor obtenido con su símil marginal.

En relación al Missing Money incluyendo pagos por potencia, existen distintos niveles de precisión en la restitución del Missing Money ex-post dependiendo de la metodología de cálculo de crédito de capacidad analizada. No se identifica que exista una metodología específica que permita una remuneración exacta para todos clústeres y para todos los casos. Además, se concluye que para un sistema real con alta penetración de energías renovables y con precios determinados por lista de mérito la metodología de cálculo ELCC no permite anular el Missing Money ex-post de todos los clústeres. Por el contrario, el Missing Money ex-post total del sistema para este caso varía entre el 17 % y el 23 %.

Finalmente, para el caso chileno se concluye que es necesario modificar algunas condiciones de mercado para que la inversión en generación óptima se lleve a cabo en caso de implementar el pago por potencia utilizando la metodología ELCC. En particular, habilitar que los precios de energía alcancen el precio límite para todos los escenarios en que se produzca pérdida de carga, el recálculo del valor límite de la energía y el replanteamiento de la metodología de cálculo del precio por capacidad, permitirían que la inversión del portafolio óptimo de generación se realice. Dado que hay un número creciente de países implementando mecanismos de capacidad y que es improbable que estos mecanismos se dejen de utilizar en el mediano plazo, los resultados numéricos de esta tesis sugieren que los mecanismos de capacidad se deben analizar desde el prisma de la teoría económica del segundo mejor.

6.2. Trabajo futuro

La metodología prepuesta considera que las decisiones que caracterizan los escenarios son tomadas ex-ante y son fijas para todo el periodo de evaluación. Este supuesto genera que la operación del sistema se realice teniendo conocimiento del momento exacto de las fallas de las unidades de generación y la variabilidad de los recursos renovables hora a hora. Por lo tanto, como trabajo futuro se propone formular una metodología que permita incorporar la incertidumbre en la operación real. De esta manera se podría comparar el resultado de la capacidad óptima a invertir en generación al tener una operación no anticipativa ante variaciones de las principales fuentes de incertidumbre del sistema.

Por otro lado, en el presente trabajo la solución del problema de planificación de inversión en generación para el caso de estudio del sistema chileno entregó como resultado que no se requería invertir en sistemas de almacenamiento por baterías. Estos sistemas tienen un rol fundamental en una matriz descarbonizada dado que permiten entregar servicios de

flexibilidad y está demostrado que la recuperación de sus costos de inversión depende de su participación en múltiples servicios. Por esta razón, sería interesante analizar cuál es el porcentaje de Missing Money de estos dispositivos y qué tan relevante es la remuneración de potencia en la recuperación de la inversión.

Finalmente, debido que para el caso chileno el pago por potencia utilizando la metodología ELCC no anula el Missing Money, se propone como trabajo futuro el diseño de una metodología de remuneración de capacidad que se adapte a un sistema con precios de energía determinados según lista de mérito. Dentro de las condiciones deseables que debe incorporar esta metodología se encuentra la consideración de forma intrínseca de característica del mercado como son: costo de falla, la forma de cálculo del precio de energía, la forma de cálculo del precio por potencia y el target de confiabilidad.

Bibliografía

- [1] P. Cramton and S. Stoft, “The convergence of market designs for adequate generating capacity with special attention to the CAISO’s resource adequacy problem,” *White Paper for the California Electricity Oversight Board*, 2006.
- [2] M. Hogan, “Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system,” *The Electricity Journal*, vol. 30, pp. 55–61, 2017.
- [3] A. Bublitz, D. Keles, F. Zimmermann, C. Fraunholz, and W. Fichtner, “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms,” *Energy Economics*, vol. 80, pp. 1059–1078, 2019.
- [4] M. Petitet, D. Finon, and T. Janssen, “Capacity adequacy in power markets facing energy transition: A comparison of scarcity pricing and capacity mechanism,” *Energy Policy*, vol. 103, pp. 30–46, 2017.
- [5] AEMO, “AEMO suspends NEM Wholesale Market,” 2022. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/newsroom/media-release/aemo-suspends-nem-wholesale-market>
- [6] M. Kozlova and I. Overland, “Combining capacity mechanisms and renewable energy support: A review of the international experience,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021.
- [7] L. Söder, E. Tómasson, A. Estanqueiro, D. Flynn, B.-M. Hodge, J. Kiviluoma, M. Korpås, E. Neau, A. Couto, D. Pudjianto *et al.*, “Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 119, 2020.
- [8] P. L. Joskow, “Competitive electricity markets and investment in new generating capacity,” *Working Paper Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research*, 2006.
- [9] P. Cramton, A. Ockenfels, and S. Stoft, “Capacity market fundamentals,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2, pp. 27–46, 2013.
- [10] P. L. Joskow, “Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design,” *Utilities Policy*, vol. 16, pp. 159–170, 2008.

- [11] W. W. Hogan, “Electricity scarcity pricing through operating reserves,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 2, 2013.
- [12] G. Sáenz de Miera, P. del Río González, and I. Vizcaíno, “Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain,” *Energy Policy*, vol. 36, pp. 3345–3359, 2008.
- [13] W. P. Bell, P. Wild, J. Foster, and M. Hewson, “Revitalising the wind power induced merit order effect to reduce wholesale and retail electricity prices in Australia,” *Energy Economics*, vol. 67, pp. 224–241, 2017.
- [14] J. Riesz, J. Gilmore, and I. MacGill, “Assessing the viability of energy-only markets with 100 % renewables: An australian national electricity market case study,” *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 5, no. 1, pp. 105–130, 2016.
- [15] P. Khezr and R. Nepal, “On the viability of energy-capacity markets under decreasing marginal costs,” *Energy Economics*, vol. 96, Apr. 2021.
- [16] L. Barroso, F. D. Munoz, B. Bezerra, H. Rudnick, and G. Cunha, “Zero-marginal-cost electricity market designs: Lessons learned from hydro systems in latin america might be applicable for decarbonization,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, pp. 64–73, 2021.
- [17] M. B. McElroy, X. Chen, and Y. Deng, “The missing money problem: Incorporation of increased resources from wind in a representative US power market,” *Renewable Energy*, vol. 126, pp. 126–136, Oct. 2018.
- [18] P. Cramton and S. Stoft, “Colombia firm energy market,” in *2007 40th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS’07)*. IEEE, 2007, pp. 124–124.
- [19] M. T. Tolmasquim, T. de Barros Correia, N. Addas Porto, and W. Kruger, “Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil,” *Energy Policy*, 2021.
- [20] L. De Vries and P. Heijnen, “The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms,” *Utilities Policy*, vol. 16, pp. 215–227, 2008.
- [21] H. Höschle, H. Le Cadre, Y. Smeers, A. Papavasiliou, and R. Belmans, “An ADMM-based method for computing risk-averse equilibrium in capacity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 5, pp. 4819–4830, 2018.
- [22] T. Levin and A. Botterud, “Electricity market design for generator revenue sufficiency with increased variable generation,” *Energy Policy*, vol. 87, pp. 392–406, 2015.
- [23] F. Billimoria and R. Poudineh, “Market design for resource adequacy: A reliability insurance overlay on energy-only electricity markets,” *Utilities Policy*, vol. 60, 2019.
- [24] R. Sioshansi, S. H. Madaeni, and P. Denholm, “A dynamic programming approach to estimate the capacity value of energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*,

vol. 29, pp. 395–403, 2014.

- [25] M. Amelin, “Comparison of capacity credit calculation methods for conventional power plants and wind power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 685–691, 2009.
- [26] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, “Estimating the capacity value of concentrating solar power plants with thermal energy storage: A case study of the southwestern united states,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 1205–1215, 2013.
- [27] P. Brito-Pereira, P. Mastropietro, P. Rodilla, L. A. Barroso, and C. Batlle, “Adjusting the aim of capacity mechanisms: Future-proof reliability metrics and firm supply calculations,” *Energy Policy*, vol. 164, 2022.
- [28] F. D. Munoz and A. D. Mills, “Endogenous assessment of the capacity value of solar PV in generation investment planning studies,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1574–1585, 2015, conference Name: IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [29] A. Keane, M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D’Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O’Malley, “Capacity value of wind power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 564–572, 2011.
- [30] M. Milligan and K. Porter, “The capacity value of wind in the united states: Methods and implementation,” *The Electricity Journal*, vol. 19, pp. 91–99, 2006.
- [31] C. Bothwell and B. F. Hobbs, “Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: The effects of alternative definitions upon market efficiency,” *The Energy Journal*, vol. 38, pp. 173–188, 2017.
- [32] S. Borozan, M. P. Evans, G. Strbac, and T. Rodrigues, “Contribution of energy storage to system adequacy and its value in the capacity market,” *IEEE Milan PowerTech*, pp. 1–6, 2019.
- [33] H. Kim, R. Sioshansi, E. Lannoye, and E. Ela, “A stochastic-dynamic-optimization approach to estimating the capacity value of energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, pp. 1809–1819, 2021.
- [34] Y. Zhou, P. Mancarella, and J. Mutale, “Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 3, pp. 12–23, 2015.
- [35] S. Wang, N. Zheng, C. D. Bothwell, Q. Xu, S. Kasina, and B. F. Hobbs, “Crediting variable renewable energy and energy storage in capacity markets: Effects of unit commitment and storage operation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, pp. 617–628, 2021.
- [36] D. Newbery, “Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors,” *Energy Policy*, vol. 94, pp. 401–410, 2016.

- [37] P. Joskow and J. Tirole, “Reliability and competitive electricity markets,” *The RAND Journal of Economics*, vol. 38, pp. 60–84, 2007.
- [38] P. Brito-Pereira, P. Rodilla, P. Mastropietro, and C. Batlle, “Self-fulfilling or self-destroying prophecy? The relevance of de-rating factors in modern capacity mechanisms,” *Applied Energy*, vol. 314, p. 118939, 2022.
- [39] A. Inzunza, F. D. Muñoz, and R. Moreno, “Measuring the effects of environmental policies on electricity markets risk,” *Energy Economics*, vol. 102, p. 105470, 2021.
- [40] P. Denholm and M. Hummon, “Simulating the value of concentrating solar power with thermal energy storage in a production cost model,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, Tech. Rep., 2012.
- [41] S. H. Madaeni, R. Sioshansi, and P. Denholm, “Comparing capacity value estimation techniques for photovoltaic solar power,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 3, pp. 407–415, 2013.
- [42] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer Science & Business Media, 1984.
- [43] R. Moreno, “Reliability and cost-benefit-based standards for transmission network operation and design,” Ph.D. dissertation, Imperial College London, 2012.
- [44] F. Bouffard, F. D. Galiana, and J. M. Arroyo, “Umbrella contingencies in security-constrained optimal power flow,” *Proceedings of the 15th Power systems computation conference (PSCC)*, 2005.
- [45] M. Shahidehpour and Y. Fu, “Benders decomposition in restructured power systems,” *IEEE Techtorial*, 2005.
- [46] G. Acevedo, A. Bernales, A. Flores, A. Inzunza, and R. Moreno, “The effect of environmental policies on risk reductions in energy generation,” *Journal of Economic Dynamics and Control*, vol. 126, 2021.
- [47] W. Cole, A. W. Frazier, and C. Augustine, “Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update,” National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA, Tech. Rep., 2021.
- [48] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, and H. Rudnick, “CVaR constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation,” *Energy Economics*, vol. 59, pp. 104–117, 2016.
- [49] Comisión Nacional de Energía, “Informe definitivo de previsión de demanda 2020-2040 sistema eléctrico nacional y sistemas medianos,” Santiago, Chile, Tech. Rep., 2021.
- [50] Ministerio de Energía, “Explorador solar,” 2017. [Online]. Available: <https://solar.minenergia.cl>

- [51] Ministerio de Energía, “Explorador eólico,” 2018. [Online]. Available: <https://eolico.minenergia.cl>
- [52] C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, and M. García, “El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de arica a chiloé,” Ministerio de Energía, Santiago, Chile, Tech. Rep., 2014.
- [53] B. Ehrhart and D. Gill, “Evaluation of annual efficiencies of high temperature central receiver concentrated solar power plants with thermal energy storage,” *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 752–761, 2014.
- [54] R. Sioshansi and P. Denholm, “The value of concentrating solar power and thermal energy storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, pp. 173–183, 2010.
- [55] Comisión Nacional de Energía, “Estudio costo de falla de corta y larga duración SEN y SSMM,” Santiago, Chile, Tech. Rep., 2021.
- [56] M. A. Peteraf, “The cornerstones of competitive advantage: a resource-based view,” *Strategic management journal*, vol. 14, pp. 179–191, 1993.

Anexos

Tabla 6.1: Factor de planta horario centrales hidráulicas de pasada.

Hora	Otoño [%]			Invierno [%]			Primavera [%]			Verano [%]		
	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3	H1	H2	H3
1	44.3	41.1	46.9	43.1	51.1	54.9	53.2	58	66.6	56.4	59.7	65.1
2	39	50.2	43.5	42.1	49.9	53.7	52.2	56.8	65.3	55.3	58.6	63.9
3	38.3	49.4	42.8	41.4	49	52.7	51.2	55.8	64.1	54.5	57.7	62.9
4	37.8	48.8	42.2	40.8	48.4	52	50.4	54.8	63	54	57.1	62.3
5	37.5	48.5	41.9	40.4	48	51.6	49.9	54.3	62.4	53.7	56.9	62
6	37.6	48.6	42	40.6	48.2	51.8	50.1	54.5	62.6	53.8	57	62.2
7	37.7	48.4	42.2	40.7	48.3	52	50.1	54.6	62.7	53.3	56.5	61.6
8	38	48.6	42.7	41.3	49	52.7	50.5	55	63.2	53.1	56.2	61.3
9	38.4	48.9	43.2	41.7	49.5	53.2	51	55.5	63.8	53.3	56.4	61.5
10	38.8	49.2	43.8	42.4	50.4	54.1	51.3	55.8	64.2	53.8	56.9	62.1
11	39.3	49.8	44.8	43.6	51.7	55.5	52	56.6	65	54.4	57.7	62.9
12	39.7	50.2	45.6	44.5	52.8	56.7	52.4	57.1	65.6	55	58.3	63.6
13	40	50.4	46.1	45	53.4	57.4	52.7	57.4	65.9	55	58.3	63.6
14	40.1	50.5	46.3	45.2	53.7	57.7	52.6	57.3	65.9	55	58.2	63.5
15	40.4	50.8	46.6	45.4	53.9	57.9	53	57.7	66.3	55.1	58.4	63.7
16	40.7	51.2	46.5	45.3	53.7	57.8	53.6	58.3	67.1	55.7	59	64.2
17	40.9	51.6	46.5	45.2	53.7	57.7	54.1	58.9	67.7	56.3	59.6	64.9
18	41	51.9	46.4	45.2	53.7	57.7	54.5	59.3	68.2	56.8	60.2	65.6
19	41.2	52.3	46.9	45.9	54.4	58.6	54.9	59.7	68.7	57.4	60.8	66.3
20	41.7	52.7	48	47	55.8	60	55.2	60.1	69	58	61.4	67
21	42.2	53.3	48.4	47.3	56.2	60.4	55.9	60.9	70	58.2	61.7	67.3
22	42.3	53.8	47.9	46.6	55.3	59.5	56.4	61.4	70.6	59	62.4	68.1
23	41.8	53.3	46.9	45.5	54	58.1	55.9	60.9	70	58.5	61.9	67.5
24	40.6	51.9	45.4	43.9	52.2	56.1	54.4	59.2	68	56.9	60.2	65.8