



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

ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA FUTURA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS  
RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
EDUARDO ANTONIO VILCHES MARABOLÍ

PROFESOR GUÍA:

PEDRO MIQUEL DURÁN

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

RODRIGO MORENO VIEYRA

PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELÉCTRICO  
POR: EDUARDO VILCHES MARABOLÍ  
FECHA: 27/09/2017  
PROF. GUIA: SR. PEDRO MIQUEL DURÁN

## ESTUDIO DEL IMPACTO DE LA FUTURA PENETRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Dentro de la Agenda de Energía lanzada por el Gobierno de la presidenta Michelle Bachelet en el año 2014 se encuentra la política Energía 2050, la cual surge como respuesta a la motivación de entregar una hoja de ruta hacia un futuro energético sustentable e inclusivo en el país. Existen diversos objetivos en dicha hoja de ruta, donde destaca la meta de lograr un 70% de producción anual de energía renovable no convencional al año 2050. Sin embargo, este escenario favorable desde el punto de vista medioambiental presenta riesgos desde el punto de vista de la operación del sistema, debido a que los recursos renovables suelen ser de naturaleza intermitente. En particular, grandes niveles de penetración renovables generan niveles de rampas que podrían no ser compensadas por la generación convencional, debido a la masiva entrada de la generación fotovoltaica por las mañanas y la masiva salida de las mismas en las horas cercanas al anochecer. Esto generaría a priori desbalances entre la generación y la demanda, trayendo consigo problemas asociados a la estabilidad del sistema.

Dentro del contexto internacional, en la literatura se ha investigado el tema, generando propuestas metodológicas y modelos de operación acoplados en el tiempo, basados en conceptos vinculados con la planificación centralizada de sistemas de potencia. En particular, el nivel de penetración de energías de naturaleza intermitente depende del nivel de flexibilidad que el sistema refleje, por medio del empleo de las capacidades técnicas del conjunto de generadores convencionales en el problema de despacho económico, y de las reservas de operación disponibles.

En el presente trabajo de título se realiza una propuesta metodológica para determinar el nivel de penetración de energías renovables óptimo en el Sistema Eléctrico Nacional, por medio de su operación económica, tal que se asegure la correcta toma de carga por parte de las centrales convencionales. En dicha propuesta, se estudia primero la confiabilidad por suficiencia, mediante el cálculo del LOLE en el caso de estudio seleccionado. Una vez verificada la suficiencia, se estudia la operación horaria a lo largo del año de estudio utilizando un modelo de operación basado en el modelo REFLEX. Una vez verificada la correcta operación del caso de estudio, se reitera la simulación anual de forma iterativa aumentando cada vez el nivel de capacidad instalada de centrales ERNC a una tasa constante. Se observan en las iteraciones las tendencias presentes en los costos de operación, el desplazamiento de la generación convencional y los niveles de vertimiento renovable, revisando las causas de las deficiencias de operación detectadas.

De esta forma, los niveles de vertimiento renovable presentes surgen debido a un excedente del recurso. Con ello el sistema posee suficiente nivel de toma de carga para abastecer la demanda bajo grandes niveles de entrada y salida de generación renovable. Esto se concluye bajo las condiciones en que el modelo fue construido y ejecutado. Debido al carácter preliminar del estudio, se sugiere continuar el trabajo realizado, agregando al modelo los efectos asociados al sistema de transmisión.

# Agradecimientos

Hay un gran número de personas a quienes quisiera expresar mis gratitudes y agradecimientos, no tan solo por los sentimientos que en mí surgen hacia cada una de ellas, sino además porque de cada uno he obtenido diversas vivencias y aprendizajes, sin las cuales no estaría en estos momentos redactando las presentes líneas.

En primer lugar, agradezco profundamente a mi familia por el gran apoyo y cariño incondicional que han entregado durante toda mi vida. Gracias por haber creído en mí desde temprana edad y por brindar la tremenda oportunidad que significa ingresar a la Universidad y obtener un título profesional. Agradezco profundamente el gran legado que han dejado en mí, tanto en el aspecto profesional como en el humano.

Agradezco al profesor Pedro Míquel Durán, quien me aceptó como alumno memorista, por presentarme e involucrarme en el proyecto de título presente en este documento y por su buena disposición para entregar el apoyo necesario para llevar a cabo este trabajo. También agradezco a los profesores Rodrigo Moreno y Patricio Mendoza, por haber aceptado integrar la comisión examinadora y por la retroalimentación otorgada para refinar los aspectos de este informe.

Agradezco también a mis tíos Marcos Vilches, Julio Gatica y Roberto Marabolí. Por el apoyo que brindaron dentro de mi formación académica y por la experiencia obtenida derivada de ello.

Agradezco además a las personas que conocí durante mi estancia en la Universidad, por la buena disposición y por los buenos momentos vividos, tanto en plan común como en especialidad. Si bien los caminos entre nosotros se bifurcan con el paso del tiempo, las anécdotas que hicieron de la estancia en la Facultad algo único permanecerán siempre.

Mis agradecimientos al Coro de la FCFM, junto con su directora Verónica Rivas. Gracias por aceptarme en este espacio en el cual la música permanece viva en uno y en la comunidad, pese a las exigencias del quehacer académico. Gracias por las amistades y los momentos que me ha brindado esta comunidad, las cuales llevaré conmigo a medida que avance el tiempo.

Finalmente, quisiera expresar mis agradecimientos al profesor Eduardo Martínez Silva, quien mostró a sus alumnos de enseñanza básica el mundo de la tecnología, los circuitos eléctricos y los sistemas mecánicos de una forma sin dudas apasionada y profesional. Sin su influencia no hubiera reconocido a la ingeniería como una profesión en la cual emprender camino.

# Tabla de contenido

Agradecimientos.....	ii
Índice de tablas.....	vi
Índice de Figuras.....	vii
Lista de acrónimos.....	x
Introducción.....	1
1.1 Motivación.....	1
1.2. El sector eléctrico nacional.....	2
1.2.1. Institucionalidad.....	2
1.2.2. Marco regulatorio.....	3
1.3. Revisión bibliográfica.....	4
1.4. Objetivos.....	5
1.4.1. Objetivo principal.....	5
1.4.2. Objetivos específicos.....	5
1.5. Alcances.....	5
Marco teórico.....	6
2.1. Sistemas eléctricos de potencia.....	6
2.1.1. Actores principales.....	7
2.1.2. Mercados eléctricos.....	7
2.1.3. Modelos de flujo de carga óptimo.....	8
2.1.4. Estabilidad de frecuencia en SEP.....	10
2.1.5. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia.....	11
2.2. Energías renovables no convencionales.....	16
2.2.1. Participación en sistemas eléctricos de potencia.....	16
2.2.2. Política Energía 2050.....	21
2.2.3. Desafíos de la penetración de recursos renovables.....	26
2.2.4. Principales propuestas metodológicas.....	29
Modelos Matemáticos.....	33
3.1. Cálculo del LOLE.....	33
3.2. Modelo de despacho económico acoplado en el tiempo.....	36
Conjuntos:.....	36
Parámetros:.....	36
Costos:.....	37

Variables:.....	38
Función Objetivo: .....	38
Restricciones: .....	39
Metodología de trabajo.....	42
4.1. Manejo de datos.....	42
4.1.1. Perfil de demanda .....	42
4.1.2. Características de los generadores convencionales.....	42
4.1.3. Características de los generadores renovables.....	43
4.1.4. Costos de la función objetivo del modelo de operación.....	43
4.1.5. Tipos de hidrología .....	44
4.2. Casos de estudio .....	44
4.3. Simulaciones.....	45
4.4. Análisis de resultados .....	46
4.5. Metodología general .....	46
4.6. Herramientas computacionales.....	47
Resultados.....	48
5.1. Elaboración del caso de estudio base .....	48
5.1.1. Demanda .....	48
5.1.2. Generación .....	49
5.1.3. Generación ERNC .....	52
5.2. Cálculo del LOLE en caso base.....	54
5.3. Operación anual de los casos de estudio .....	55
5.3.1. Caso base.....	55
5.3.2. Casos con incremento de generación renovable.....	57
5.4. Análisis de resultados .....	65
Conclusiones.....	69
6.1. Conclusiones generales.....	69
6.2. Trabajo futuro .....	69
Bibliografía.....	71
Anexos .....	74
A.1. Energía anual producida según hidrología .....	74
A.1.1. Caso hidrología húmeda .....	74
A.1.2. Caso hidrología media.....	74
A.1.3. Caso hidrología seca.....	75
A.2. Algoritmo para generar la tabla COPT.....	75

A.2.1. Código principal .....	75
A.2.2. Función Estados .....	76
A.2.3. Función Combinaciones .....	77
A.2.4. Función Complemento.....	77
A.3. Código modelo de optimización acoplado en el tiempo.....	78

# Índice de tablas

Tabla 1: Parámetros sistema eléctrico ejemplo. ....	14
Tabla 2: Tabla COPT para sistema eléctrico ejemplo. ....	14
Tabla 3: Variables y parámetros asociados a las deficiencias de flexibilidad de carácter ascendente y descendente [4]. ....	30
Tabla 4: Características de los generadores convencionales que pueden aumentar la flexibilidad del sistema [4]. ....	31
Tabla 5: Parámetros de centrales seleccionadas para el cálculo de la tabla COPT .....	34
Tabla 6: Características de la demanda al año 2025. ....	48
Tabla 7: Capacidad instalada del SEN, según tipo de central, al año 2025. ....	49
Tabla 8: Características técnicas generales para las centrales según tecnología. ....	50
Tabla 9: Emisiones de GEI según tipo de central [42]. ....	51
Tabla 10: Costos asociados a insuficiencias de flexibilidad. ....	52
Tabla 11: Características del aerogenerador empleado en perfiles de generación eólico anuales. ....	53
Tabla 12: Características de central PV empleada en perfiles de generación fotovoltaica anuales .....	53
Tabla 13: Costos anuales del SEN al año 2025. ....	55
Tabla 14: Costos mínimos de operación en función del % de capacidad renovable instalada. ....	58
Tabla 15: Reducción en los costos de operación del SEN, en función del porcentaje de capacidad ERNC instalada, al año 2025. ....	59
Tabla 16: Valores vertimiento de energía renovable anual del SEN al año 2025. ....	60

# Índice de Figuras

Figura 1: Diagrama unilineal de sistema eléctrico de potencia [11].	9
Figura 2: Definición de confiabilidad junto a sus sub-partes.	12
Figura 3: Modelo simple de dos estados para un generador [18].	13
Figura 4: Curva de duración de la demanda (LDC).	15
Figura 5: Tendencias globales capacidad instalada energía eólica hasta el año 2015 [21].	18
Figura 6: Configuración de una central fotovoltaica (PV) [25].	19
Figura 7: Tendencias globales capacidad instalada energía fotovoltaica hasta el año 2015 [21].	19
Figura 8: Tendencias globales capacidad instalada energía de concentración solar hasta el año 2015 [21].	20
Figura 9: Configuraciones para centrales de concentración solar (CSP).	21
Figura 10: Pilares de la política Energía 2050.	21
Figura 11: Principales metas de la política Energía 2050 al año 2050.	22
Figura 12: Principales metas de la política Energía 2050 al año 2035.	23
Figura 13: Resultados operación anual del Sistema Eléctrico Nacional hasta el año 2050 [29].	24
Figura 14: Perfil de generación para un día típico hacia el año 2050 [29].	25
Figura 15: Día de operación en el cual se encuentran presentes los cuatro desafíos de planificación bajo penetración de fuentes ERNC [4].	27
Figura 16: Perfil de día con presencia de vertimiento renovable [4].	28
Figura 17: Perfil de día con energía no suministrada [4].	29
Figura 18: Punto óptimo del nivel de inversión en recursos de flexibilidad [4].	32
Figura 19: Curva de duración de demanda punta para el año 2025.	33
Figura 20: Metodología para construir la tabla COPT.	35
Figura 21: Metodología para elaborar perfiles de los generadores ERNC.	43
Figura 22: Generación mensual centrales de embalse, año 2017 [38].	44
Figura 23: Simulaciones, metodología general.	45



Figura 24: Metodología general. ....	46
Figura 25: Curva de duración anual de la demanda al año 2025.....	49
Figura 26: Capacidad instalada del SEN, según tipo de central, al año 2025. ....	50
Figura 27: Nivel de impuesto a las emisiones GEI según año [29].....	52
Figura 28: Perfil eólico total del SEN al año 2025.....	53
Figura 29: Perfil PV total del SEN al año 2025. ....	54
Figura 30: Perfil ERNC neto del SEN al año 2025.....	54
Figura 31: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología húmeda. ....	56
Figura 32: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología media. ....	56
Figura 33: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología seca. ....	57
Figura 34: Costos totales anuales del SEN al año 2025. ....	58
Figura 35: Vertimiento de energía renovable anual del SEN al año 2025. ....	59
Figura 36: Costo de operación anual del SEN año 2025.....	60
Figura 37: Abastecimiento anual de la demanda del SEN por generación ERNC al año 2025. ...	61
Figura 38: Costo marginal anual promedio del SEN al año 2025.....	61
Figura 39: Costo de partidas anual al año 2025.....	62
Figura 40: Costo de detenciones anual al año 2025. ....	62
Figura 41: Emisiones GEI anuales al año 2025.....	63
Figura 42: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología húmeda. ....	63
Figura 43: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología media. ....	64
Figura 44: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología seca. ....	64
Figura 45: Mensaje de error de AIMMS al momento de no permitir vertimiento renovable. ....	65
Figura 46: Math Program Inspector de AIMMS. ....	65
Figura 47: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología húmeda. ....	66

Figura 48: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología media. ....	66
Figura 49: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología seca. ....	67
Figura 50: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología húmeda. ....	68
Figura 51: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología media. ....	68
Figura 52: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología seca...	68

# Lista de acrónimos

CAISO: California Independent System Operator.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

COPT: Capacity Outage Probability Table.

CPF: Control Primario de Frecuencia.

CSF: Control Secundario de Frecuencia.

CSP: Concentrated Solar Power.

CTF: Control Terciario de Frecuencia.

DFL: Decreto con Fuerza de Ley.

E3: Energy + Environmental Economics.

ELCC: Effective Load-Carrying Capability.

ERC: Effective Ramping Capability.

ERNC: Energía Renovable No Convencional.

EUE: Expected Unserved Energy.

FOR: Forced Outage Rate.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

GNL: Gas Natural Licuado.

GW: Giga Watt.

GWh: Giga Watt hora.

HVDC: High-Voltage Direct Current.

IRRP: Inadequate Ramp Resource Probability.

LDC: Load Duration Curve.

LOEE: Loss of Energy Expectation.

LOLE: Loss of Load Expectation.

LOLP: Loss of Load Probability.

MUSD: Millones de Dólares Estadounidenses.

MW: Mega Watt.

MWh: Mega Watt hora.

NREL: National Renewable Energy Laboratory.

NTSyCS: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

OCDE: Organización para la Cooperación del Desarrollo Económico.

ONU: Organización de las Naciones Unidas.

PLP: Programación de Largo Plazo.

PV: Photovoltaic.

REC: Renewable Energy Certificate.

REFLEX: Renewable Energy Flexibility Model.

RPS: Renewable Portfolio Standard.

SEA: Servicio de Evaluación Ambiental.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional

SI: Sistema Interconectado.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SINEA: Sistema de Interconexión Eléctrica Andina.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

TWh: Tera Watt hora.

USD: Dólar Estadounidense.

VER: Variable Energy Resources.

# Introducción

## 1.1 Motivación

Los sistemas eléctricos históricamente han sido principalmente hidro-térmicos. Actualmente, se encuentra en discusión los efectos de las emisiones de GEI en la atmósfera, lo cual afecta al cambio climático. En respuesta a esta problemática, en diversos países se han elaborado políticas nacionales para reducir las emisiones de GEI de los sistemas eléctricos por medio del aumento de penetración de las energías ERNC. Esto se puede observar en declaraciones realizadas en [1] por la Organización de las Naciones Unidas.

Chile no se ha quedado atrás en esta problemática, promoviendo en el año 2015 la política Energía 2050, la cual surge como respuesta a la motivación de orientar un futuro energético sustentable e inclusivo en el país. Dentro de las metas de largo plazo establecidas en la hoja de ruta, se destaca que al menos el 70% de la energía eléctrica generada anualmente provenga de fuentes renovables no convencionales al año 2050 y con ello reducir las emisiones de GEI en al menos un 30%. Además, el aumento de participación de los recursos renovables se encuentra fomentado a partir de la promulgación de la Ley n° 20.257 [2]. Esto se puede apreciar en los planes de obras indicativos vistos en los Informes Técnicos Definitivos de Fijación de Precios de Nudo de los sistemas SIC y SING, en los cuales gran parte de los proyectos son de tipo renovable.

Sin embargo, este escenario favorable desde el punto de vista medioambiental presenta riesgos desde el punto de vista de la operación del sistema, debido a que los recursos renovables suelen ser de naturaleza intermitente. En particular, grandes niveles de penetración renovables podrían generar niveles de rampa elevados de demanda remanente, sin que la generación convencional sea capaz de tomarlas efectivamente.

Este problema ha sido estudiado en profundidad por NREL y CAISO, detectando que los sistemas eléctricos deben incrementar su flexibilidad a medida que la penetración renovable aumenta, por medio de poseer suficientes reservas de operación para responder a las rampas que genera la intermitencia de los recursos ERNC en diversas escalas de tiempo. En respuesta, se propone una metodología para la planificación centralizada de sistemas eléctricos bajo altos niveles de participación renovable estudiando tanto la confiabilidad por suficiencia como la confiabilidad por flexibilidad. De esta forma, se concluye que una medida costo efectiva eficiente para dar cabida a la inversión renovable es considerar el vertimiento renovable como una variable de decisión del problema de la operación de la red.

En base a la contextualización investigada, nace la motivación de estudiar de forma preliminar los efectos de llevar a cabo un alto nivel de generación renovable no convencional en el Sistema Eléctrico Nacional, bajo la perspectiva desarrollada en el Sistema Eléctrico de California, Estados Unidos. Para ello se realiza una revisión bibliográfica de la metodología empleada, junto con los modelos matemáticos empleados para así vincularlos al caso chileno, con el alcance que las fuentes de información y bases de datos existentes permiten llevar a cabo.

## 1.2. El sector eléctrico nacional

La producción y consumo público de energía eléctrica en Chile comenzó en año 1883 con una instalación en Santiago destinado al alumbrado público. Desde ese entonces la participación de la energía eléctrica en el desarrollo del país ha ido en aumento. De esta manera el sector público y privado han tomado diferentes roles basándose en el uso eficiente y seguro del recurso eléctrico. Actualmente se identifican tres grandes sectores dentro del sector eléctrico nacional: generación, transmisión y distribución.

El sector de generación se reconoce como un sector competitivo, el cual produce la energía eléctrica y la ofrece a un precio determinado. Los sectores transmisión y distribución, en cambio, se reconocen como sectores regulados, debido a la presencia respectiva de economías de escala y de ámbito.

El Estado, de esta forma, toma un rol regulatorio importante, creando así un marco regulatorio basado en leyes, reglamentos, normas y procedimientos que velen tanto por la rentabilidad de las inversiones del sector privado como por la correcta calidad y seguridad de servicio del recurso eléctrico para la nación. Asimismo, el Estado toma un rol fiscalizador, asegurando el cumplimiento del marco regulatorio.

### 1.2.1. Institucionalidad

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el principal organismo que participa en la regulación del sector eléctrico nacional. Es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por medio del Ministerio de Energía. Dentro de sus funciones se encuentran analizar las tarifas de los bienes y servicios del sector, fijar la norma técnica y de calidad de servicio, monitorear el correcto funcionamiento del sector, realizar estudios como el de fijación de precios de nudo y crear bases para licitación de la expansión del sistema de transmisión troncal.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es un organismo del estado que se encarga de vigilar la adecuada operación del servicio de electricidad en términos de su seguridad, calidad y servicio. En ese sentido, vela por el cumplimiento de las leyes, decretos, reglamentos y normas del sector.

El Coordinador Eléctrico Nacional es el organismo público e independiente que coordina la operación técnica y económica de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), calcula los balances de transferencia de energía, de potencia firme y de los peajes de transmisión. El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) entrega la concesión de permisos ambientales para la instalación de nuevos proyectos de generación o la ampliación de las instalaciones del sistema de transmisión.

El Panel de Expertos es un organismo que resuelve las discrepancias entre diversos organismos del sector eléctrico frente a la aplicación de la normativa vigente.

## 1.2.2. Marco regulatorio

El sector eléctrico nacional está regido principalmente por la Ley General de Servicios Eléctricos, siendo otras leyes que influyen considerablemente la Ley General de Aguas y diversas Leyes Medioambientales.

La Ley General de Servicios Eléctricos fue creada el año 1959 y tuvo su primera modificación por medio del DFL n°1, en 1982. Fue consolidada en el DFL n°4 de 2007 por medio de las Leyes Corta I y II. La Ley Corta I regula al sistema de transmisión y los servicios complementarios, mientras que la Ley Corta II regula las compensaciones a los clientes en caso de interrupciones de servicio e introduce observaciones al cálculo de los precios de nudo.

En el año 2006 se publica el Decreto Supremo n° 244, el cual define y establece un reglamento para los medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Respecto a la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales se estipula que, a partir del año 2010, el 5% de la energía generada debe provenir de fuentes de ERNC, aumentándose en 0,5% dicha participación a partir del año 2015. Dicha tasa de crecimiento está sujeta a la tasa de crecimiento de participación renovable de los proyectos que son adjudicados a través del tiempo. De esta manera se propone como objetivo llegar a una participación de energías renovables obligatoria de un 20% al año 2025.

Para lograr la cuota de obligación renovable, respetando la tasa de crecimiento mencionada, el Ministerio de Energía efectúa licitaciones públicas anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional por medio de bloques anuales de energía. Dicho bloque no puede superar la cuota de energía proveniente de fuentes ERNC establecidas en la ley, la cual está sujeta a las indicaciones presentes en el informe técnico definitivo de precios de nudo vigente al momento de la publicación de las bases de licitación correspondientes. Una vez adjudicado, el bloque de energía y los precios adjudicados tienen una duración de 10 años consecutivos, contados desde la fecha de inicio de inyección de energía, de acuerdo con lo establecido en las bases de licitación respectivas.

Finalmente, los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación con otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.

Para mayor detalle de los artículos mencionados, se solicita consultar la referencia [3] del presente documento.

### 1.3. Revisión bibliográfica

En [4] se ha detectado que la alta penetración de recursos de energía variable (VER, en inglés), dentro de los que se encuentra la energía eólica y fotovoltaica, ha generado preocupación respecto al nivel de flexibilidad esperado de los sistemas eléctricos de potencia. Debido a que los recursos VER son variables e inciertos, aumenta la necesidad de establecer recursos en los SEP que aseguren una operación confiable desde el enfoque de la flexibilidad.

En el año 2010, el Operador Independiente del Sistema de California (CAISO) publicó en [5] un análisis detallado de los desafíos operacionales requeridos para lograr un 20% de penetración de energía eólica y fotovoltaica (RPS). En dicho estudio se concluyó que un 20% de RPS podría afectar la operación del sistema. Sin embargo, la generación convencional posee suficiente flexibilidad para acomodar las variaciones totales de la demanda y los recursos renovables, junto con asignar suficientes niveles de reservas de regulación.

En el mismo año, el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) declaró en [6] que es posible lograr un 35% de penetración renovable en los sistemas interconectados del sector oeste de los Estados Unidos si se adoptan nuevas estrategias de operación, incluyendo mejoras en el balance inter-área, previsión diaria y programación sub-horaria.

En el año 2012, NREL mencionó en [7] que los sistemas eléctricos dentro de los Estados Unidos podrían lograr una penetración neta de un 80% de recursos renovables, dentro de los cuales el 50% pueden ser de generación eólica y/o fotovoltaica. Para ello se identificaron los siguientes requisitos: aumentar el nivel de flexibilidad del sistema desde el sector generación, sistemas de almacenamiento de energía, diversificación de los recursos renovables, expansión de la infraestructura del sector transmisión y mecanismos que aseguren adecuados niveles de reservas de operación.

En el año 2014, se propuso en [8] que realizar vertimiento renovable controlado podría ser una buena solución por defecto en reemplazo a medir los costos que podría conllevar inversiones en nuevos recursos flexibles.

Respecto al contexto nacional, el Ministerio de Energía ha publicado en [9] una nueva política energética nacional que promueve lograr al año 2050 un 70% de penetración de energías renovables, además de otros objetivos que velan por incrementar la sustentabilidad del sector energético, junto con las reducciones de gases de efecto invernadero. Esta política debe estar sujeta a constantes revisiones para así determinar los lineamientos que deben ser tomados a lo largo del tiempo para lograr los objetivos propuestos.

Finalmente, en [10] se realiza un análisis sobre la suficiencia y la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional ante el incremento de energías renovables intermitentes. El estudio concluye mencionando que los pagos por suficiencia presentan un problema respecto a la inversión en energías renovables, debido a que estos pagos se basan en datos estadísticos, los cuales son muy escasos o no existen para las tecnologías ERNC en Chile. Como sugerencia, se propone utilizar la experiencia internacional en ese tema, usando estadísticas de generación eólica y fotovoltaica de zonas como Texas y California (Estados Unidos) respectivamente.



## 1.4. Objetivos

### 1.4.1. Objetivo principal

El objetivo principal del presente trabajo es realizar una propuesta metodológica para determinar el nivel de penetración de energías renovables óptimo en el Sistema Eléctrico Nacional, por medio de su operación económica, tal que se asegure la correcta toma de carga por parte de las centrales convencionales.

### 1.4.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son los que se indican a continuación.

- Realizar una revisión bibliográfica, prestando particular énfasis en las herramientas y metodologías empleadas en Estados Unidos para resolver la problemática detectada en los sistemas eléctricos ante altos niveles de energías renovables.
- Desarrollar una metodología para evaluar el desempeño del SEN bajo futuros escenarios con altos niveles de energías renovables, en función de la información disponible en el sector eléctrico nacional.
- Desarrollar un modelo matemático de operación económica acoplado en el tiempo, para realizar el punto mencionado anteriormente.
- Analizar los resultados obtenidos en función del contexto nacional visto hasta la fecha.

## 1.5. Alcances

Dentro de los alcances del presente trabajo se encuentran los siguientes.

- No se considerará el modelamiento del sistema de transmisión del SEN, pues esto conllevaría a agregar grados de complejidad que escapan del principal objetivo del presente trabajo de investigación. En particular, considerar el modelo de transmisión implicaría estudiar no tan solo el abastecimiento de la demanda, sino que también la aparición de congestiones en la red de transmisión.
- El estudio realizado en el presente trabajo es de carácter preliminar, por lo que está sujeto a trabajos futuros, los cuales son mencionados al final del presente documento.

# Marco teórico

El presente capítulo entrega los conocimientos y el estado del arte para tener una clara comprensión de la metodología, resultados y análisis realizados en el presente estudio. En la primera sección se abordan los conocimientos generales sobre los sistemas eléctricos de potencia, desde la definición del modelo conceptual hasta las herramientas matemáticas y computacionales requeridas para realizar el presente trabajo. En la segunda sección se hace mención de las energías renovables, se contextualiza la proyección que se espera en Chile, según los lineamientos establecidos en la política Energía 2050. Además, se muestran los principales desafíos presentes al aumentar la penetración de las energías renovables y la propuesta metodológica del Energy + Environmental Economics.

## 2.1. Sistemas eléctricos de potencia

En la presente sección se hace mención de los conceptos mínimos vinculados a los sistemas eléctricos de potencia que se requieren para tener un cabal entendimiento del trabajo realizado.

Es importante tener claro cómo se define un sistema eléctrico de potencia. Es por ello que se muestra la definición empleada en [11], la cual utiliza un enfoque más bien global del concepto.

*“Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) corresponde al conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad”*

Se puede obtener una definición más detallada de lo que es un SEP prestando atención a la definición que entrega la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) sobre los sistemas interconectados. En dicho documento se define al sistema interconectado como el conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y barras de consumo de clientes libres abastecidos directamente desde un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo; que operen interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico [12].

La definición entregada por la NTSyCS entrega un marco detallado de la estructura de los SEP, entregando información sobre las partes que componen y de los principales actores. De esta manera, a partir de las definiciones mostradas en [11] y [12] se puede establecer un modelo conceptual básico, pero claro, de la estructura de un SEP. También es posible reconocer a los principales actores del sector eléctrico.

## 2.1.1. Actores principales

Los principales actores del sector eléctrico se reconocen como los siguientes:

- **Generación:** Corresponde al sector donde se encuentran las instalaciones que producen energía eléctrica por medio de la conversión de fuentes naturales de energía, las cuales se conocen como centrales generadoras. Hoy en día existen diversas tecnologías que permiten construir una gran variedad de centrales, entre las que se encuentran las centrales hidroeléctricas, las centrales a vapor, las centrales de gas licuado (GNL), las centrales de ciclo combinado, los grupos diésel, las centrales fotovoltaicas (PV), las centrales de concentración solar (CSP), las centrales eólicas, las centrales de biomasa, entre otras.
- **Transmisión:** Corresponde al conjunto de líneas y subestaciones eléctricas, incluyendo las líneas de interconexión entre sistemas interconectados, en un nivel de tensión nominal superior a los 23 [kV].
- **Distribución:** Corresponde al conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinada a dar suministro a los usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera del área de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

## 2.1.2. Mercados eléctricos

La industria eléctrica ha presentado significativos cambios estructurales a nivel mundial en la propiedad y manejo de sus partes desde la segunda mitad de la década de 1990. En términos generales se distinguen los siguientes principios fundamentales.

- Separación de la propiedad, operacional o contable, de los sectores generación, transporte y distribución.
- Creación de condiciones de acceso libre a las redes eléctricas, sustentadas en un trato no discriminatorio.
- Reconocimiento de la necesidad de regular las actividades de transmisión y distribución de la energía (monopólicas por la existencia de fuertes economías de escala), acompañado de un énfasis en la creación de competencia en el sector de generación.

Actualmente Chile cuenta con un mercado tipo pool obligatorio, en el cual las compras y ventas de energía son decididas por una coordinación centralizada (realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional) en base a curvas de ofertas (costos auditados) y curvas de demanda, bajo un criterio de minimización de costos. Se permite además la existencia de contratos bilaterales financieros, que corresponde a un intercambio comercial entre oferentes y consumidores [13].

### 2.1.3. Modelos de flujo de carga óptimo

Los modelos de flujo de carga óptimo son modelos de operación del sistema eléctrico que buscan determinar los niveles de producción de las centrales generadoras para así abastecer la demanda al menor costo posible, respetando las limitaciones técnicas impuestas por el sistema y los niveles de calidad de servicio impuestos por la normativa vigente [11].

Dependiendo de si el modelo considera o no al sistema de transmisión se habla de modelo uninodal y modelo multinodal. El modelo uninodal suele utilizarse para estudios de mercado, mientras que el modelo multinodal se utiliza para estudios de operación de sistema [14].

Los modelos uninodales existe un costo marginal único para todo el sistema eléctrico. Debido a que no se representa el sistema de transmisión, se reduce considerablemente la complejidad computacional de este tipo de modelos al no calcular los flujos de potencia de las líneas. De esta forma, los modelos uninodales consideran solamente la minimización de los costos de generación y el abastecimiento total de la demanda. En algunos casos, se agrega al modelo restricciones adicionales lo cual puede representar de manera simplificada al sistema de transmisión.

#### 2.1.3.1. Despacho económico de carga

El despacho económico de carga es un modelo de flujo de carga óptimo que se ha utilizado para la operación y coordinación de los sistemas eléctricos y del mercado eléctrico. Los avances en el despacho y coordinación de los mercados eléctricos pueden ser observados desde dos perspectivas: la primera aborda el progreso en las tecnologías computacionales, lo cual ha permitido generar modelos matemáticos cada vez más sofisticados, y con ello, realistas respecto a las decisiones que el operador de sistema debe realizar; la segunda refiere al cambio en los modelos de organización del sistema eléctrico, que pasaron de estructuras eminentemente centralizadas y monopólicas a esquemas de libre acceso, donde coexisten mercados bilaterales y de tipo mancomunado o pool [11]. Estos avances condicionan los modelos matemáticos y las herramientas a ser utilizadas para el despacho y operación del sistema eléctrico.

Previo al uso del modelo de despacho, es necesario utilizar, o bien integrar al modelo, un modelo similar conocido como modelo de pre-despacho (o *Unit Commitment* en inglés), el cual determina las unidades que estarán en operación y aquellas que estarán fuera de servicio, además de los tipos de combustibles, el nivel de generación de cada unidad y los márgenes de reservas de operación [15].

#### Modelo uninodal

Los despachos económicos realizados en modelos uninodales se caracterizan por calcular un costo marginal único para todo el sistema, a diferencia del caso multinodal, donde los costos marginales varían según el nodo [11]. El costo marginal del sistema representa el costo que el sistema adopta para abastecer una unidad adicional de demanda. Usualmente, el costo marginal posee unidades monetarias sobre unidades de energía: generalmente es habitual encontrar como unidad de medida  $\left[\frac{USD}{MWh}\right]$ . La figura 1 muestra una representación típica de un modelo uninodal, en la cual se identifican a los generadores convencionales, junto con un parque eólico, en la parte superior; el nodo del sistema en la parte central y los consumos en la parte inferior.

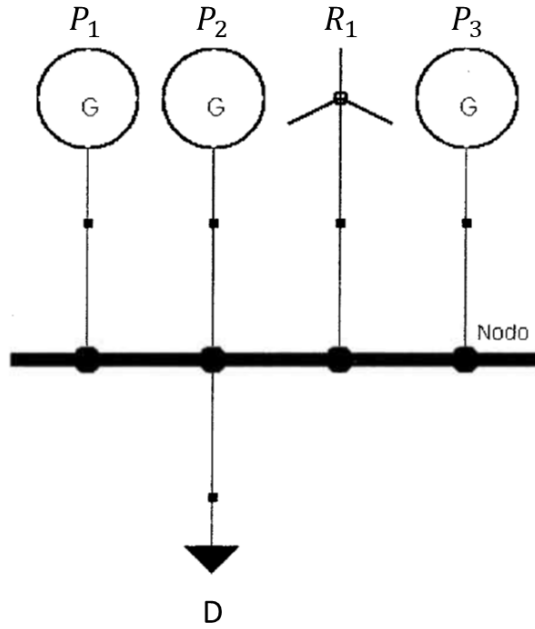


Figura 1: Diagrama unilineal de sistema eléctrico de potencia [11].

En el caso del modelo descrito, las variables de optimización del sistema corresponden a las potencias de los generadores convencionales  $P_1$ ,  $P_2$  y  $P_3$ . Además, es necesario tener conocimiento sobre la función de costos de las unidades convencionales, las cuales poseen como estructura general un polinomio cuadrático en función de las potencias  $P_i$ .

$$C_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_i + \gamma_i \cdot P_i^2 \quad (2.1.)$$

De esta manera, el despacho económico se describe como el siguiente problema de optimización.

$$\min \sum_i C_i(P_i) \quad (2.2.)$$

Sujeto a:

$$\sum_i P_i = D + Perd \quad (2.3.)$$

$$P_{i_{min}} \leq P_i \leq P_{i_{max}} \quad (2.4.)$$

Donde  $D$  representa a la demanda,  $Perd$  representa las pérdidas óhmicas totales,  $P_{i_{min}}$  y  $P_{i_{max}}$  representan la potencia mínima y máxima del generador  $i$  respectivamente. A esta formulación se le conoce como despacho económico uninodal con límites de generación.

## 2.1.4. Estabilidad de frecuencia en SEP

La estabilidad de frecuencia está vinculada directamente con el balance entre la generación y la demanda. Esto se aprecia en la definición adoptada en [16], la cual dice que la estabilidad de frecuencia refiere a la habilidad de un sistema eléctrico de mantener niveles aceptables de frecuencia después de una contingencia severa del sistema, la cual resulta de un desbalance significativo entre la generación y la demanda.

Los fenómenos presentes en el desempeño del sistema eléctrico, los cuales se resumen en los conceptos de estabilidad presentes en [16], crean la necesidad de establecer definiciones claras respecto a aspectos técnicos e incentivos económicos para mejorar la calidad del suministro eléctrico. De esta forma surgen los servicios complementarios, los cuales permiten mantener la seguridad y calidad de servicio en todo momento, y con ello la estabilidad del sistema.

En particular se prestará atención a los servicios complementarios vinculados al control de frecuencia del sistema. El *control de frecuencia* se define según la norma técnica como el conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada del SI [12].

A su vez, el control de frecuencia se organiza en los siguientes niveles:

- Control primario de frecuencia (CPF): Es la acción ejercida por los controladores de carga/velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los controladores de frecuencia/potencia de parques eólicos y equipos de compensación de energía activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.
- Control secundario de frecuencia (CSF): Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF. La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, dependiendo de la capacidad de respuesta de la de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo no exceder los 15 minutos. Finalmente, el CSF permite a las unidades generadoras reestablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.
- Control terciario de frecuencia (CTF): Es la acción que se realiza entre 10 a 15 minutos después de la contingencia. Es un re-despacho manual, cuyo objetivo es volver a un punto de operación técnica y económicamente óptimo, reestableciendo las reservas para el control primario y secundario.

El control de frecuencia requiere de esta forma una cantidad de potencia activa reservada disponible para realizar el balance entre la generación y la demanda en todo momento. Es por ello que en la Norma Técnica se realizan las siguientes definiciones de reservas para el control de frecuencia:

- Reserva en giro: Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación puede aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación.
- Reserva primaria: Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.
- Reserva secundaria: Reserva programada en unidades generadoras que no participan en el CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.

### 2.1.5. Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia

En los sistemas eléctricos de potencia está presente la posibilidad de ocurrencia de fallas durante su operación, porque están conformados por una gran cantidad de elementos conectados entre sí. Dichas fallas pueden ocurrir por causas externas al sistema eléctrico (como pueden ser catástrofes naturales), por factores humanos o por anomalías fortuitas en los equipos que componen al SEP. El riesgo de que el sistema tenga fallas tiene un impacto en la seguridad, la operación y el costo, debido a que existen consumos con niveles muy altos de costo de no suministro, por lo que se hace necesario evaluar económicamente las posibilidades de que los consumos no sean abastecidos debido a las fallas en los equipos.

De esta forma, surge el concepto de confiabilidad, el cual se puede interpretar como la capacidad que tiene un sistema, o un dispositivo, de mantenerse operativo en un período de tiempo. Para efectos del sistema eléctrico chileno, en el Artículo 225 letra r de la Ley General de Servicios Eléctricos se establece la siguiente definición:

**Confiabilidad:** Cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

Debido a que la definición de confiabilidad depende de la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio, se presentan en el mismo artículo dichas definiciones:

**Suficiencia:** Atributo de un sistema cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

**Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de los consumos, a través de respaldos y servicios complementarios.

**Calidad de servicio:** atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

Con objeto de comprender de manera más profunda el significado de calidad de servicio, se mencionan también los conceptos que la definen:

**Calidad de producto:** componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

**Calidad del suministro:** componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

**Calidad de servicio comercial:** componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

De esta manera, la definición de confiabilidad es clara y completa desde la perspectiva de la Ley General, y puede ser resumida en el diagrama de la figura 2.

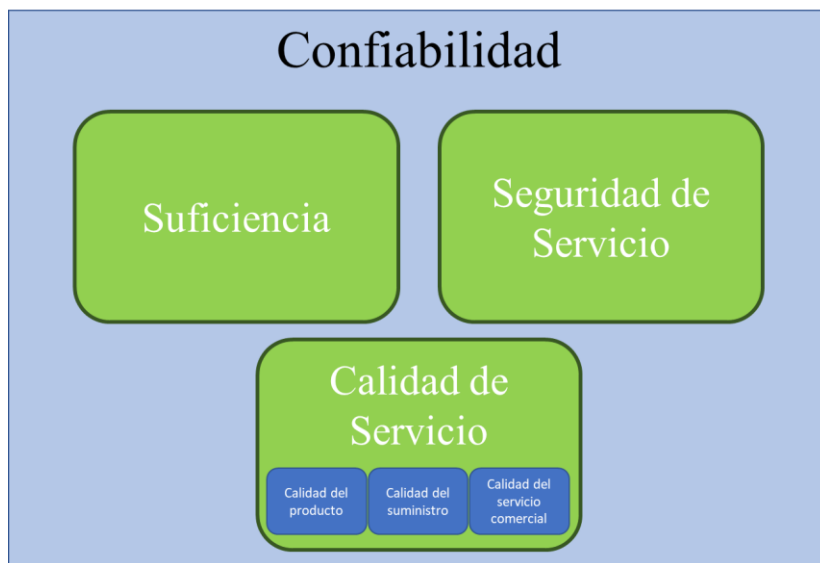


Figura 2: Definición de confiabilidad junto a sus sub-partes.

En los sistemas eléctricos de potencia, el estudio de la confiabilidad puede ser dividido en dos aspectos: seguridad y suficiencia [17].

### **Suficiencia**

Según la definición vista en la Ley General de Servicios Eléctricos, la suficiencia refiere a la capacidad del sistema de abastecer la demanda. Esto debe realizarse considerando las restricciones operacionales del sistema. Además, la suficiencia se asocia a condiciones de régimen permanente, dejando de lado los fenómenos dinámicos y transitorios.

Para evaluar los niveles de suficiencia se utilizan los índices de confiabilidad mostrados en [18]: probabilidad de pérdida de carga (LOLP), pérdida de carga esperada (LOLE), pérdida de energía esperada (LOEE) y energía no servida esperada (EUE). Estos índices se pueden obtener por medio de métodos matemáticos, o por medio de simulaciones, en las cuales se incluyen las restricciones de operación en los modelos.



En el presente estudio, se empleará el uso del indicador LOLE en un modelo uninodal, por lo cual se realiza una mención en detalle del cálculo del mismo en la siguiente subsección.

### Definiciones para el cálculo del LOLE

#### Indisponibilidad y disponibilidad

La experiencia en la operación de los sistemas eléctricos muestra que no existen máquinas que se encuentren disponibles y operando durante un tiempo indefinido. Esto significa que los generadores necesitan salir de servicio para llevar a cabo programas de mantenimiento, o bien pueden salir de servicio de manera forzada debido a alguna falla en el sistema del mismo.

El último caso mencionado es el escenario menos deseable, y por ello, el más importante a considerar al momento de realizar estudios de confiabilidad. De esta manera se define la indisponibilidad (FOR, en inglés) de la  $i$ -ésima unidad generadora del sistema como sigue:

$$FOR_i = \frac{\text{Tiempo de la unidad } i \text{ fuera de servicio}}{\text{tiempo de la unidad } i \text{ en servicio} + \text{tiempo de la unidad } i \text{ fuera de servicio}} \quad (2.5.)$$

Asimismo, se define la disponibilidad de la unidad generadora  $i$ ,  $A_i$ , como:

$$A = \frac{\text{Tiempo de la unidad } i \text{ en servicio}}{\text{tiempo de la unidad } i \text{ en servicio} + \text{tiempo de la unidad } i \text{ fuera de servicio}} \quad (2.6.)$$

De las definiciones expuestas, es claro inferir que:

$$FOR_i + A_i = 1 \quad (2.7.)$$

#### Modelo de los generadores

Para realizar el cálculo del LOLE se requiere un modelo matemático para cada generador presente del sistema. En la literatura existen diversos modelos, y para propósitos de este trabajo se utilizará el modelo simple de dos estados descrito en [18], el cual se observa en la figura 3. Dicho modelo representa al generador como una unidad que interactúa con el sistema bajo dos posibles estados: uno de ellos es entregando energía a plena carga y el otro es estando fuera de servicio, y con ello entregando un nulo nivel de energía.

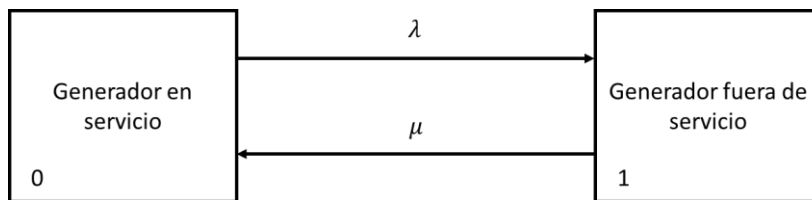


Figura 3: Modelo simple de dos estados para un generador [18].

La combinación de los estados de cada uno de los generadores se conoce como el estado del conjunto de generadores del sistema. El conjunto de generadores presenta de esta forma un nivel de disponibilidad y un nivel de indisponibilidad, los cuales se obtienen por medio de la tabla de probabilidades de indisponibilidad (COPT, en inglés). De esta forma, un estado del conjunto de generadores se define por dos valores: la potencia neta generada y la probabilidad de los estados de los generadores.

#### Tabla de probabilidad de indisponibilidad COPT

La tabla COPT contiene todos los estados del sistema ordenados de manera ascendente según el nivel de potencia neta no disponible [18]. Respecto a la probabilidad, se calcula como el producto de los correspondientes valores de disponibilidad/indisponibilidad de las unidades del sistema, dependiendo del estado de cada unidad. En caso de que el sistema contenga unidades idénticas, se puede utilizar distribución Binomial en reemplazo de la descripción recién realizada [18].

La tabla COPT puede ser comprendida de mejor forma por medio de un ejemplo. En el caso de la tabla 2, se muestra la COPT de un sistema conformado por tres unidades con las características mostradas en la tabla 1.

Tabla 1: Parámetros sistema eléctrico ejemplo.

Potencia neta [MW]	FOR
10	0,02
15	0,03
20	0,05

Tabla 2: Tabla COPT para sistema eléctrico ejemplo.

Potencia fuera de servicio [MW]	Probabilidad
0	$0,98 \times 0,97 \times 0,95 = 0,90307$
10	$0,02 \times 0,97 \times 0,95 = 0,01843$
15	$0,98 \times 0,03 \times 0,95 = 0,02793$
20	$0,98 \times 0,97 \times 0,05 = 0,04753$
25	$0,02 \times 0,03 \times 0,95 = 0,00057$
30	$0,02 \times 0,97 \times 0,05 = 0,00097$
35	$0,98 \times 0,03 \times 0,05 = 0,00147$
45	$0,02 \times 0,03 \times 0,05 = 0,00003$
Total	1,000

## Modelo de la demanda

El modelo de la demanda más sencillo de utilizar para calcular el LOLE es aquel en el que cada día del año de estudio está representado por su respectiva demanda punta, siendo estas ordenadas de manera descendente, formando de esta manera un modelo conocido como curva de duración de la demanda (LDC) [18]. En la figura 4 se observa una curva de duración de demanda típica.

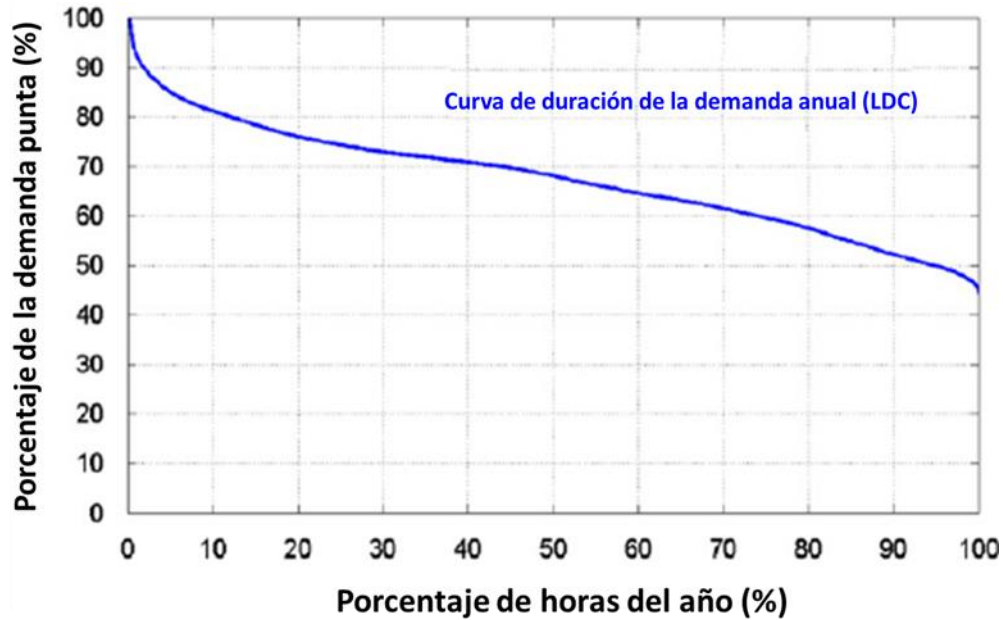


Figura 4: Curva de duración de la demanda (LDC).

## Cálculo del LOLE

El cálculo del LOLE surge a partir de la convolución entre el modelo del conjunto de generadores y el modelo de la demanda descritos anteriormente: La tabla COPT se combina con la curva LDC, obteniéndose de esta forma un riesgo esperado de pérdida de carga. El riesgo calculado indica el número esperado de días dentro del período de estudio en los cuales el nivel de la demanda punta será mayor a la generación disponible. Este índice corresponde al LOLE y se obtiene por medio de la siguiente formulación.

$$LOLE = \sum_i P_i(C_i - L_i) \text{ [días/año]} \quad (2.8.)$$

Donde

$C_i$ : Potencia de generación disponible en el día  $i$ .

$L_i$ : Demanda punta pronosticada en el día  $i$ .

$P(C_i - L_i)$ : Probabilidad de pérdida de carga en el día  $i$  ( $LOLE_i$ ).

El valor de  $P(C_i - L_i)$  se obtiene directamente de la tabla COPT. Si la potencia fuera de servicio produce estados de potencia disponible mayores a la demanda punta en el instante de tiempo  $t$ , se dice que la probabilidad toma valor nulo. En caso contrario se utiliza el valor de probabilidad asociado al estado respectivo de la tabla COPT. En el Capítulo 3 del presente trabajo de título se explicará con mayor detalle el algoritmo que permite realizar la convolución entre la tabla COPT y la curva LDC para obtener el valor del LOLE.

## **Seguridad**

La seguridad se relaciona con la respuesta del sistema para responder ante las perturbaciones, prestando énfasis al comportamiento dinámico y transitorio del mismo. De esta forma, los estudios de estabilidad del sistema se encargan de entregar las condiciones para que la respuesta transitoria sea la adecuada tanto para pequeñas como grandes perturbaciones.

## **2.2. Energías renovables no convencionales**

Las energías renovables pueden definirse como aquellas formas naturales de energía que son capaces de regenerarse dentro de una escala de tiempo humana, encontrándose entre ellas la radiación solar, el viento, la lluvia, las mareas y el calor geotermal. Estas formas de energía provienen principalmente del sol o del calor que emerge desde el interior de la Tierra [19].

Dentro de la problemática actual asociada al cambio climático a escala mundial, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) promueve las políticas y legislaciones de los gobiernos para promover y aumentar el uso de las energías renovables como medida para la reducción de emisiones de efecto invernadero (GEI) [1]. Dichos lineamientos se fortalecen con los objetivos establecidos en el Artículo 4 del Acuerdo de París, firmado en Diciembre de 2015 [20]. Los incentivos políticos y regulatorios, sumados a la gradual reducción de costos de producción de las tecnologías asociadas a las fuentes renovables, producen además un gradual incremento en la capacidad instalada de centrales ERNC.

Para efectos del presente estudio se definen las centrales ERNC como las de tipo eólica y fotovoltaica. Sin embargo, existen otras tecnologías renovables como las centrales geotérmicas, de biomasa o de biogás, cuya descripción no se realizará debido a que escapan del enfoque de estudio presentado en este trabajo.

### **2.2.1. Participación en sistemas eléctricos de potencia**

Las energías renovables han participado en los sistemas eléctricos de potencia desde la creación de las centrales hidroeléctricas alrededor el año 1920. Sin embargo, actualmente existen diversas tecnologías que permiten un mayor aprovechamiento de los recursos renovables del ecosistema. En la presente sección se muestra una descripción general de dichas tecnologías, junto con una visión general de sus funcionamientos y las tendencias actuales respectivas.

### **2.2.1.1. Energía hidroeléctrica**

Históricamente, la energía hidroeléctrica ha participado en los sistemas eléctricos por medio de las centrales de embalse, mixtas y de pasada. Las centrales de embalse tienen la propiedad de almacenar grandes volúmenes de agua la cual permite programar la utilización del recurso a nivel semanal, mensual e incluso anual [11]. Las centrales tipo mixtas pueden almacenar agua en pequeños estanques, lo cual les permite realizar solamente regulación diaria. Las centrales de pasada, a diferencia de las mencionadas anteriormente, no pueden almacenar agua, por lo que los niveles de generación que logran estas centrales dependen de la disponibilidad del agua y sólo pueden trabajar en la base de la demanda [11]. Finalmente se encuentran las centrales mareomotrices, que producen energía eléctrica por medio del desnivel producido por los flujos de agua desde el mar hacia un embalse o viceversa. Actualmente las centrales mareomotrices se encuentran en una fase de desarrollo y aún no han sido fabricadas a un nivel comercial.

En el año 2015, la energía hidroeléctrica generada a escala mundial alcanzó el 16,6% de la energía anual y un 70% de la energía renovable anual producida [21].

### **2.2.1.2. Energía eólica**

La energía del viento es aprovechada por las turbinas eólicas, también conocidas como aerogeneradores, los cuales convierten la energía cinética del viento a energía cinética rotatoria, la cual es convertida en energía eléctrica por medio de generadores asíncronos. Hoy en día la tecnología que domina las nuevas instalaciones de centrales eólicas es la de generadores de velocidad variable con convertidores completos de potencia (full converter, en inglés) [22], la cual destaca por ser altamente confiable, responder de forma controlada ante corto-circuitos del sistema, entre otros [23]. La potencia de salida de estas tecnologías es en función del cubo de la velocidad del viento [24], es por ello que suelen ser instaladas en regiones donde existen altos niveles constantes de velocidad del viento, como lo son las costas y los sitios con gran elevación. Debido a que la potencia nominal de estas tecnologías se encuentra entre los 600 kW a los 7,5 MW las centrales eólicas se componen de parques compuestos por un conjunto de varios aerogeneradores [11].

Respecto a la penetración de la capacidad de centrales eólicas en los sistemas eléctricos a nivel mundial, se ha visto una tendencia al aumento progresivo de estas a partir del año 2005, alcanzando en el año 2015 un total del orden de 433 [GW], el cual fue un 22% mayor a la capacidad instalada registrada en el 2014 [21]. En la figura 5 se muestra el registro mundial de capacidad instalada según la *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*.

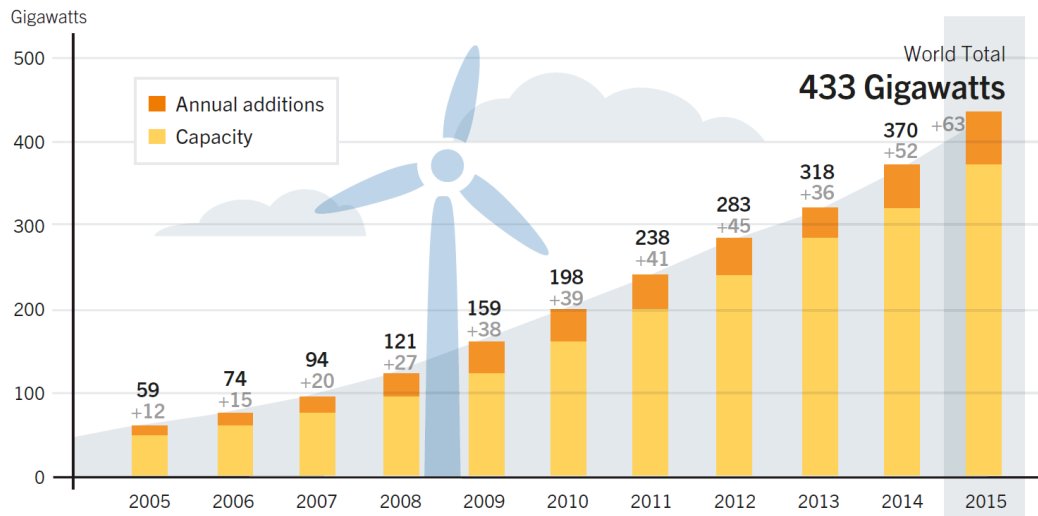


Figura 5: Tendencias globales capacidad instalada energía eólica hasta el año 2015 [21].

### 2.2.1.3. Energía solar

La energía solar es aprovechada y convertida en energía eléctrica por medio de dos principales tipos de centrales: Las centrales fotovoltaicas (PV, en inglés) y las centrales de concentración solar (CSP).

#### Centrales Fotovoltaicas

Las centrales tipo PV se caracterizan por convertir la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua (DC) a través del efecto fotoeléctrico. Dicha conversión se realiza en dispositivos electrónicos llamados celdas, que se componen de materiales semi-conductores (generalmente, Silicio con niveles de dopaje). Conjuntos de celdas conectados entre sí componen una sub-estructura llamada módulo fotovoltaico. Los módulos se conectan entre sí a un inversor el cual convierte la corriente continua a corriente alterna y con ello se entrega la energía a la red eléctrica por medio de un panel de servicio y un transformador elevador de tensión. En la figura 6 se muestra la configuración típica de una central fotovoltaica.

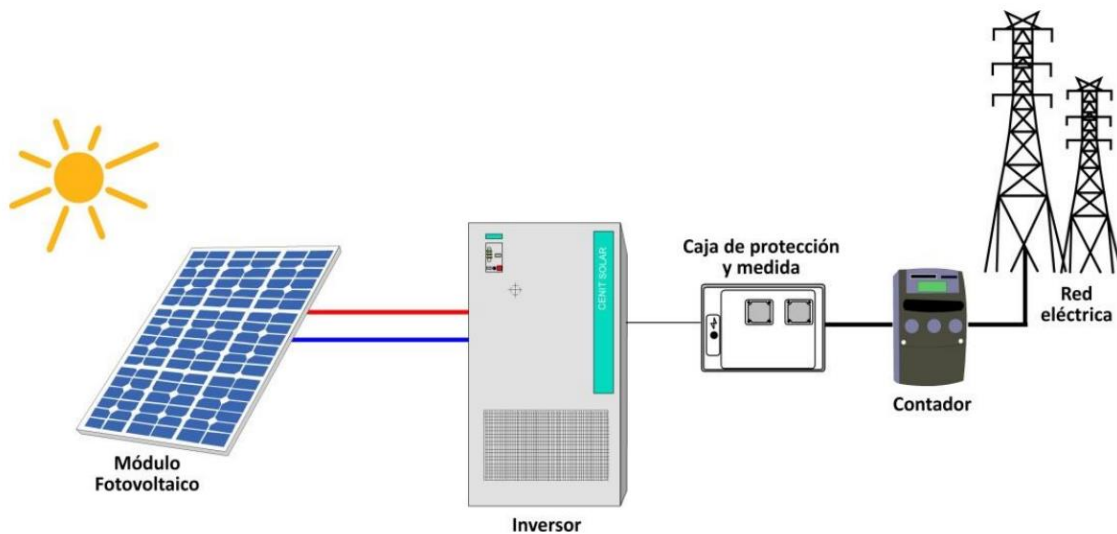


Figura 6: Configuración de una central fotovoltaica (PV) [25].

Dentro de las primeras centrales fotovoltaicas construidas se encuentra el proyecto realizado por ARCO Solar el cual consiste en una central de 1MW con salida en corriente continua, instalado en Hesperia, California [26]. Luego de este acontecimiento, se requirió años de investigación para masificar esta tecnología en los sistemas eléctricos, debido a los altos costos de inversión que presentaba inicialmente. Sin embargo, hoy la generación PV posee uno de los crecimientos más rápidos dentro de las tecnologías de generación renovable y se espera que tengan un rol importante en el mix de tecnologías globales futuras [27]. Esto puede apreciarse en las tendencias observadas en los últimos años de los niveles de capacidad instalada a nivel global, los cuales se observan en la figura 7.

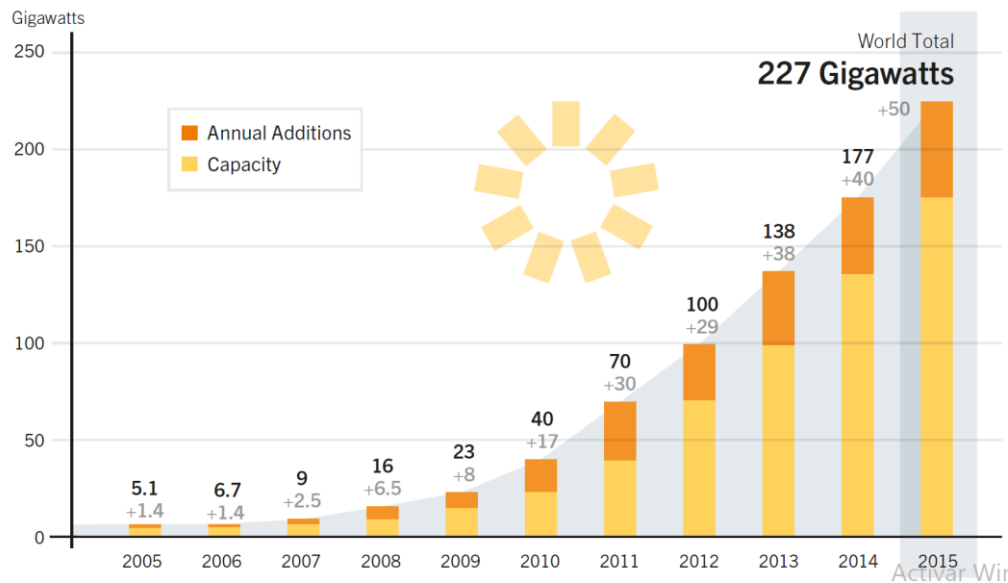


Figura 7: Tendencias globales capacidad instalada energía fotovoltaica hasta el año 2015 [21].

## Centrales de concentración solar

Las centrales tipo CSP usan conjuntos de lentes o espejos guiados que enfocan los rayos solares de un área considerable en un punto focal, con ello se calienta un fluido para producir vapor, el cual mueve una turbina, generándose energía eléctrica de similar manera a las centrales de vapor convencionales. Esta tecnología actualmente se encuentra bajo investigación y se estima que no todas las centrales CSP utilicen un ciclo de vapor para su funcionamiento [28]. El aspecto innovador de este tipo de tecnologías es que la fuente de energía para producir el calor es el sol, y con ello no se emiten gases de efecto invernadero. También pueden equiparse con sistemas de almacenamiento de calor para así poder generar electricidad incluso cuando el cielo se nubla o después del crepúsculo. En comparación con la tecnología fotovoltaica, las centrales CSP pueden lograr de esta manera mayores factores de planta, lo cual facilita la integración de esta tecnología a los sistemas eléctricos y también facilita la competitividad en el mercado eléctrico [28].

Las tendencias de integración de esta tecnología observan en la figura 8. No obstante, en el año 2015 se produjo una menor alza, de 420 MW instalados, logrando así una capacidad instalada global de 4.8 GW en ese año. Sin embargo, se espera que una serie de proyectos de centrales CSP alrededor del mundo sean construidos y operados dentro del presente año [21].

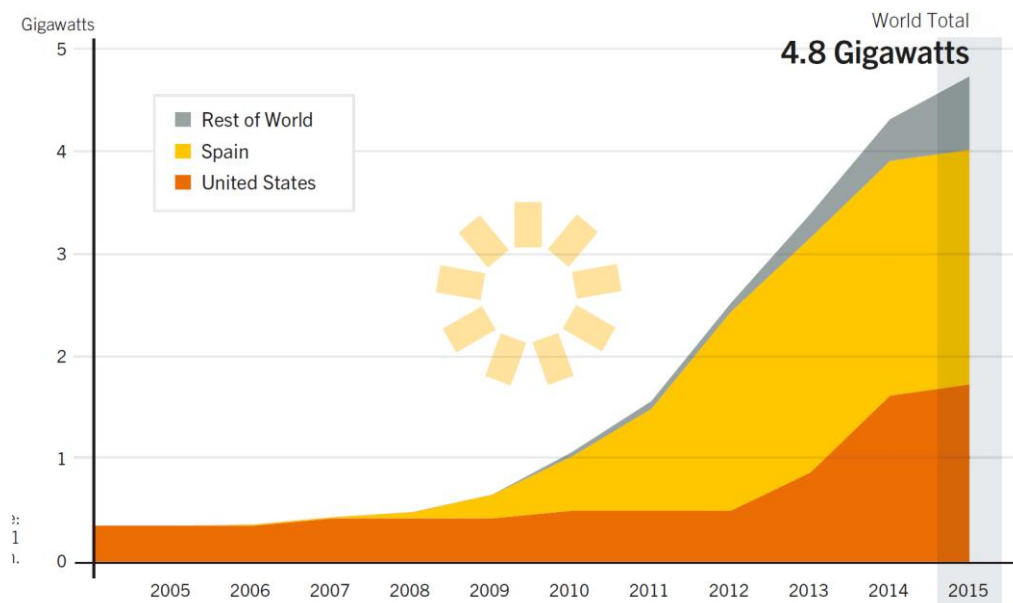


Figura 8: Tendencias globales capacidad instalada energía de concentración solar hasta el año 2015 [21].

Las centrales CSP pueden clasificarse en dos grandes grupos, dependiendo de si los colectores solares concentran los rayos de sol a lo largo de una línea focal o en un punto focal (lo cual presenta mayores factores de concentración). Los sistemas que emplean una línea focal incluyen espejos parabólicos instalados en plantas tipo Fresnel y poseen sistemas de seguimiento solar en un eje. Los sistemas que emplean un punto focal incluyen reflectores que apuntan a una torre de concentración solar, los cuales incluyen sistemas de seguimiento solar de dos ejes [28]. En la figura 9 se observa el aspecto típico de las centrales tipo Fresnel y torre de concentración solar respectivamente.



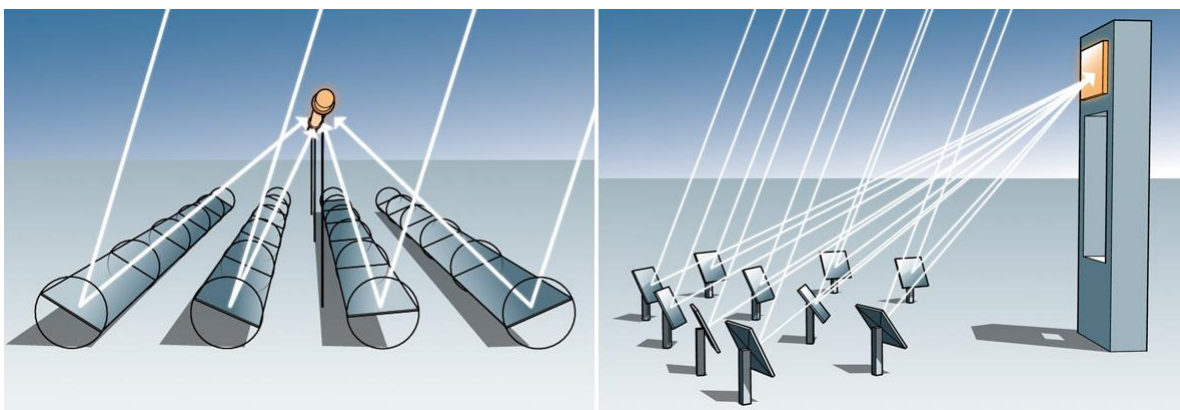


Figura 9: Configuraciones para centrales de concentración solar (CSP).

## 2.2.2. Política Energía 2050

La política Energía 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva es una política pública desarrollada como parte de la Agenda de Energía publicada en el año 2014, la cual apunta hacia un futuro energético bajo en emisiones, a costos competitivos, inclusivo y resiliente. En ese sentido, se propone un rol activo del Estado en la visión y planificación del desarrollo del sector energético del país. De esta manera, la política energética se sustenta en cuatro pilares: seguridad y calidad de suministro, energía como motor de desarrollo, compatibilidad con el medio ambiente y eficiencia y educación energética. Dichos pilares se muestran en la figura 10 y sobre ellos se desarrollan las medidas y planes de acción propuestos hasta el año 2050.



Figura 10: Pilares de la política Energía 2050.

Las metas propuestas se proyectan para dos horizontes de largo plazo: el primero es al año 2035 y el segundo es al año 2050. En las figuras 11 y 12 se observan las principales metas establecidas en la hoja de ruta, siendo de particular interés para la presente investigación las referidas al incremento de participación renovable y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

## PRINCIPALES METAS 2050



Figura 11: Principales metas de la política Energía 2050 al año 2050.

## PRINCIPALES METAS ENERGÍA 2035



Figura 12: Principales metas de la política Energía 2050 al año 2035.

- Metas al año 2035:
  - o Al menos el 60% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables
  - o Al 2030, el país reduce al menos un 30% la intensidad de sus emisiones de gases de efecto invernadero respecto al año 2007.
- Meta al año 2050:
  - o Al menos el 70% de la generación eléctrica nacional proviene de energías renovables.

Para evaluar la viabilidad de las propuestas realizadas se estudió los impactos tanto técnicos como económicos de la penetración fuentes renovables variables por medio de un modelo de operación horario del sistema eléctrico proyectado a diferentes años, desde el 2015 hasta el 2050. Los resultados al 2035 mostraron que las ERNC pueden llegar en promedio a un 40% de la generación del país. Si al conjunto ERNC se agrega la generación hidráulica, el nivel de participación se sitúa alrededor del 60%. Asimismo, hacia el año 2050 se obtuvo un nivel de penetración de aproximadamente un 70% de energías provenientes de fuentes solares, eólicas e hidráulicas. En la figura 13 se observan los niveles de energía anual del SEN obtenidos en el estudio señalado, según tipo de generación.

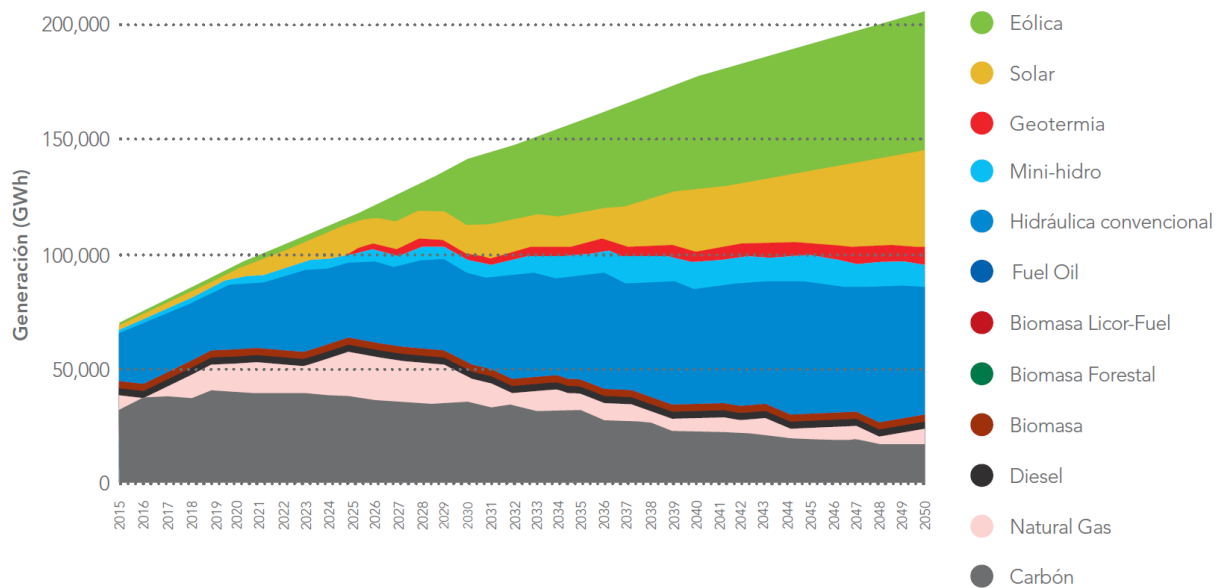


Figura 13: Resultados operación anual del Sistema Eléctrico Nacional hasta el año 2050 [29].

Además, se realizó un análisis de la viabilidad técnica de alcanzar los niveles de penetración renovables proyectados. Se consideró, como alcance, que el sistema eléctrico no dispone ni de sistemas que realicen control sobre la demanda ni sistemas de almacenamiento de energía adicionales. Los resultados mostraron posibles perfiles de generación para un día típico de operación hacia el año 2050: Cuando los niveles de generación renovable disminuyen, se observa un gradiente pronunciado de generación que es abastecido por la generación convencional. Las dificultades técnicas se asocian a las limitaciones que presenta el parque térmico para responder ante las variaciones de la demanda eléctrica remanente (tiempos mínimos de operación y fuera de

servicio, tasas de toma de carga, reservas para responder a las variaciones de tipo intra-horaria, etc.) [29]. En la figura 14 se muestra el perfil de día mencionado. Se menciona en [29] que se requiere realizar vertimiento renovable en aproximadamente 88 horas del año de estudio por falta de sistemas de almacenamiento de energía y control de demanda. En las publicaciones realizadas no obstante no se realiza mención del nivel de vertimiento alcanzado.

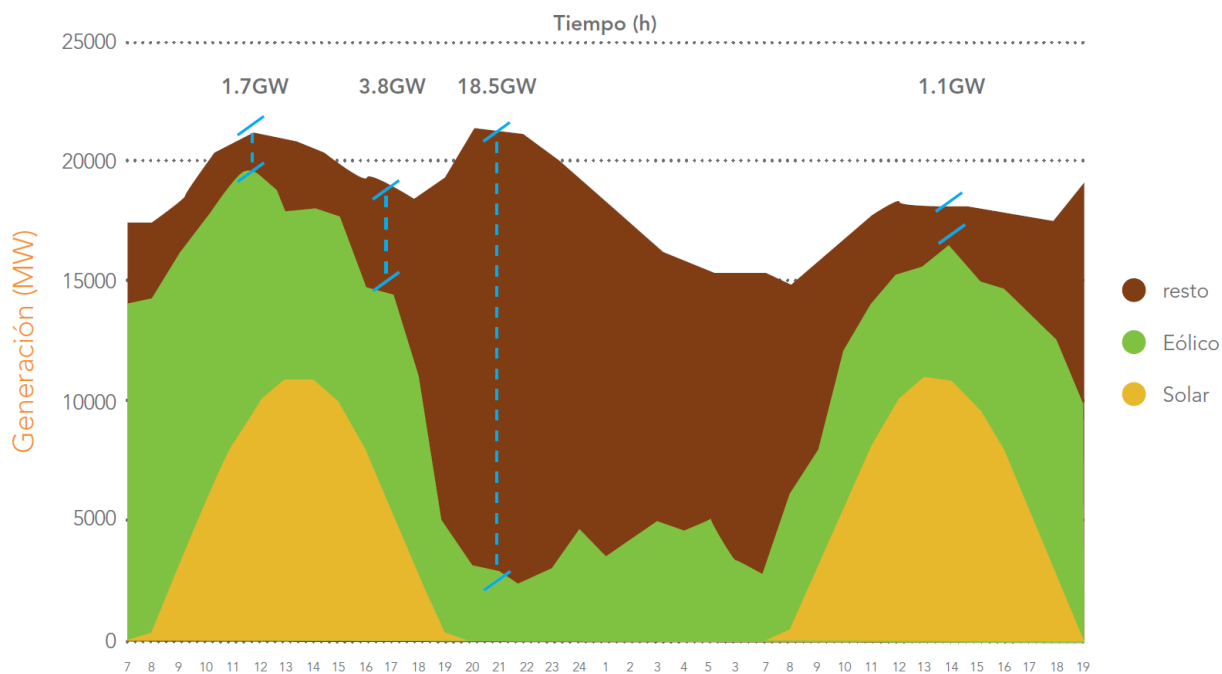


Figura 14: Perfil de generación para un día típico hacia el año 2050 [29].

De esta forma, el estudio llega a las siguientes conclusiones [29]:

- La máxima penetración de generación solar y eólica que es posible instalar sin implementar manejo inteligente de la demanda ni instalar tecnologías de almacenamiento es de aproximadamente 41%.
- El 29% de penetración restante para cumplir con el 70% de energía anual renovable podría provenir de centrales hidráulicas mini-hidro, pasada y/o embalse (las cuales son tecnologías probadas y con amplio potencial) instalando 8 [GW] adicionales a los 6 [GW] existentes.
- La medida mostrada en el punto anterior además entregaría la flexibilidad necesaria al sistema para gestionar la generación intermitente solar y eólica.
- La capacidad instalada asociada al resto de las tecnologías debe representar una porción significativa de la demanda en las horas punta y debe ser altamente flexible. Se observó en el estudio de las plantas a gas son más atractivas que las de carbón.
- La presencia de almacenamiento, control inteligente de la demanda e intercambios de energía renovable con otros sistemas interconectados permitiría aumentar la participación de generación intermitente en la matriz nacional y disminuir la necesidad por generación flexible y por capacidad de reserva.

- En general, bajo supuestos de costo-efectividad y del desarrollo actual de otras tecnologías de flexibilidad, se observa que la necesidad por hidroelectricidad es el único punto en común a los dos escenarios extremos. Es decir, la hidroelectricidad es necesaria, tanto para cumplir la cuota como para entregar flexibilidad. No obstante, existe incertidumbre sobre si en el futuro otro tipo de sistemas se podrían volver más competitivos.

### 2.2.3. Desafíos de la penetración de recursos renovables

Existen ciertos desafíos que un estudio de planificación debe tener en cuenta al momento de considerar una elevada penetración de recursos renovables, los cuales determinan en conjunto tanto las implicancias económicas y técnicas de los SEP proyectados.

Dichas implicancias surgen de la premisa de que los recursos utilizados por las centrales de energías renovables no convencionales son, producto de su naturaleza intermitente, variables e inciertas: se dice que son variables debido a que la conversión del recurso natural a energía eléctrica cambia minuto a minuto, dependiendo de la disponibilidad del mismo (por ejemplo, el viento o la radiación solar); se dice que son inciertas debido a que no se puede predecir con absoluta precisión la cantidad de energía que puede ser producida por estas fuentes en un determinado período de tiempo [4].

De esta manera, un sistema eléctrico con un alto grado de participación de fuentes renovables tiene el principal desafío de responder adecuadamente a la variación que pueden mostrar tanto la demanda como las fuentes de generación intermitente. Dentro de la literatura investigada, esto se identifica con requerir mayores niveles de reservas de operación para responder a dichas variaciones tanto a nivel horario como a nivel de minutos [4], [30] y [31].

Este desafío general, puede ser seccionado en 4 partes principales, las cuales en conjunto abarcan los requerimientos que la operación del sistema eléctrico debe cumplir para asegurar una operación diaria tanto confiable como flexible. Las partes mencionadas se muestran en la figura 15.

1. **Tasas de toma de carga descendentes:** Las centrales convencionales que se encuentren operando durante la noche, deben tener suficiente tasa de toma de carga para reducir sus niveles de generación y permitir el despacho de las centrales fotovoltaicas emergentes en la mañana. La generación fotovoltaica suele alcanzar sus niveles máximos en un par de horas, lo cual se torna un asunto de cuidado cuando la capacidad instalada de esta tecnología es notoria.
2. **Niveles mínimos de generación:** En las horas de mayor generación renovable puede haber muchas centrales convencionales operando a mínimo técnico. Este escenario trae consigo el riesgo de que ocurra un desbalance entre la generación y el consumo debido a la variación intermitente de las centrales renovables y la demanda. Si las centrales que trabajan a mínimo técnico no son capaces de salir de operación o de reducir sus niveles de despacho, puede ocurrir *sobre generación*, debido al aumento repentino de la producción renovable [4], [32].

3. **Tasas de toma de carga ascendentes:** Las centrales convencionales deben subir sus niveles de generación de forma rápida durante las horas de puesta de sol, en las cuales la generación solar disminuye de forma masiva. Estas horas además suelen traer consigo un aumento en la demanda el cual incluso alcanza los valores punta del día en algunos casos.
4. **Abastecimiento de demanda punta:** El sistema requiere abastecer todas las demandas puntas del período de operación con suficiente nivel de confiabilidad.

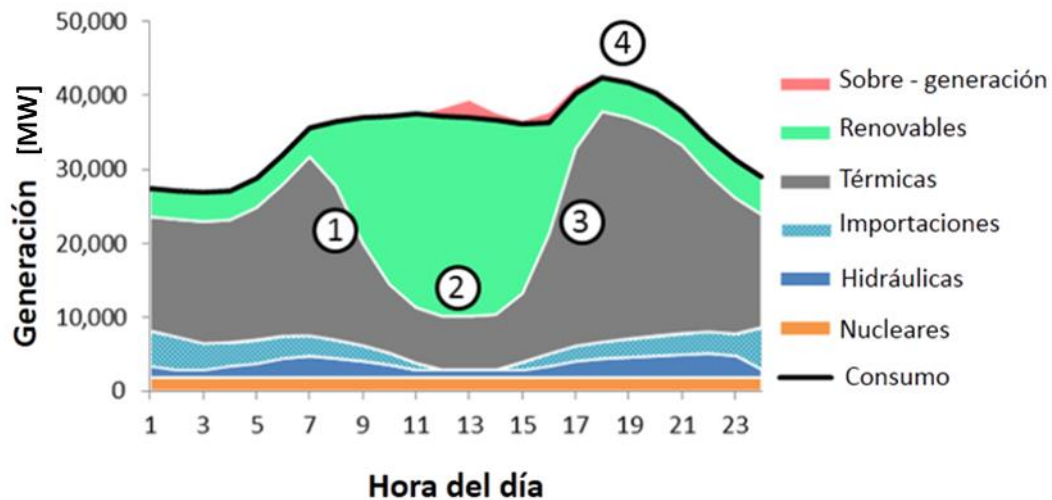


Figura 15: Día de operación en el cual se encuentran presentes los cuatro desafíos de planificación bajo penetración de fuentes ERNC [4].

El no cumplir los desafíos mostrados podría llevar a un desbalance de potencia, el cual se resuelve por dos vías, según lo visto en [4], [30] y [32]. Dichas medidas se conocen como *vertimiento de generación* y *vertimiento de demanda*. En la figura 16 se observa vertimiento de generación debido a que el conjunto de generadores convencionales no puede reducir sus niveles de despacho, ocurriendo así una sobre generación la cual es resuelta por medio del vertimiento de la energía proveniente de fuentes renovables. El fenómeno recién descrito se conoce en la literatura como *deficiencias de carácter descendente* [4].

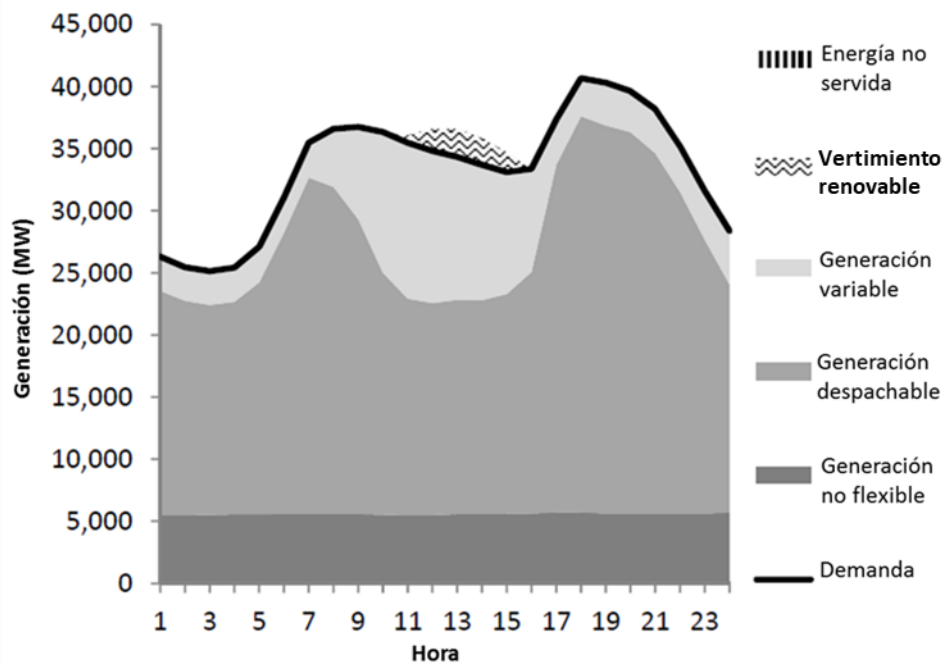


Figura 16: Perfil de día con presencia de vertimiento renovable [4].

Asimismo, en la figura 17 se observa vertimiento de demanda en forma de energía no servida, debido a que los generadores operativos manifiestan tasas de toma de carga insuficientes para seguir el efecto combinado del aumento de la demanda y del descenso del nivel de generación fotovoltaica. Este tipo de acontecimiento es conocido como *deficiencia de carácter ascendente* [4].



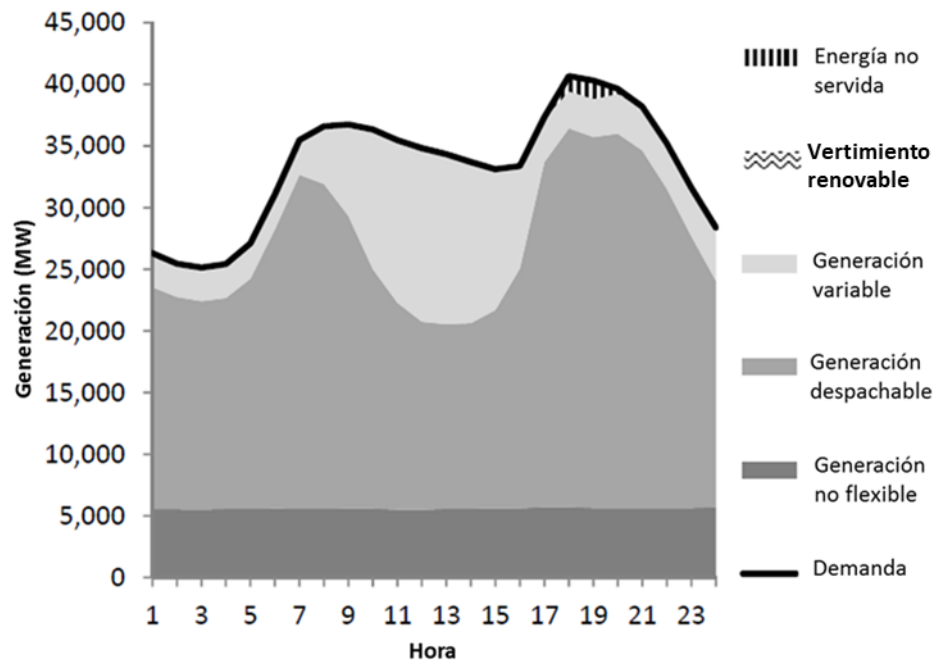


Figura 17: Perfil de día con energía no suministrada [4].

De esta manera, en [4] y [31] se generaliza que el vertimiento de demanda se asocia a deficiencias de carácter ascendente, mientras que el vertimiento de generación se vincula a deficiencias de tipo descendente.

Asimismo, desde un enfoque tradicional, los estudios de planificación suelen utilizar los criterios de confiabilidad típicos, los cuales se enfocan solamente en el abastecimiento de las horas punta con un estándar de confiabilidad de 1 evento cada 10 años [30]. Esto último significa, dependiendo del caso, 1 hora, 8 horas o 24 horas de deficiencias de suministro cada 10 años [4]. Sin embargo, este criterio de confiabilidad se torna insuficiente al momento de presentarse elevados niveles de generación intermitente. De esta manera se hace necesario establecer un nuevo indicador de confiabilidad, que sea análogo al tradicional desarrollado por R. Billiton, que asegure niveles confiables de flexibilidad al momento de operar sistemas eléctricos con altos niveles de generación renovable.

Finalmente, se requiere una metodología que al momento de evaluar los proyectos de planificación tome en cuenta tanto los costos de inversión de las tecnologías adicionales que entreguen mayor flexibilidad al sistema, y de los costos de incurrir en vertimiento de generación o demanda.

## 2.2.4. Principales propuestas metodológicas

En la presente sección se realiza una breve revisión de los principales enfoques revisados respecto a la alta penetración de recursos renovables en la planificación centralizada de la generación de sistemas eléctricos de potencia.

En el año 2010, Lanoye propuso nuevos parámetros de confiabilidad capaces de medir el nivel de flexibilidad requerido por el conjunto de generadores convencionales para asegurar una correcta operación ante la variabilidad de la demanda y de las fuentes renovables [4], [30]. Dichos

parámetros se conocen como IRRP (Inadequate Ramp Resource Probability) y ERC (Effective Ramping Capability). IRRP es por su definición análogo al conocido LOLP, mientras que ERC es análogo al ELCC (Effective Load-Carrying Capability). La contribución de estas nuevas métricas radica en generar el nuevo paradigma de utilizar métodos de cálculos probabilísticos para medir la respuesta del sistema en términos de flexibilidad [33]. Sin embargo, una metodología de estudio que sólo incluya este aspecto estocástico no puede determinar el nivel de inversión óptimo de recursos que contribuyan a la flexibilidad del sistema.

De este modo, la empresa consultora Energy + Environmental Economics (E3) desarrolló en 2013 una metodología que responde a los aspectos mencionados anteriormente, abarcando de este modo tanto la confiabilidad por capacidad instalada como aquella por flexibilidad del sistema.

El objetivo principal de dicha metodología es encontrar un plan de inversión óptimo para sistemas eléctricos con un alto grado de penetración renovable. Dicho plan es óptimo cuando minimiza los costos totales del servicio eléctrico, los cuales incluyen los costos de inversión de nuevos proyectos, los costos de operación, los costos de emisiones de GEI y los costos de falla respectivos [4].

Formalmente, se formula un problema de planificación centralizada sujeto al siguiente modelo de optimización de costos.

$$\text{Min } c(x) \quad (2.9.)$$

Donde:

$$c(x) = F_0 + f \cdot x + V_0 + \Delta V(x) + R(x) \quad (2.10)$$

$F_0$  y  $V_0$  representan los costos fijos y variables del sistema eléctrico original, sin proyectos adicionales adjudicados;  $f$  representa los costos fijos por MW instalados del proyecto adicional;  $\Delta V(x)$  se asocia al cambio del costo variable total del sistema debido a la operación del proyecto adicional. Finalmente,  $R(x)$  es el costo asociado de confiabilidad.

En la metodología tradicional de planificación,  $R(x)$  representa al costo asociado a la presencia de energía no abastecida en el horizonte de tiempo estipulado. Sin embargo, la metodología propuesta debe abarcar las deficiencias de carácter ascendente y descendente explicadas en la sección anterior. En la tabla 3 se observan las variables y parámetros escogidos para medir las deficiencias tanto ascendentes como descendentes.

Tabla 3: Variables y parámetros asociados a las deficiencias de flexibilidad de carácter ascendente y descendente [4].

Tipo de insuficiencia	Variable asociada [MWh]	Parámetro asociado [USD/MWh]
Ascendente	Energía no servida esperada	Costo de falla (corto/largo plazo)
Descendente	Sobre generación esperada	Costo por vertimiento de generación

De esta manera, el costo asociado pasa a ser  $R(x) = EUE \cdot VUE + EOG \cdot VOG$ , donde para el horizonte de estudio EUE es la energía no servida esperada, EOG es el valor esperado de sobre generación, VUE es el costo de falla y VOG es el costo asociado al vertimiento escogido. Al

respecto de los valores adecuados de vertimiento, en [4] se menciona que puede tomar el valor de los certificados de energía renovable (REC, en sus siglas originales), o bien puede tomar el valor del costo de la generación térmica y las emisiones incurridas debido al vertimiento renovable.

La metodología propuesta por E3 también refiere a las restricciones necesarias para resolver el problema de optimización descrito. Dichas restricciones pueden revisarse con detalle en [30] y permiten que la operación del sistema eléctrico sea, además de óptima desde el enfoque económico, técnicamente realizable.

En ese sentido, en [4] y [31] se hace mención de que las unidades convencionales son capaces de contribuir al nivel de flexibilidad del sistema, por medio de las propiedades técnicas que poseen. En la tabla 4 se realiza mención de ellas, vinculándolas con el aporte que pueden realizar a la respuesta del sistema.

Tabla 4: Características de los generadores convencionales que pueden aumentar la flexibilidad del sistema [4].

<b>Propiedad</b>	<b>Aporte a la flexibilidad del sistema</b>
Tasa de toma de carga ascendente en diversas escalas de tiempo	El nivel de tasa de toma de carga ascendente ayuda a abastecer la demanda durante las horas del ocaso, donde se retira de forma masiva la generación fotovoltaica.
Tasa de toma de carga descendente en diversas escalas de tiempo	El nivel de tasa de toma de carga ascendente ayuda a abastecer la demanda durante las horas del amanecer, donde entra de forma masiva la generación fotovoltaica.
Tiempo de partida	Adecuados niveles de tiempo de partida permiten la entrada de generadores convencionales en las horas del ocaso.
Tiempo de detención	Tiempos de detención adecuados permiten la salida de generadores convencionales en las horas del amanecer o las horas de mayor generación renovable.
Tiempo mínimo de encendido	Tiempos mínimos de encendido más cortos permiten a las unidades convencionales dar apoyo para abastecer las rampas, sin que se encuentren operando más de lo necesario y que con ello se produzca sobre generación.
Tiempo mínimo de apagado	Tiempos mínimos de apagado más cortos ayudan a responder de mejor manera las rampas ascendentes debido a que las unidades pueden responder de forma más rápida una vez que son apagadas.
Mínimo técnico	Las unidades con un mínimo técnico menor son más aptas para responder a las rampas del sistema sin dejar de operar y evitando vertimiento de energía renovable.

De esta forma, las restricciones asociadas al problema de optimización descrito deben incluir las propiedades de la tabla 4.

Finalmente, la metodología propuesta por E3 establece un óptimo económico que también involucra las anualidades asociadas a las inversiones de los recursos que aumentan la flexibilidad del sistema. La correlación entre estos costos con los vistos en la función objetivo se observa en la figura 18: a medida que la inversión aumenta, se reduce el nivel de costos asociados a energía no servida o vertimiento renovable.

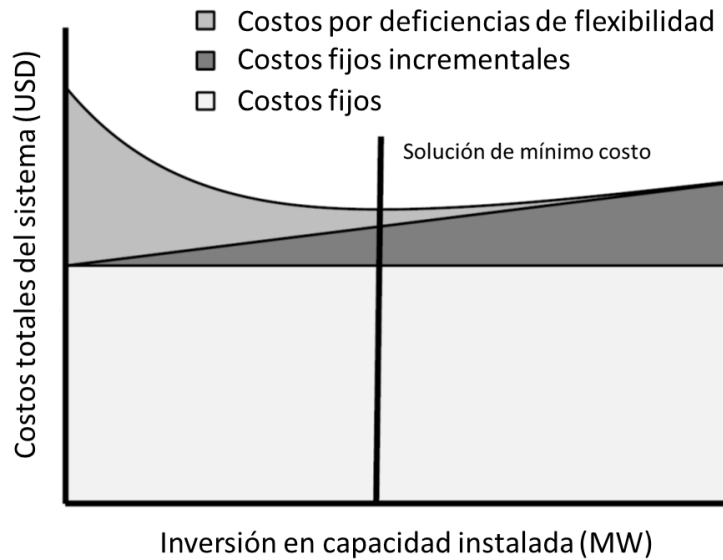


Figura 18: Punto óptimo del nivel de inversión en recursos de flexibilidad [4].

Tomando en consideración la función objetivo  $c(x)$ , el punto óptimo considerando tanto inversión como operación se encuentra cuando la derivada de dicha función se iguala a cero en función de la cantidad de recursos invertidos.

$$f + \frac{d\Delta V}{dx} \Big|_{x=x^*} + \frac{dR}{dx} \Big|_{x=x^*} = 0 \quad (2.11)$$

En general, debido a que en los estudios realizados se contemplan diversas opciones de inversión, la solución óptima se encuentra realizando las simulaciones del período de estudio de forma iterativa, considerando las diferentes combinaciones de las alternativas presentes de inversión. Así, el plan de inversión óptimo del sistema queda en función de:

- El portafolio de generación renovable
- Las características técnicas de las unidades convencionales
- El costo de los nuevos recursos
- El costo de incurrir a energía no servida o vertimientos

# Modelos Matemáticos

## 3.1. Cálculo del LOLE

Con objeto de separar la confiabilidad del sistema por suficiencia de aquella asociada a la flexibilidad [31] se desarrolla una metodología para calcular índices de confiabilidad asociados a la suficiencia de los casos de estudio a ser analizados. En particular, se observó que en los informes de precios de nudo se realiza el cálculo del LOLE para estos fines. De esta forma, la metodología del modelo de confiabilidad por suficiencia está orientada al cálculo del LOLE. Esto también condice con la metodología empleada por NREL, detallada en [34], en la cual se calculan los índices de confiabilidad de las unidades convencionales, traspasando la variabilidad de la generación renovable al perfil de demanda percibido por el conjunto de generación convencional.

Para ello, según lo visto en la literatura [18], se deben obtener la curva de duración de demanda punta y la tabla de indisponibilidad de las unidades generadoras (COPT).

Para obtener la curva de duración de la demanda se emplea el siguiente procedimiento: bajo el supuesto de que existe solamente una hora del día en el que la demanda toma su valor máximo dentro del año de estudio, se ordenan los valores de la demanda de mayor a menor, seleccionando de esta forma los 365 valores de mayor magnitud. De esta forma se obtiene la curva de duración, la cual se muestra en la figura 19.

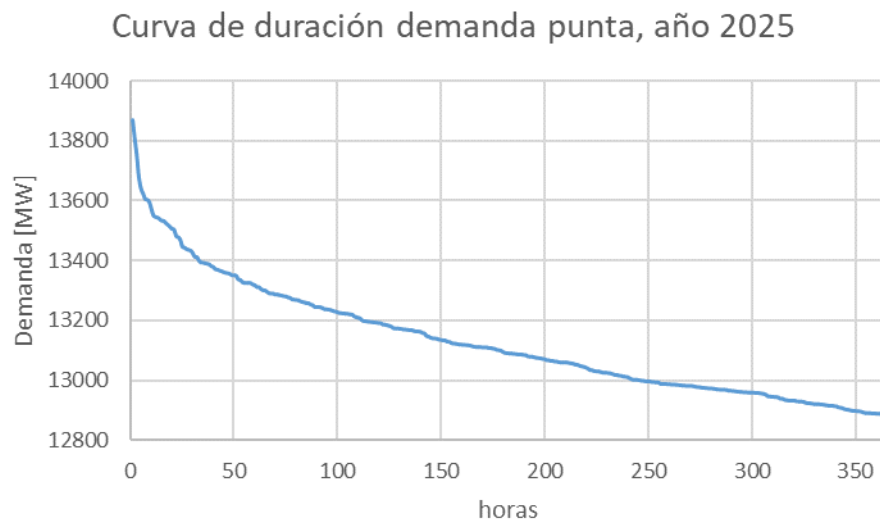


Figura 19: Curva de duración de demanda punta para el año 2025.

Para el caso de la tabla COPT se deben realizar algunos supuestos y simplificaciones. El número de estados (y con ello el número de filas que posee la tabla) es del orden de  $2^n$  con  $n$  representando el número de generadores/centrales. De esta forma, se debe reducir el número de unidades implicadas en el cálculo de la COPT, debido a que la cantidad de estados asociados a las 480 centrales del SEN al año de estudio se torna inviable de calcular.

Para lograr lo anterior, se realizó el supuesto de que los programas de mantenimiento mayor de las centrales del sistema resultan ser completamente efectivos, de esta manera el sistema eléctrico (para efectos del cálculo del LOLE) se reduce a unas pocas unidades. Se seleccionaron de esta forma 16 unidades, donde 15 de ellas representan a las 15 unidades de mayor capacidad registradas y la unidad restante representa al resto del sistema eléctrico, con una tasa de salida forzada nula. La tabla 5 muestra de este modo los parámetros de entrada para realizar la tabla COPT.

Tabla 5: Parámetros de centrales seleccionadas para el cálculo de la tabla COPT

Nombre central	Potencia máxima [MW]	FOR
Santa María	341,9	0,0006
San Isidro GNL	347,6	0,005
San Isidro 02 CC Diésel	350	0,001
Rapel	376,6	0,0001
Nehuenco 02 GNL	384,2	0,005
Nehuenco 02 GNL TP	384,2	0,005
Nehuenco 02 Diésel	391	0,001
San Isidro 02 GNL	393,3	0,0003
El Toro	448,7	0,0005
Pangue	465,8	0,00009
Colbún	472,8	0,0001
Kelar	517	0,005
Pehuenche	568,2	0,0006
IEM	375	0,00006
Ralco	688,9	0,0007
Resto del SEN	24339,8	0

Luego de haber seleccionado las unidades, es necesario construir un algoritmo que calcule para cada estado el nivel de capacidad no disponible con su respectiva probabilidad. Además, se requiere que los niveles de capacidad indisponible estén ordenados de menor a mayor, acoplando aquellos niveles que sean equivalentes en un solo estado. Para lograr lo mencionado, se construyó un algoritmo en MATLAB, cuyo diagrama de flujo se muestra en la figura 20. El algoritmo inicia generando todos los estados del sistema, que son las combinaciones de los posibles estados de cada uno de los generadores. También se calculan los estados complementarios, es decir aquellos en los cuales cada uno de los generadores tiene el valor opuesto al presentado en el respectivo estado. Es decir, a modo de ejemplo, si en el estado asociado se encuentran todas las máquinas encendidas, en su estado complemento todas las máquinas se muestran apagadas.

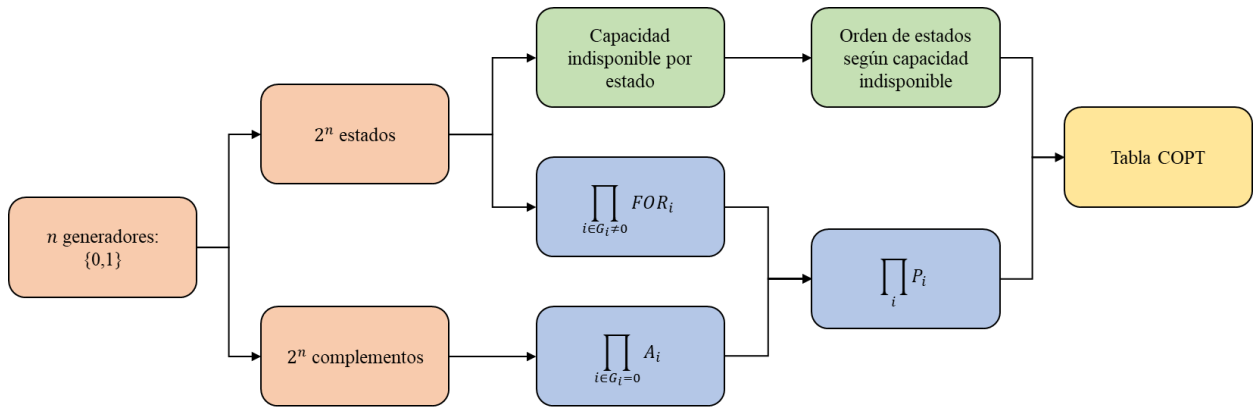


Figura 20: Metodología para construir la tabla COPT.

Luego de obtener los estados del sistema, se calculan los niveles de capacidad no disponible por cada estado como la suma de las capacidades no disponibles de las centrales para dicho estado. En el caso de la probabilidad de indisponibilidad de cada estado, se utiliza la siguiente definición.

$$P_{estado_{sistema}} = \prod_i P_i \quad (3.1.)$$

Donde.

$$P_i = \begin{cases} FOR_i & , si estado de central_i = 1 \\ A_i & , si estado de central_i = 0 \end{cases} \quad (3.2.)$$

$FOR_i$  es la indisponibilidad de la unidad  $i$ , y  $A_i$  es la disponibilidad del generador  $i$  respectivamente. Los productos de las probabilidades de los estados de las unidades se realizan de manera separada, debido a las limitaciones encontradas en la programación en MATLAB. De esta forma, para cada estado se encuentran dos grandes grupos para cada estado: el grupo que contiene las probabilidades asociadas a las unidades apagadas y el grupo que contiene las probabilidades de las unidades encendidas. Dichos grupos son multiplicados, para cada estado respectivo. De esta manera, se obtiene la probabilidad de indisponibilidad de cada uno de los estados.

Finalmente, se ordenan los estados de forma ascendente según el nivel de capacidad indisponible, agrupando a los que posean igual potencia indisponible, y sumando las probabilidades respectivas. Con ello se logra obtener la tabla COPT. En el caso del presente trabajo, la tabla COPT presenta 65.504 estados.

Una vez que se obtienen la curva de demanda agregada y la COPT, se realiza el cálculo del LOLE. En esta etapa de cálculo se revisa si la capacidad de generación disponible, para cada uno de los estados de indisponibilidad, es menor a los valores registrados en la curva de duración de la demanda. En caso de que sea mayor, no existe pérdida de carga, por lo que la probabilidad asignada es nula. En caso de que existan valores en los que ocurra pérdida de carga, se multiplica la probabilidad del estado asociado con la cantidad de tiempo (en porcentaje) en que existe energía no abastecida. Una vez que se recorren todos los estados, se suman las probabilidades obtenidas. De este modo se obtiene el LOLE, en unidades de [días/año].

Para más información sobre los algoritmos empleados y la metodología, se solicita revisar el correspondiente anexo del presente documento.

## 3.2. Modelo de despacho económico acoplado en el tiempo

El modelo de despacho económico acoplado en el tiempo fue construido en base al modelo REFLEX, el cual aparece en [30], realizando leves modificaciones, para el uso de los datos utilizados en el presente estudio. La presente sección inicia presentando los conjuntos, parámetros, costos y variables empleadas en el modelo. Luego muestra la función objetivo, junto con las restricciones consideradas para realizar las simulaciones horarias del año de estudio.

### Conjuntos:

Sean:

$T$ : El conjunto de los intervalos de tiempo considerados, donde  $T = \{1, 2, \dots, 8760\}$ ,  $t \in T$

$G_c$ : El conjunto de los generadores tipo carbón, donde  $c \in G_c$

$G_e$ : El conjunto de las centrales tipo embalse, donde  $e \in G_e$

$G_p$ : El conjunto de las centrales piloto, donde  $p \in G_p$  y  $G_p \subseteq G_e$

$G_o$ : El conjunto del resto de las centrales del SEN, donde  $o \in G_o$

$J$ : El conjunto de las centrales renovables, donde  $j \in J$ .

### Parámetros:

Una vez determinados los conjuntos a utilizar en el modelo, se consideraron los siguientes parámetros dentro del problema de optimización:

- $L(t)$ : Perfil de demanda, el cual considera los retiros más un porcentaje asociado a las pérdidas por efectos de transmisión. Dicho porcentaje se escogió en un 3%.
- $P_{min}(c), P_{min}(e), P_{min}(p), P_{min}(o)$ : Potencias mínimas del conjunto de generadores del sistema.
- $P_{max}(c), P_{max}(e), P_{max}(p), P_{max}(o)$ : Potencias máximas del conjunto de generadores del sistema.
- $R_{up}(c), R_{up}(e), R_{up}(p), R_{up}(o)$ : Tasas de toma de carga ascendentes máximas del conjunto de generadores, en [MW/h].
- $R_{down}(c), R_{down}(e), R_{down}(p), R_{down}(o)$ : Tasas de toma de carga descendentes máximas para el conjunto de generadores, en [MW/h].
- $T_{up}(c), T_{down}(c)$ : Tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales térmicas.



- $M(c), M(e), M(p), M(o)$ : Ponderadores de mantenimiento de los generadores en el instante de tiempo  $t$ .  $M$  es un ponderador que acompaña a la variable binaria de commitment y reduce el valor de potencia mínima y máxima de la central dependiendo de las unidades que estén en mantenimiento.

Por ejemplo, si hay una central que se constituye de 4 unidades y una de ellas está fuera de servicio por efectos de mantenimiento, entonces  $M = \frac{1}{4} = 0.25$ , por lo que durante los tiempos en que realiza el mantenimiento al generador, la potencia máxima y mínima de la central alcanzan  $\frac{3}{4}$  veces el valor declarado en la base de datos.

- $E_{plp}(e)$ : cota de producción de energía mensual para las centrales de embalse, según la hidrología escogida.
- $CO_2(c), CO_2(o)$ : Factor de emisión de gases de efecto invernadero para las centrales térmicas del sistema. Dicho ponderador está en [tonCO2/MWh].
- $R(j, t)$ : Perfil horario de generación renovable de la central  $j$  en el tiempo  $t$ .
- $R_g(t)$ : Nivel de reserva en giro en el instante de tiempo  $t$ .

## Costos:

Dentro de los costos asociados a la operación del sistema, se consideraron los siguientes.

- $C_{op}(c), C_{op}(e), C_{op}(p), C_{op}(o)$ : Costos totales de operación de las unidades del sistema.
- $C_{part}(c), C_{part}(e), C_{part}(p), C_{part}(o)$ : Costo de partida de las unidades generadoras respectivamente.
- $C_{det}(c), C_{det}(e), C_{det}(p), C_{det}(o)$ : Costo de detención de las unidades generadoras respectivamente.
- $Tax_{CO_2}$ : Nivel de impuesto por emisiones de gases de efecto invernadero, medido en [US\$/tonCO2].
- $C_{ENS}$ : Costo del sistema por energía no servida. Este valor equivale al costo de falla de largo plazo mostrado en [35].
- $C_{VR}$ : Costo del sistema por vertimiento renovable.
- $C_{SG}$ : Costo del sistema por sobre generación. La sobre generación aparece en el modelo como una falla de sistema, en la cual no es capaz de operar las centrales convencionales en un nivel menor al mínimo técnico por lo que se opta por operar el sistema, pero con un excedente de generación valorado a un tipo de costo de falla.

## VARIABLES:

Una vez determinados los conjuntos y los parámetros del problema de optimización, se presentan las variables del modelo. Sean:

$P_c(t), P_e(t), P_p(t), P_o(t)$ : El nivel de potencia generado en el instante de tiempo  $t$  por las unidades  $c, e, p$  y  $o$  respectivamente.

$n_c(c, t), n_e(e, t), n_o(o, t)$ : Las variables binarias que determinan el commitment en el tiempo  $t$  de las unidades  $c, e,$  y  $o$  respectivamente.

$c_{jt}(j, t)$ : El nivel de vertimiento renovable del sistema en el instante  $t$ .

$e_{ns}(t)$ : La energía no servida del sistema en el instante  $t$ .

$o_g(t)$ : La sobre generación del sistema en el instante  $t$ .

## Función Objetivo:

Establecidos de esta forma los conjuntos, parámetros, costos y variables, se determinan las funciones que serán utilizadas como parte de la función objetivo.

Costo de operación de los generadores:

$$C_{gen}(t) = \sum_c C_{op}(c) \cdot P_c(t) + \sum_e C_{op}(e) \cdot P_e(t) + \sum_p C_{op} \cdot P_p(t) + \sum_o C_{op} \cdot P_o(t) \quad (3.3.)$$

Costo por emisiones de gases de efecto invernadero:

$$C_{GEI}(t) = Tax_{CO_2} \cdot \left( \sum_c CO_2(c) \cdot P_c(t) + \sum_o CO_2(o) \cdot P_o(t) \right) \quad (3.4.)$$

Costos por partidas de unidades térmicas:

$$C_{start}(t) = \sum_c C_{part}(c) \cdot f_{part}(c, t) + \sum_o C_{part}(o) \cdot f_{part}(c, t) \quad (3.5.)$$

Donde  $f_{part}(c, o, t)$  es una función binaria que toma el valor igual a 1 solamente cuando se detecta una partida de la unidad generadora, es decir, cuando  $n_c(c, t) - n_c(c, t - 1) = 1$  o  $n_o(o, t) - n_o(o, t - 1) = 1$  respectivamente.

Costos por detenciones de unidades térmicas:

$$C_{stop}(t) = \sum_c C_{det}(c) \cdot f_{det}(c, t) + \sum_o C_{det}(o) \cdot f_{det}(o, t) \quad (3.6.)$$

Donde  $f_{det}(c, o, t)$  es una función binaria que toma el valor igual a 1 solamente cuando se detecta una detención de la unidad generadora, es decir, cuando  $n_c(c, t) - n_c(c, t - 1) = -1$  o  $n_o(o, t) - n_o(o, t - 1) = -1$  respectivamente.

Costos por vertimiento renovable:

$$C_{ren}(t) = \sum_j C_{VR} \cdot c_{jt}(j, t) \quad (3.7.)$$

Costos por energía no servida:

$$C_{UE}(t) = C_{ENS} \cdot e_{ns}(t) \quad (3.8.)$$

Costos por sobre generación:

$$C_{OG} = C_{SG} \cdot o_g(t) \quad (3.9.)$$

De esta manera, se construye la **función objetivo** como la suma de las funciones de costo formuladas anteriormente.

$$z(t) = C_{gen}(t) + C_{GEI}(t) + C_{start}(t) + C_{stop}(t) + C_{ren}(t) + C_{UE}(t) + C_{OG}(t) \quad (3.10.)$$

El problema de despacho económico se formula entonces como un problema de optimización donde se busca minimizar la función objetivo  $z(t)$ .

**Restricciones:**

La primera restricción por considerar es el balance de potencia para cada instante de tiempo  $t$ :

$$\sum_c P_c(t) + \sum_e P_e(t) + \sum_p P_p(t) + \sum_o P_o(o) + \sum_j (R(j, t) - c_{jt}(j, t)) + e_{ns}(t) + o_g(t) = L(t) \quad (3.11.)$$

Se consideró además las restricciones que limitan el nivel de generación de las centrales convencionales, considerando también los programas de mantenimiento de las unidades:

$$P_{min}(c) \cdot n_c(c, t) \cdot (1 - M(c, t)) \leq P_c(t) \leq P_{max}(c) \cdot n_c(c, t) \cdot (1 - M(c, t)) \quad (3.12.)$$

$$P_{min}(e) \cdot n_e(e, t) \cdot (1 - M(e, t)) \leq P_e(t) \leq P_{max}(e) \cdot n_e(e, t) \cdot (1 - M(e, t)) \quad (3.13.)$$

$$P_{min}(o) \cdot n_o(o, t) \cdot (1 - M(o, t)) \leq P_o(t) \leq P_{max}(o) \cdot n_o(o, t) \cdot (1 - M(o, t)) \quad (3.14.)$$

Siendo diferentes las restricciones empleadas para las centrales piloto.

$$\sum_p (P_{max}(p) - P_p(t)) \geq R_g(t) \quad (3.15.)$$

De esta forma se habilita a la central piloto para responder ante la salida intempestiva de servicio de la unidad de mayor generación, incluyendo a alguna de las centrales escogidas como piloto, según lo revisado en [36].

También se agregó como restricción los tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales a carbón según indican las siguientes ecuaciones [36]:

$$(U_{up}(c, t - 1) - T_{up}(c)) \cdot (P_c(t - 1) - P_c(t)) \geq 0 \quad \forall t > 1 \quad (3.16)$$

$$(U_{down}(c, t - 1) - T_{down}(c)) \cdot (P_c(t) - P_c(t - 1)) \geq 0 \quad \forall t > 1 \quad (3.17)$$

Con  $U_{up}(c, t - 1)$  y  $U_{down}(c, t - 1)$  como la cantidad de horas en que la unidad  $c$  lleva encendida o apagada respectivamente.

Asimismo, se agregaron las restricciones asociadas a las tasas de toma de carga de las unidades, en [MW/h].

$$P_c(t + 1) - P_c(t) \leq R_{up}(c) \quad \forall t < T \quad (3.18)$$

$$P_e(t + 1) - P_e(t) \leq R_{up}(e) \quad \forall t < T \quad (3.19)$$

$$P_p(t + 1) - P_p(t) \leq R_{up}(p) \quad \forall t < T \quad (3.20)$$

$$P_o(t + 1) - P_o(t) \leq R_{up}(o) \quad \forall t < T \quad (3.21.)$$

$$P_c(t + 1) - P_c(t) \geq -R_{down}(c) \quad \forall t < T \quad (3.22.)$$

$$P_e(t + 1) - P_e(t) \geq -R_{down}(e) \quad \forall t < T \quad (3.23.)$$

$$P_p(t + 1) - P_p(t) \geq -R_{down}(p) \quad \forall t < T \quad (3.24.)$$

$$P_o(t + 1) - P_o(t) \geq -R_{down}(o) \quad \forall t < T \quad (3.25.)$$

También se consideró la restricción de que el vertimiento renovable debe ser a lo más la cantidad de energía despachada por la unidad renovable  $j$  en el tiempo  $t$ .

$$0 \leq c_{jt}(j, t) \leq R(j, t) \quad (3.26.)$$

Finalmente, la generación de embalse debe abastecer la cota de producción mensual de energía, según la hidrología escogida.

$$\sum_t P_e(t) = K \cdot E_{plp}(e) \quad (3.27.)$$

Donde  $K$  es una constante que pondera la energía mensual a MW/h.

De esta forma, el problema de optimización se expresa como sigue.

$$\min z \quad (3.28)$$

Sujeto a las restricciones mencionadas dentro de la presente sección.

# Metodología de trabajo

La metodología de trabajo del presente estudio se enfoca en evaluar la respuesta de los generadores convencionales del SEN en escenarios de aumento progresivo de la penetración de energías renovables. La implementación de la metodología se vio acotada al nivel de información obtenido del sistema eléctrico del país para simular los escenarios contemplados.

El análisis se inicia con la revisión bibliográfica, de la cual se obtiene una referencia para el desarrollo de la presente metodología, junto con el modelo de optimización, el cual fue detallado en el Capítulo 3. Luego se genera una base de datos, la cual debe contener información de fuentes fidedignas del sector eléctrico, para tener una representación simplificada y aproximada del SEN a un año de estudio a definir, a la cual se le llamará el caso de estudio base.

Una vez definido el año de estudio, junto con la elaboración del modelo uninodal del SEN, se procede a estudiar la confiabilidad por suficiencia del sistema, para así separar la confiabilidad asociada a la suficiencia con aquella asociada a la flexibilidad [31]. Luego, se revisa la operación horaria del sistema para el año de estudio con el fin de detectar insuficiencias en la respuesta del conjunto de generadores convencionales. Esto se realiza de forma iterativa a medida que el nivel de penetración renovable aumenta de forma progresiva, detectando las insuficiencias de operación a medida que surgen. También se realizan otras mediciones: entre ellas el costo marginal promedio del sistema, los costos de operación y los niveles de emisiones de GEI.

## 4.1. Manejo de datos

La base de datos debe permitir la obtención de los parámetros del modelo presentado en el capítulo anterior. De esta manera, el conjunto de datos debe ser seccionado en sub-conjuntos, los cuales son obtenidos de diversas fuentes. Dichos conjuntos son anunciados y detallados en las siguientes sub-secciones.

### 4.1.1. Perfil de demanda

Debido a que se desea determinar la capacidad de toma de carga del conjunto de generadores convencionales y que el modelo de optimización está acoplado en el tiempo, se requiere un perfil de demanda para un año de estudio. De esta manera, se obtuvo un perfil horario del trabajo realizado en [37].

### 4.1.2. Características de los generadores convencionales

En función de lo estipulado en el modelo de operación, se requieren para el presente estudio los siguientes parámetros para cada una de las unidades convencionales.

- Tipo de central.
- Potencia máxima.
- Potencia mínima.

- Costo de operación.
- Tiempo mínimo de operación, junto al respectivo costo de partida.
- Tiempo mínimo de apagado, junto al respectivo costo de apagado.
- Tasas de toma de carga ascendente y descendente.
- Nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, en caso de que corresponda.
- Programas anuales de mantenimiento.

### 4.1.3. Características de los generadores renovables

En el caso de los generadores renovables, se establece como base del estudio que estas tecnologías tienen costos de operación despreciables [10]. De esta manera deben generarse perfiles horarios de cada una de las centrales renovables a lo largo del año de estudio. Para ello se utilizó la base de datos del Explorador Solar y el Explorador Eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

Debido a la gran cantidad de perfiles horarios que deben ser generados, se realiza la siguiente simplificación: se extrajo de los exploradores Solar y Eólico un perfil horario genérico por región de un aerogenerador y de una central PV, los cuales deben ser normalizados. Luego, se obtiene el perfil horario para cada una de las centrales ponderando los perfiles genéricos por las potencias nominales declaradas en las bases de datos. La metodología mencionada puede ser vista además en el diagrama de la figura 21.

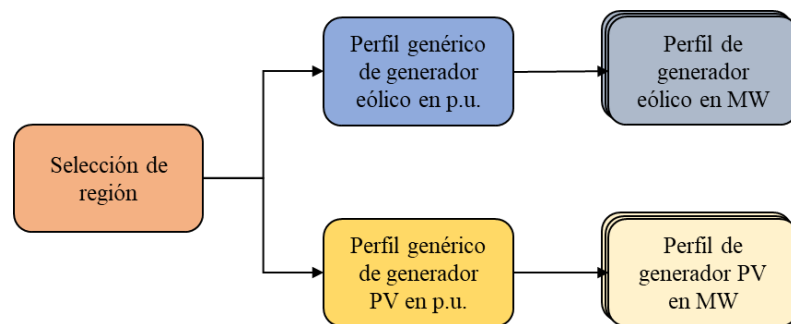


Figura 21: Metodología para elaborar perfiles de los generadores ERNC.

### 4.1.4. Costos de la función objetivo del modelo de operación

Finalmente, se requieren los valores de los costos asociados al problema de optimización acoplado en el tiempo. Dichos valores se mencionan y detallan a continuación.

- **Costo por energía no servida:** Para este costo, se utilizará el valor de costo de falla utilizado en los estudios de planificación del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Costo por emisiones de GEI:** Para este costo, se utilizará el impuesto publicado en la hoja de ruta de la política Energía 2050.

- **Costo por vertimiento renovable:** Debido a que no fue posible encontrar una implementación de pagos por vertimiento renovable en el sector eléctrico nacional, se utilizará el criterio establecido en [4], el cual dice que el vertimiento renovable tiene como costo el valor del costo de la generación térmica y las emisiones incurridas debido al vertimiento renovable.

#### 4.1.5. Tipos de hidrología

Para estudiar la operación del SEN bajo diferentes hidrologías se utilizaron los resultados del informe Programa de Generación de 12 Meses, Período Enero – Diciembre del Coordinador Eléctrico Nacional del presente año. De esta forma las centrales de embalse tienen como restricción la energía que deben despachar durante cada mes del año, al nivel de costo asociado a cada una de las hidrologías. Esto se realiza en reemplazo de los estudios de coordinación hidro térmica que no pudieron ser realizados debido al límite de los recursos disponibles. En la figura 22 se muestran los niveles de generación mensual que posee el conjunto de generadores de embalse. Para mayor información sobre los datos y resultados del presente estudio, se sugiere revisar [38]. En dicha referencia se utilizó el modelo PLP, el cual se explica en detalle en [39].

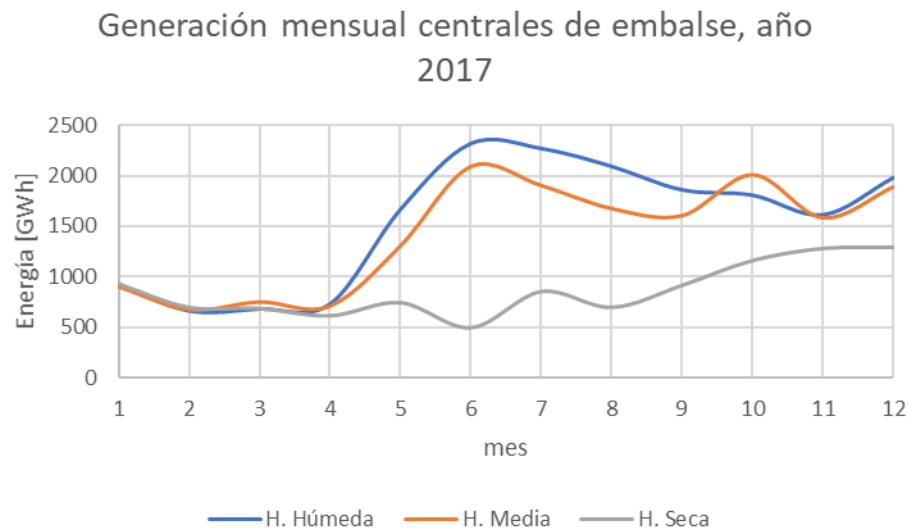


Figura 22: Generación mensual centrales de embalse, año 2017 [38].

## 4.2. Casos de estudio

Una vez obtenidos y definidos los parámetros, se determinan los casos de estudio. El primero de ellos corresponde al caso base, el cual se construye a partir de la información presente en los Informes Técnicos Definitivos de Fijación de Precios de Nudo, publicados en enero del presente año. La información que determina el caso base es la que se indica a continuación.



- Energía demandada al año de estudio
- Proyección de precios de combustibles al año de estudio
- Plan de obras de generación indicativo al año de estudio
- Nivel de obligación de ERNC al año de estudio

Una vez que se establece el caso base, se generan nuevos casos de estudio, aumentando la potencia renovable instalada a una tasa específica de manera iterativa. Con ello, los nuevos casos van mostrando cómo el sistema responde ante un progresivo aumento de penetración renovable dentro del año de estudio.

### 4.3. Simulaciones

Al tener confeccionados los escenarios, se realizan las simulaciones de operación sujeto a dos etapas principales. La primera etapa consiste en calcular el indicador de confiabilidad LOLE y comparar el resultado con los valores publicados en los informes técnicos definitivos de fijación de precios de nudo respectivos. Si el LOLE calculado es menor o igual al mayor valor registrado en cualquiera de estos informes, entonces se continúa simulando la operación horaria de los casos de estudio. En caso contrario se crean centrales convencionales virtuales para asegurar un valor aceptable de LOLE, antes de medir la confiabilidad del sistema por flexibilidad. La metodología para realizar las simulaciones puede observarse en la figura 23.

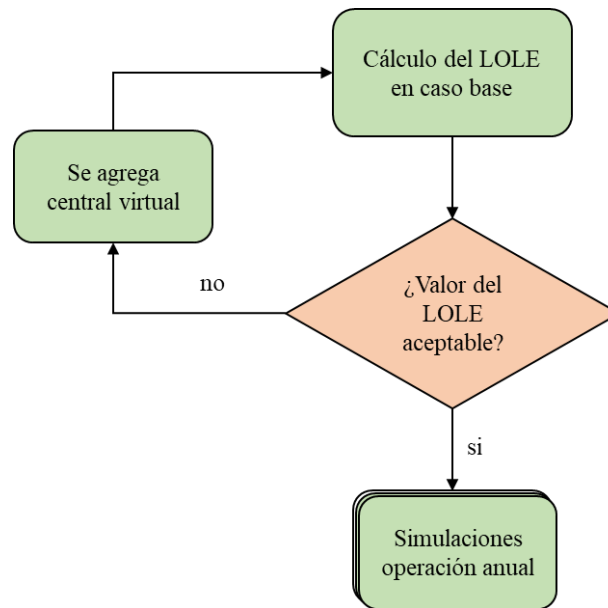


Figura 23: Simulaciones, metodología general.

## 4.4. Análisis de resultados

Con el fin de validar los resultados obtenidos, se investiga si las deficiencias de operación se deben a niveles de toma de carga insuficientes por parte de la generación convencional. También se revisa el punto óptimo de costos de operación del sistema, en función del nivel de penetración ERNC y se examina la variación de este punto óptimo en función del valor del costo asociado al vertimiento renovable.

## 4.5. Metodología general

La metodología general de esta forma puede ser entendida según el diagrama de flujo mostrado en la figura 24.

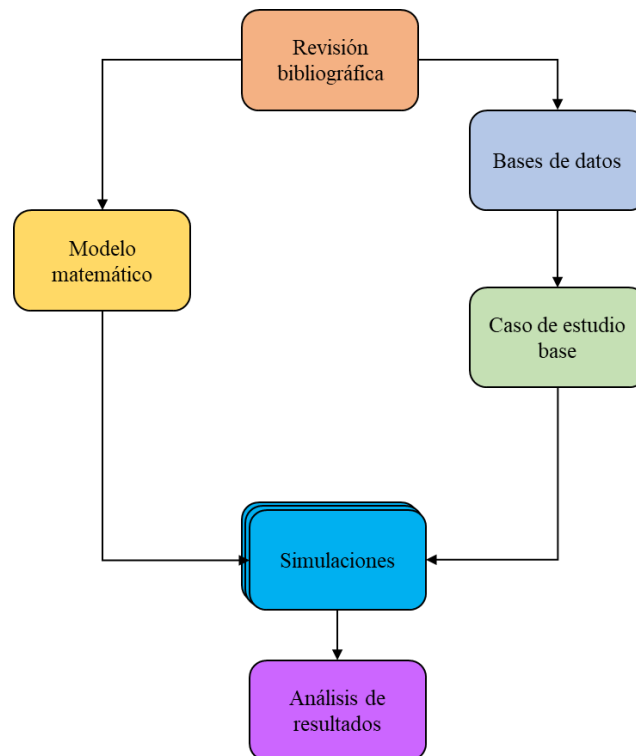


Figura 24: Metodología general.

## 4.6. Herramientas computacionales

Las herramientas computacionales empleadas en este trabajo fueron las siguientes.

- **Matlab 2013:** Matlab es tanto una plataforma de cálculo como un lenguaje de programación basado en el manejo de espacios de matrices. En el trabajo realizado, se utilizó Matlab para ordenamiento de datos, junto con la construcción de algoritmos para calcular el índice LOLE del caso de estudio base.
- **Microsoft Excel:** Debido a la gran cantidad de datos que se manipularon en las simulaciones, Microsoft Excel resultó ser un software de gran utilidad. Esto debido al uso de macros, funciones en múltiples casillas y por entablar comunicación con el Solver utilizado en el trabajo.
- **AIMMS 4.26:** AIMMS es una plataforma desarrollada para diseñar y resolver problemas de optimización por medio de la programación orientada a objetos. Esto último genera un interfaz amigable con el usuario, quien puede programar y ordenar los distintos componentes del problema a diseñar. Además, la plataforma permite la resolución de los siguientes tipos de problemas de optimización: LP, NLP, MIP, MINLP, QP, QCP, MCP, COP.

# Resultados

Una vez definidos los métodos de cálculo y establecidas las correspondientes metodologías de trabajo, se confeccionó el caso de estudio base. Este caso de estudio contempla al SEN proyectado al año 2025, utilizando la información disponible de la CNE, el Coordinador Eléctrico Nacional y otras instituciones relevantes. De esta manera se genera validez a la base de datos adquirida, y se comparan los resultados con los obtenidos en estudios de carácter similar al del presente trabajo, como lo es el mostrado en [29].

## 5.1. Elaboración del caso de estudio base

### 5.1.1. Demanda

De acuerdo con la información disponible en [40] y [41], la demanda posee una tasa de variación anual promedio de un 3,52% obteniéndose así una previsión de la demanda para el año 2025 de 91,8 [TWh]. De esta manera, ajustando la previsión de demanda mencionada al perfil horario de demanda obtenido en [37], se obtuvo el perfil de demanda para el presente estudio, cuyos datos generales se muestran en la tabla 6.

Tabla 6: Características de la demanda al año 2025.

Año	2025
Demanda máxima [MW]	13.463
Demanda mínima [MW]	6.864
Energía anual [TWh]	91,8

También se obtuvo la curva de duración de la demanda, explicada en el Capítulo 3 del presente trabajo. En la figura 25 se muestra el resultado obtenido, el cual será utilizando en el cálculo del LOLE.

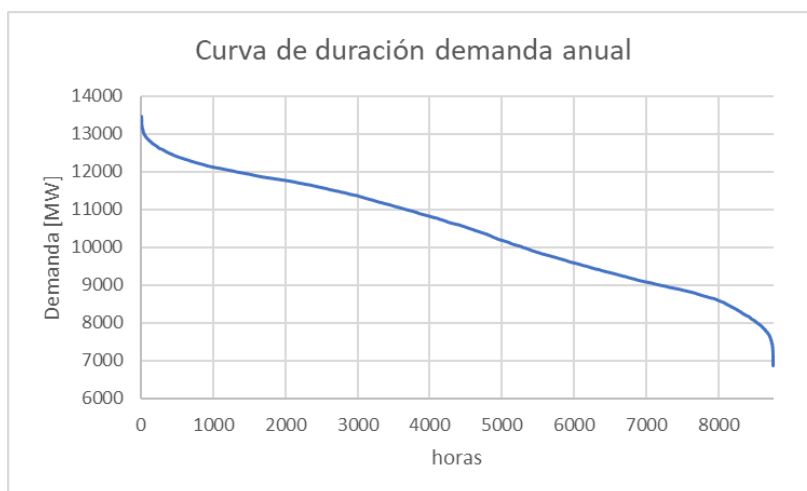


Figura 25: Curva de duración anual de la demanda al año 2025.

### 5.1.2. Generación

La información requerida para modelar de forma adecuada al conjunto de generadores se obtuvo a partir del catastro de centrales de generación del Coordinador Eléctrico de los sistemas SIC y SING. También se acudió al plan de obras en construcción y plan de obras indicativo de los respectivos informes de precios de nudo [40] y [41]. En la tabla 7 se muestra la capacidad instalada, en [MW] por tecnología, la cual es complementada de forma visual por la figura 26, que muestra la participación porcentual de cada tecnología en el total de la capacidad instalada del sistema.

Tabla 7: Capacidad instalada del SEN, según tipo de central, al año 2025.

Tipo	Capacidad [MW]	Porcentaje %
Embalse	4049	13
Pasada	3693	12
Diesel	6593	21
GNL	3331	11
Carbón	4931	16
Biomasa	433	1
ERNC	7656	25
Otro	158	1
<b>Total</b>	<b>30845</b>	<b>100</b>

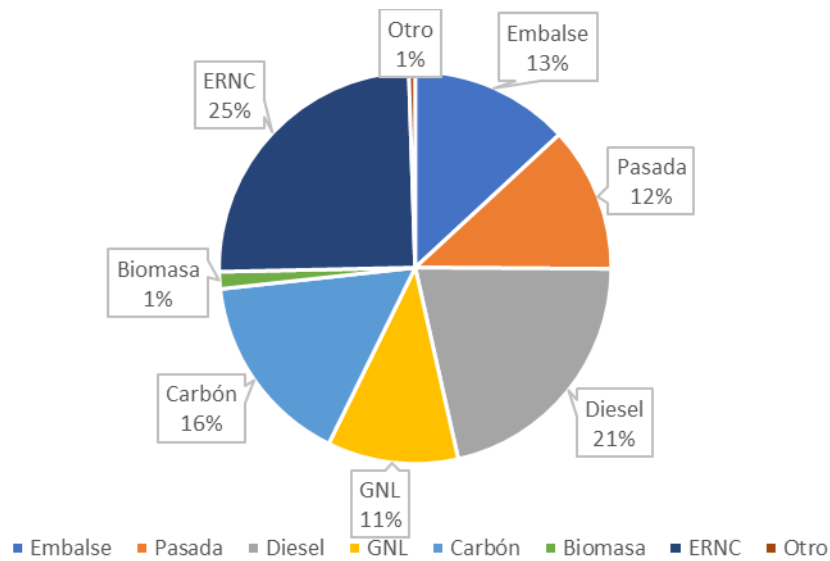


Figura 26: Capacidad instalada del SEN, según tipo de central, al año 2025.

En cuanto a las propiedades técnicas de los generadores, se utilizaron los valores mostrados en la tabla 8. El uso de una tabla general de datos técnicos se debe a que existe escasa información en el catastro de unidades del Coordinador Eléctrico para poder modelar las centrales en el presente estudio. Se compararon los valores de la tabla con la información disponible del coordinador, concluyendo que los valores registrados en la tabla 8 son aceptables.

Tabla 8: Características técnicas generales para las centrales según tecnología.

Tipo	Min. Tec. [p.u]	T. Encendido [h]	T. Apagado [h]	C. Partida [USD/MW]	C. Detención [USD/MW]	Tasa T.C. Sub. [p.u./h]	Tasa T.C. Baj. [p.u./h]
Petróleo Diesel	0,15	0,3	0,3	0	0	1	1
GNL	0,35	0,4	0,4	12	12	1,9	1,9
Carbón	0,49	10	10	8	8	1	1
Desechos Forestales	0,45	12	12	0	0	1,7	1,7
Eólica	0	0,05	0,05	0	0	2,9	2,9
Solar	0	0	0	0	0	9,4	9,4
Embalse	0,21	0,08	0,08	0	0	4,6	4,6
Serie	0	0,13	0,13	0	0	11,8	11,8
Pasada	0	0,13	0,13	0	0	11,8	11,8
Biomasa	0,07	0,16	0,16	0	0	4,3	4,3

También se consideró el nivel de emisiones de gases GEI de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles. Dichos niveles se muestran en la tabla 9, la cual fue obtenida de [42].

Tabla 9: Emisiones de GEI según tipo de central [42].

Tipo	Prom. E. CO2 [tCO2/GWh]
Diesel	980
Carbón	948
Gas CA	723
Gas CC	460
Biomasa	18

Los costos de operación de las centrales térmicas fueron extraídos de los informes de precios de nudo [40] y [41], los cuales se calcularon utilizando los valores de costo de operación variable del presente año multiplicados por el factor de modulación correspondiente al año 2025. De esta manera los costos mencionados se modelan de la siguiente manera.

$$C_{V_i} = C_{esp_i} \cdot C_{c_i} + C_{VNC_i} \quad (5.1.)$$

donde:

$C_{V_i}$ : Costo variable de la central térmica  $i$ .

$C_{esp_i}$ : Consumo específico de combustible (rendimiento) de la central térmica  $i$ .

$C_{c_i}$ : Costo del combustible de la unidad  $i$ .

$C_{VNC_i}$ : Costo variable no combustible de la unidad  $i$ .

De forma análoga a lo explicado en [40] y [41], en el presente estudio se utilizan los costos de combustibles de aquellas centrales asociadas al plan de obras indicativo, y aquellas que estén en construcción poseen valores análogos a los costos calculados, dependiendo del tipo de central.

Respecto al impuesto asociado a las emisiones de GEI, se utilizó la información presente en [29], en la cual se aprecia una tendencia al aumento del impuesto a las emisiones a partir del año 2020, registrándose un impuesto de 10 [USD/tonCO2] al año 2025.

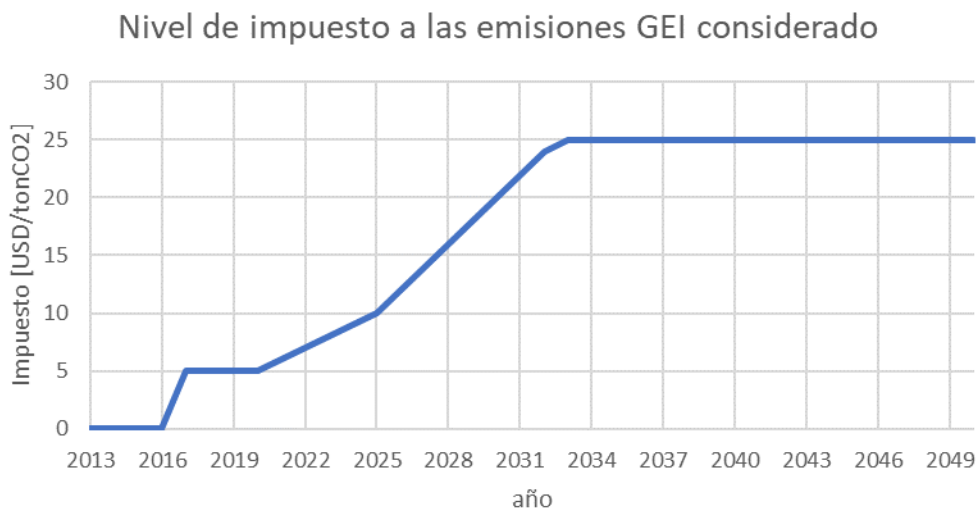


Figura 27: Nivel de impuesto a las emisiones GEI según año [29].

Respecto a los costos asociados a las deficiencias en la operación anual del sistema, se consideraron los valores mostrados en la tabla 10. En el caso de la energía no servida, se utilizó el costo de falla de largo plazo registrado en [35]. En el caso del vertimiento renovable, dado que se encontró un protocolo en el caso chileno, ni alguna indicación específica en el Decreto Supremo n° 244, se utilizó el criterio mencionado en [4], asignando un alto valor al uso del vertimiento renovable. Esto se debe a que desde el punto de vista económico lo menos favorable para la operación óptima es que ocurran vertimientos, debido al despreciable costo de operación que tienen las tecnologías ERNC en comparación con el resto de las tecnologías de generación.

Tabla 10: Costos asociados a insuficiencias de flexibilidad.

Tipo de insuficiencia	Costo [USD/MWh]
Energía no servida	899,4
Sobre generación	633
Vertimiento renovable	199,8

Respecto a la sobre generación, se asignó un valor equivalente al costo de operación de la central Diésel Elmeda. La sobre-generación se interpreta en el modelo como una medida de contingencia en la cual se realiza vertimiento de energía proveniente de fuentes convencionales. Sin embargo, no es deseable que esta variable se active, debido a su elevado costo y a que en el balance de potencia podría significar problemas de estabilidad de frecuencia.

### 5.1.3. Generación ERNC

Para el empleo de la generación renovable se utilizaron los perfiles anuales de generación eólica y fotovoltaica por cada región del país, obtenidos de los exploradores solar [43] y eólico [44]



respectivamente. Para realizar lo estipulado en la metodología de trabajo, se seleccionó una central eólica y una fotovoltaica con las características que aparecen en las tablas 11 y 12 respectivamente.

Tabla 11: Características del aerogenerador empleado en perfiles de generación eólico anuales.

Aerogenerador	DeWind 9.1
Fabricante	DeWind Co.
Potencia [MW]	2
Diámetro [m]	93

Tabla 12: Características de central PV empleada en perfiles de generación fotovoltaica anuales

Tipo de central	Tracker 2 ejes
Factor perdidas [%]	14
Eficiencia Inv.	0,96

Como se observa, para las centrales fotovoltaicas se escogieron instalaciones con seguimiento en dos ejes, esto se realizó para simular un caso crítico, en el que las rampas producidas por la entrada y salida de las centrales fotovoltaicas se hace máxima. En las figuras 28 y 29 se muestra además el extracto de uno de los perfiles generados para las centrales fotovoltaica y eólica respectivamente. Dichos perfiles corresponden a la suma de los perfiles de cada tecnología por separado del SEN.



Figura 28: Perfil eólico total del SEN al año 2025.

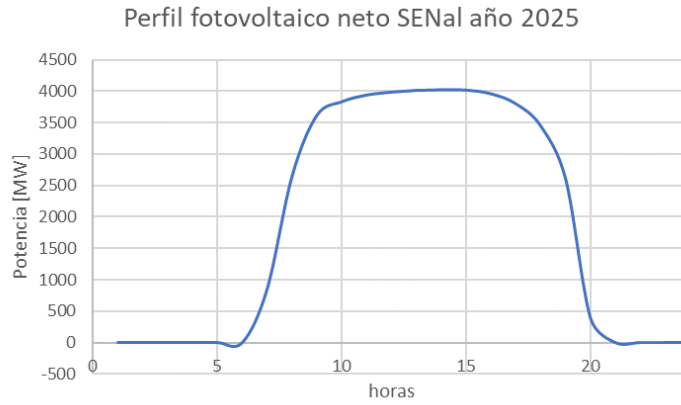


Figura 29: Perfil PV total del SEN al año 2025.

El perfil de generación neto de las tecnologías ERNC se muestra en la figura 30.

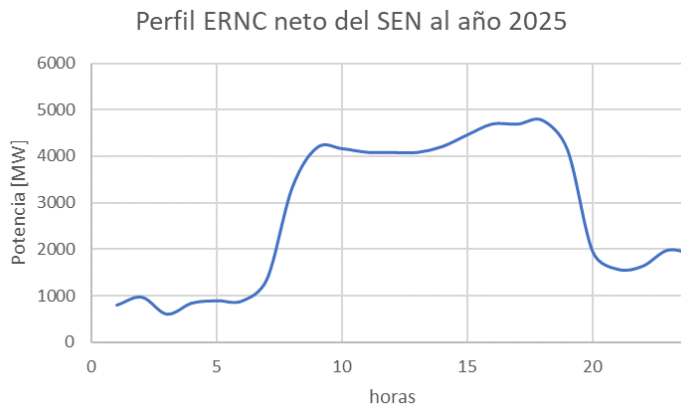


Figura 30: Perfil ERNC neto del SEN al año 2025.

## 5.2. Cálculo del LOLE en caso base

Una vez obtenidos los parámetros necesarios, y confeccionados los modelos para estudiar el caso base, se procedió a realizar el cálculo del LOLE, según lo expuesto en el capítulo 4 del presente documento. Para ello se utilizaron los datos y la metodología explicada en la sección 3.1. del trabajo. De esta manera se obtuvo el siguiente valor de horas estimadas de pérdida de carga para el año 2025.

$$LOLE_{SEN2025} = 0,0984 \left[ \frac{\text{días}}{\text{año}} \right] \quad (5.2.)$$

Luego de calcular este valor, se revisaron los resultados del LOLE para el SIC y el SING publicados en [40] y [41], registrándose los siguientes resultados.

$$LOLE_{SIC} = 0,079 \left[ \frac{\text{días}}{\text{año}} \right] \quad (5.3.)$$

$$LOLE_{SING} = 0,141 \left[ \frac{\text{días}}{\text{año}} \right] \quad (5.4.)$$

Al comparar estos valores, se aprecia que  $LOLE_{SIC} \leq LOLE_{SEN_{2025}} \leq LOLE_{SING}$  por lo cual se estima que el valor calculado del LOLE es aceptable, debido a que es del mismo orden de magnitud que los valores de las fuentes oficiales.

### 5.3. Operación anual de los casos de estudio

Una vez verificada la confiabilidad por suficiencia, se realizó la simulación de las 8760 horas de operación del año 2025 utilizando el modelo mostrado en la sección 3.2. Primero se estudió el caso base, para verificar que no existan deficiencias iniciales en la flexibilidad del conjunto de generadores convencionales ante las rampas de la generación renovable. Una vez verificado lo anterior se simulan nuevos casos, los cuales se construyen aumentando en un 20% la capacidad instalada renovable con respecto al caso base, hasta llegar a una capacidad ERNC un 260% mayor al caso base.

#### 5.3.1. Caso base

En la tabla 13 se muestran los costos obtenidos para la operación anual del sistema en las hidrologías húmeda, media y seca. Se observa que tanto los costos de operación, como los costos por GEI y el costo marginal promedio anual aumentan a medida que el recurso hídrico disminuye. Esto se debe al aumento de la participación de las centrales térmicas a base de combustibles fósiles, como lo son las centrales a carbón o GNL.

Tabla 13: Costos anuales del SEN al año 2025.

Hidrología\costo	Operación [MUSD]	GEI [MUSD]	Partidas [MUSD]	Detenciones [MUSD]	Costo Marg. Prom [USD/MWh]
Húmeda	719,8	163,1	3,4	3,4	37,3
Media	924,9	192	2,5	2,5	37,9
Seca	1396,6	241,9	2,3	2,4	68,4

También se observó la operación a lo largo del tiempo, la cual mostró que la generación convencional es capaz de tomar la carga y compensar las rampas producidas por la generación renovable. En la figura 31 se muestra un extracto de las primeras 24 horas de operación del año de estudio en hidrología húmeda. También se observa que el nivel de flexibilidad de la generación convencional está sujeto a la entrada y salida intermitente de los recursos convencionales, quedando operando en base la tecnología a carbón y la tecnología hidroeléctrica principalmente.

En las figuras 32 y 33 se muestran además el perfil de operación de las primeras 24 horas del año de estudio en hidrologías media y seca, para observar la forma en que el sistema distribuye las tomas de carga, junto con las partidas y detenciones para dar cabida a la generación ERNC.

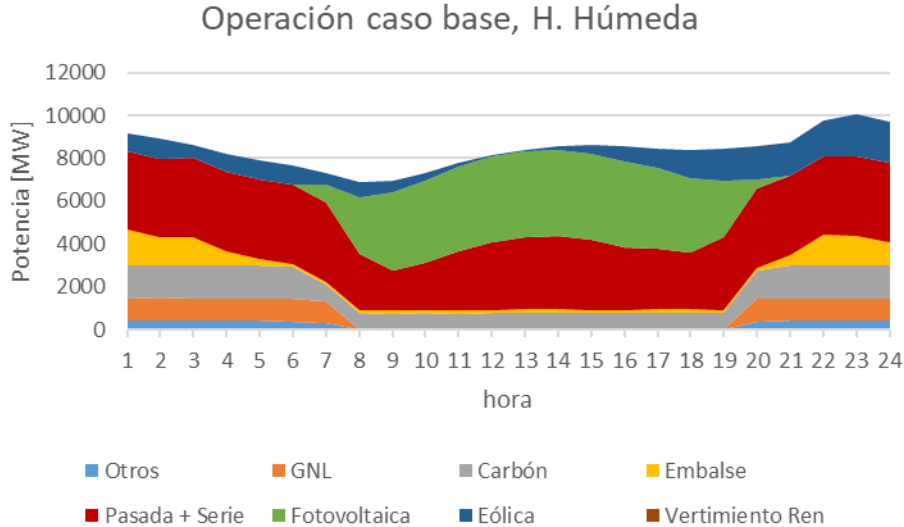


Figura 31: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología húmeda.

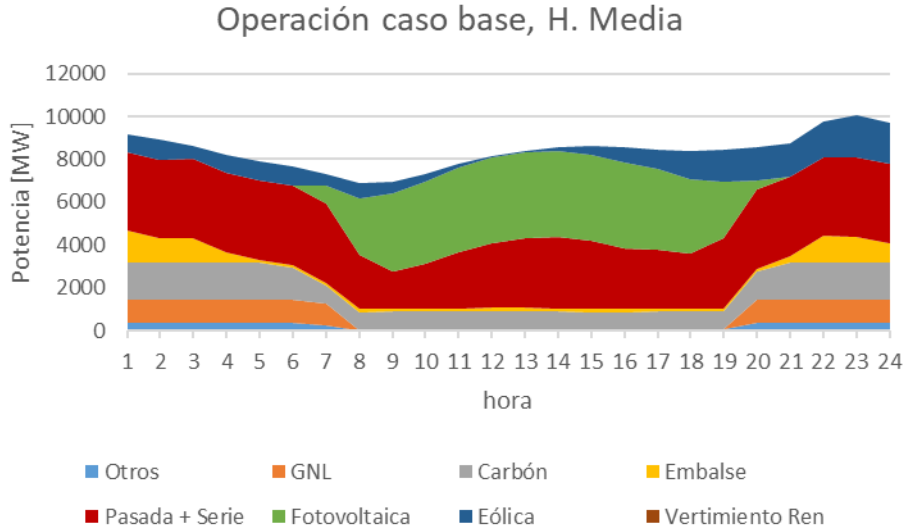


Figura 32: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología media.

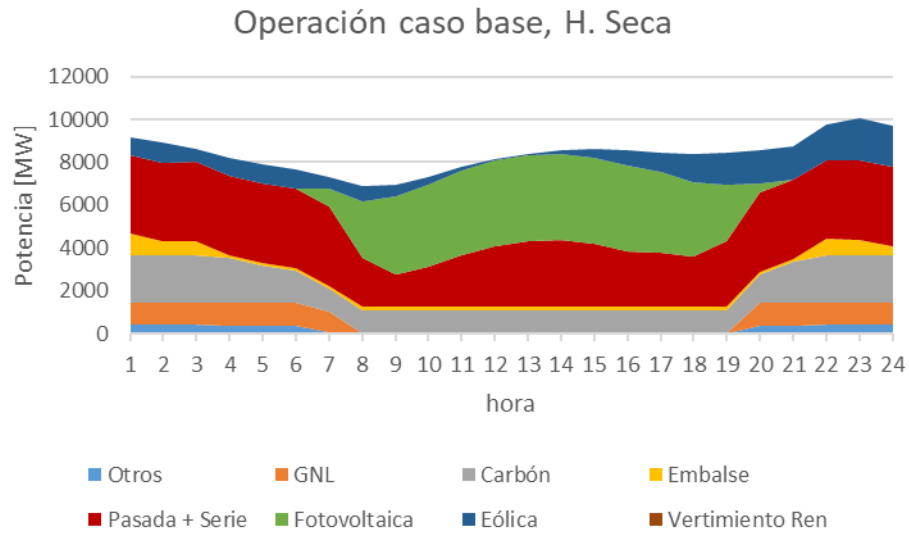


Figura 33: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso base, hidrología seca.

### 5.3.2. Casos con incremento de generación renovable

Una vez obtenidos los resultados del caso base, se aplicó el incremento gradual de un 20% de la capacidad renovable instalada para las hidrologías consideradas. De esta manera, se obtuvieron los resultados que se presentan en la presente sección. En el caso base, la capacidad renovable instalada corresponde a 7655 [MW], mientras que cuando alcanza un 260%, la capacidad ERNC instalada es de 19.904 [MW].

Los resultados correspondientes a los costos totales del sistema se muestran en la figura 34. El costo anual del sistema disminuye a medida que la capacidad ERNC aumenta, lo cual se cumple en todas las hidrologías. Sin embargo, a partir de un 140% de capacidad instalada de ERNC, se detecta la presencia de vertimiento de recursos renovables (los vertimientos se muestran en la figura 37), el cual aumenta a medida que incrementa la capacidad renovable, lo cual genera un alza en el costo total anual para todas las hidrologías.

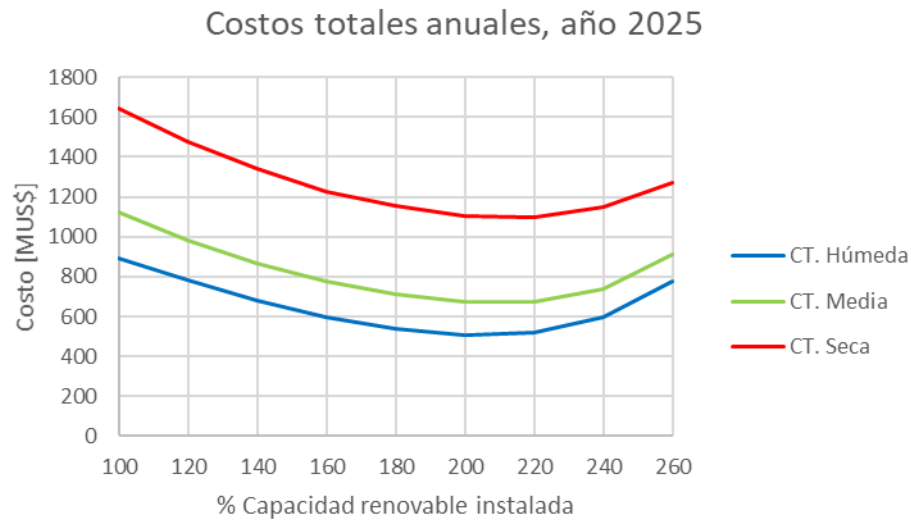


Figura 34: Costos totales anuales del SEN al año 2025.

Los puntos de mínimo costo de operación fueron hallados para el 200% de capacidad renovable instalada en el caso de las hidrologías húmeda y media, mientras que para la hidrología seca se logró el valor mínimo en el 220%. Dichos puntos de mínimo costo de operación son mostrados en la tabla 14.

Tabla 14: Costos mínimos de operación en función del % de capacidad renovable instalada

Hidrología	C. Op. Mínimo [MUSD]	% ERNC
Húmeda	509,5	200
Media	672,5	200
Seca	1098,7	220

Al momento de revisar el costo de operación de forma aislada, se observa una reducción del mismo a medida que aumenta la capacidad renovable instalada en el sistema. Esto se aprecia en la figura 36. Además, si se compara la diferencia de los costos de operación del caso base con aquellos donde la capacidad renovable es aumentada, se ve que la reducción de costos aumenta a medida que disminuye el recurso hídrico. Los detalles de muestran en la tabla 15. De esta forma, para la hidrología húmeda se ven reducciones de hasta 364 millones de dólares, en la hidrología media se observa una diferencia de hasta 414 millones de dólares, mientras que en la hidrología seca aparece una reducción de costos de hasta 534 millones de dólares.

Tabla 15: Reducción en los costos de operación del SEN, en función del porcentaje de capacidad ERNC instalada, al año 2025.

% Cap. Renovable inslslada	Hid. Húmeda [MUSD]	Hid. Media [MUSD]	Hid. Seca [MUSD]
100	-	-	-
120	82,3	108	136,8
140	167,3	196,5	243,5
160	228,7	264,2	338,4
180	274	314,5	386
200	306,1	351	436,9
220	327,6	378,3	478,8
240	345,6	399,6	511,8
260	364,9	414,7	534,7

Con respecto a la presencia de vertimiento de energía renovable en el sistema, puede observarse en la figura 35 sus valores a en función de la capacidad renovable instalada. Debido a que los valores registrados de vertimiento renovable son despreciables en comparación con los valores máximos detectados, el gráfico es presentado en escala logarítmica. Los valores obtenidos para cada nivel de capacidad renovable instalada se muestran a modo de complemento en la tabla 16.

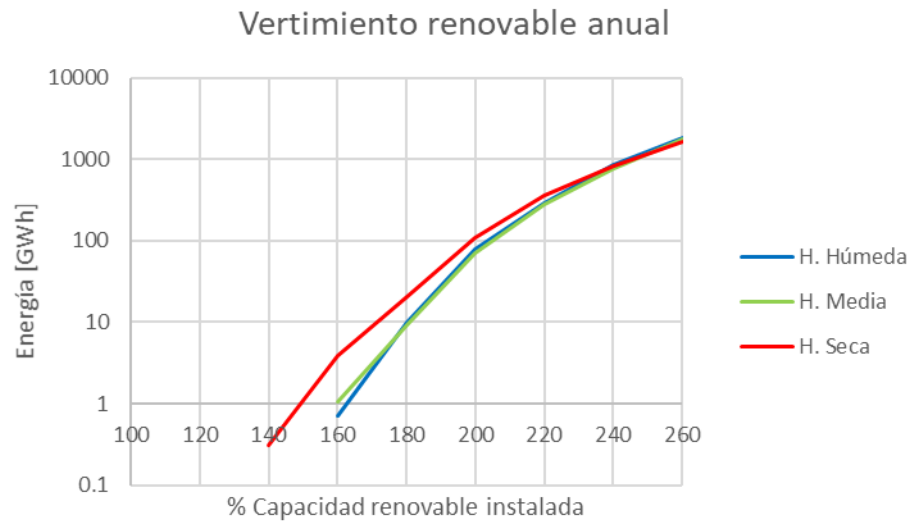


Figura 35: Vertimiento de energía renovable anual del SEN al año 2025.

Tabla 16: Valores vertimiento de energía renovable anual del SEN al año 2025.

% ERNC	VR. Húmeda [GWh]	VR. Media [GWh]	VR. Seca [GWh]
100	0	0	0
120	0	0	0
140	0	0	0,3
160	0,7	1	3,8
180	9,9	9,3	20,4
200	78,9	71,4	106,9
220	291,7	280,1	354,4
240	841,9	763,3	836,9
260	1851,3	1747,3	1645,8

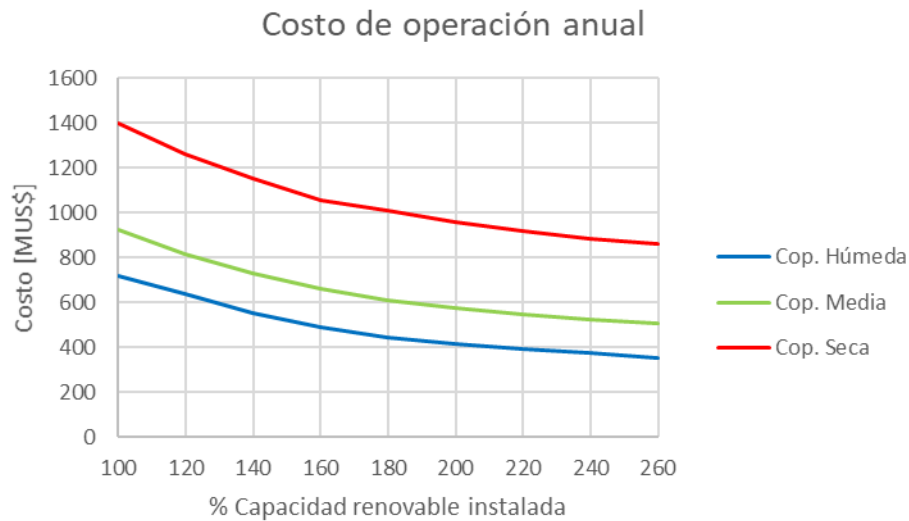


Figura 36: Costo de operación anual del SEN año 2025.

También se obtuvo el porcentaje de abastecimiento de la demanda a lo largo del año de estudio por parte de las fuentes renovables, la cual se muestra en la figura 37. Si bien se observa un aumento del abastecimiento energético a medida que la capacidad instalada aumenta, se observa en torno al 240% de capacidad renovable instalada una leve pérdida de la tendencia lineal de crecimiento de abastecimiento energético. Esto es producto de la presencia de considerables niveles de vertimiento renovable, los cuales generan una tendencia a la saturación en el uso del recurso. Finalmente, el incremento del abastecimiento de demanda por parte de las energías ERNC es idéntico en todas las hidrologías. Esto cobra sentido desde la hipótesis basada en que la energía solar y eólica no dependen del tipo de hidrología.



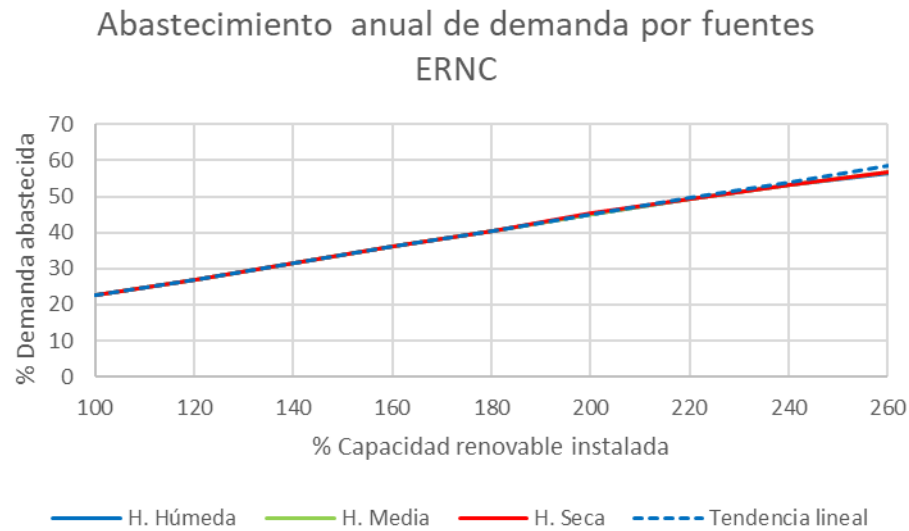


Figura 37: Abastecimiento anual de la demanda del SEN por generación ERNC al año 2025.

También se revisaron los costos marginales promedio del año 2025 para cada nivel de capacidad renovable instalada. Los resultados obtenidos se observan en la figura 38. Se observa la reducción del costo marginal promedio a medida que aumenta la capacidad renovable instalada. En particular, se aprecia a partir del 180% de capacidad renovable que el costo marginal en la hidrología húmeda disminuye a una tasa mayor que la hidrología media. Esto significa que a partir de dicho punto las centrales térmicas se utilizan en un menor grado en comparación con las otras tecnologías. Esto se observa en el gráfico de la figura 40, en el cual se observa un alza en los costos de detención de las centrales térmicas para el 180% de capacidad renovable instalada en la hidrología húmeda.

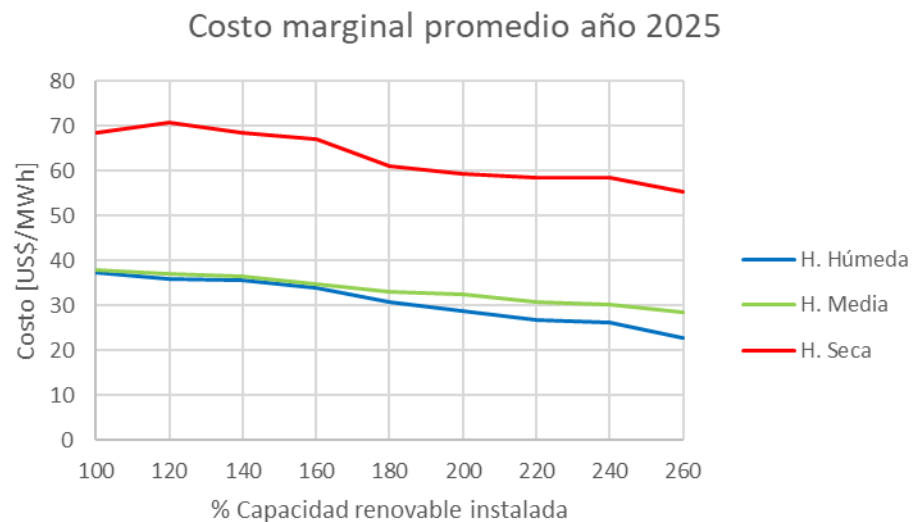


Figura 38: Costo marginal anual promedio del SEN al año 2025.

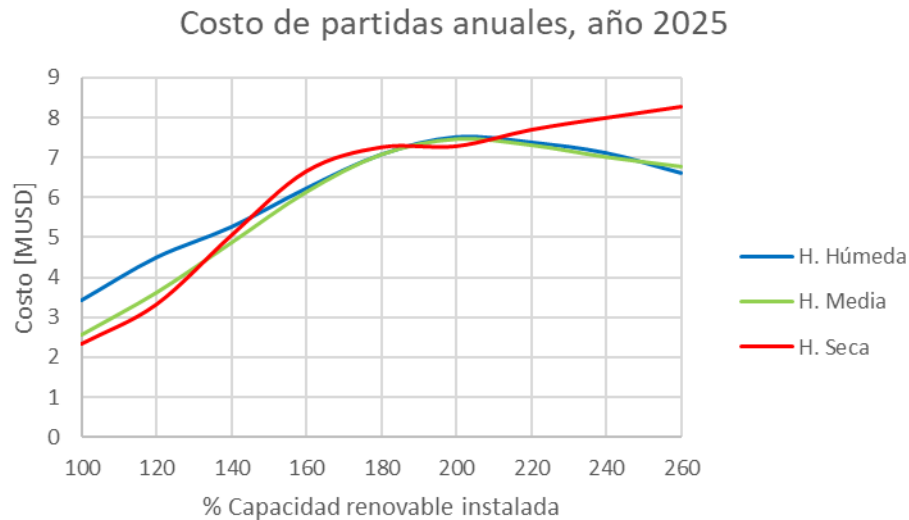


Figura 39: Costo de partidas anual al año 2025.

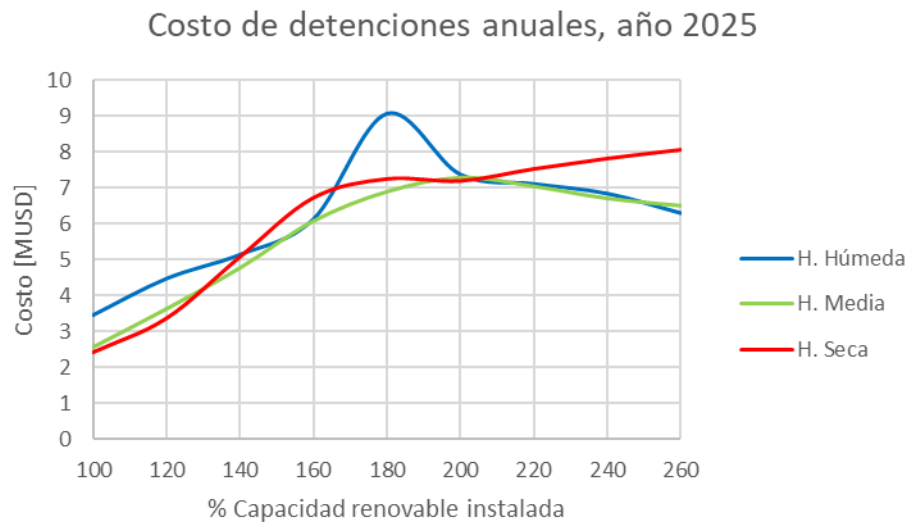


Figura 40: Costo de detenciones anual al año 2025.

Considerando que los costos asociados a las partidas y detenciones son constantes, se observa una tendencia al alza de partidas y detenciones a medida que el nivel de penetración renovable aumenta. Esto indica que el SEN es capaz de ajustar su nivel de flexibilidad, dado que las unidades convencionales son más susceptibles a entrar y salir de operación de forma más frecuente, para dar cabida a la entrada y salida de la generación ERNC dentro del horizonte de estudio.

En la figura 41 se muestran las emisiones de GEI del sistema para cada hidrología. La reducción de emisiones es clara, validando las declaraciones hechas en la política 2050 y en la literatura.

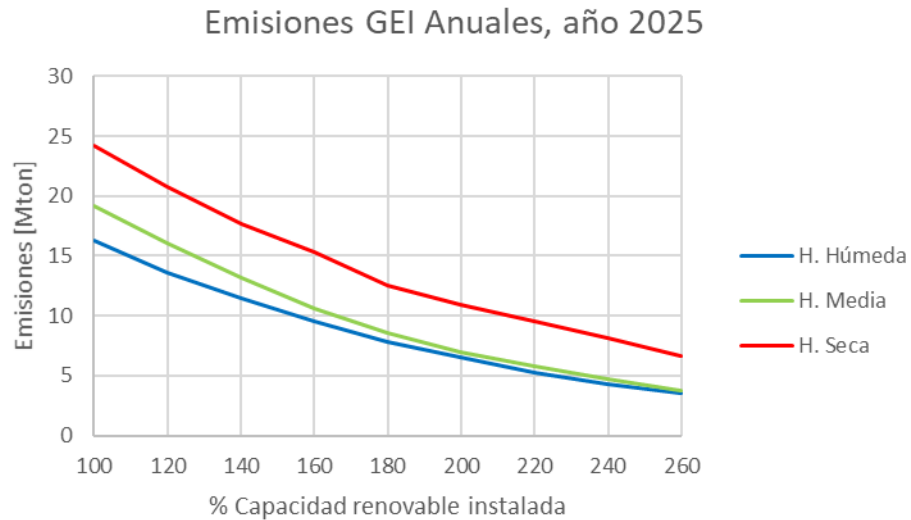


Figura 41: Emisiones GEI anuales al año 2025.

Finalmente, en las figuras 42, 43 y 44 se muestra la energía anual generada por tecnología para cada una de las hidrologías. Un resultado común visto en todos los casos es el desplazamiento de la generación a carbón, manteniéndose la generación hidroeléctrica y ERNC abasteciendo a la demanda, junto con una proporción menor de las centrales GNL y otras tecnologías.

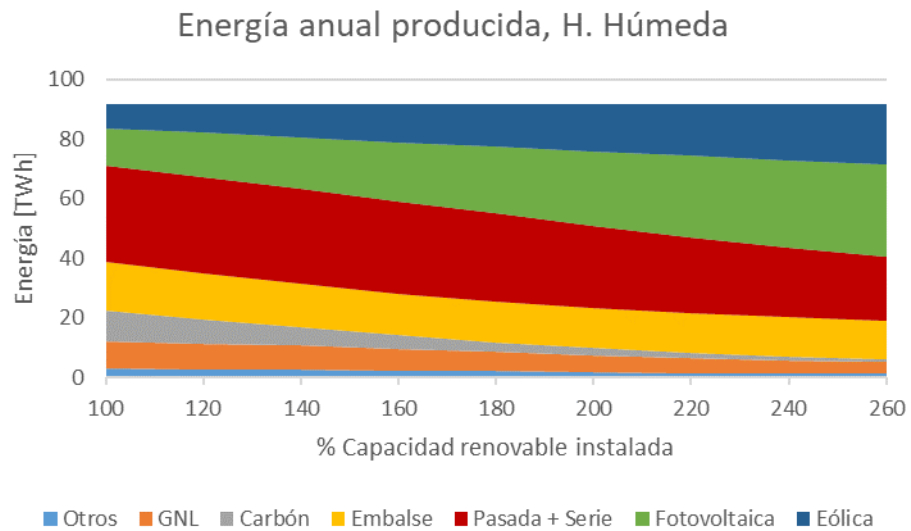


Figura 42: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología húmeda.

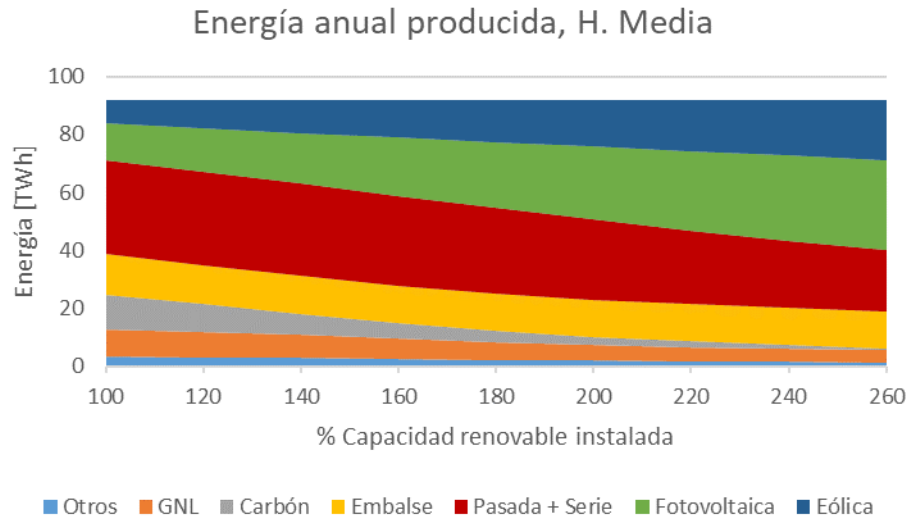


Figura 43: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología media.

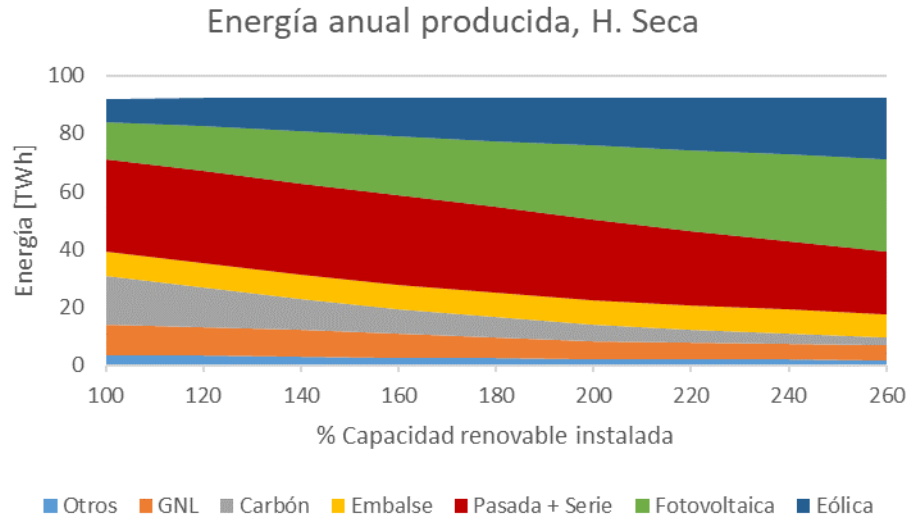


Figura 44: Energía anual producida del SEN, según tipo de central, al año 2050. Caso hidrología seca.

Para tener mayores detalles del desplazamiento de cada una de las tecnologías contempladas en el presente estudio se solicita revisar la sección A.1. del anexo, donde se encuentran las tablas con los valores detallados de las cuales fueron obtenidas los gráficos.

## 5.4. Análisis de resultados

Los resultados obtenidos denotan que el modelo implementado responde realizando vertimiento renovable ante el incremento de la penetración de energías ERNC al año de estudio, a partir de cierto punto. Sin embargo, los resultados obtenidos no aclaran si dicho vertimiento se produce por razones económicas, o bien el vertimiento es producto de una decisión forzada.

Para resolver lo anterior se modificó el modelo empleado en el estudio, eliminando la variable de vertimiento renovable. Los resultados fueron análogos a los mostrados en la sección anterior, con la excepción que los valores tomados por la variable de vertimiento renovable fueron asumidos por la variable de sobre generación  $og(t)$ . De esta forma, se eliminó también la variable de sobre generación, la cual denota vertimiento de energía convencional, lo cual tampoco puede ocurrir. Una vez realizadas las simulaciones bajo estas condiciones, se encontró el siguiente mensaje de error cuando la capacidad instalada ERNC supera los umbrales detectados para cada hidrología.

```
! [02:58:38] Warning: After zero iterations CPLEX 12.6.3 concluded that an integer solution to Modelo does not exist.  
↳ MainExecution [body] (2,0)
```

Figura 45: Mensaje de error de AIMMS al momento de no permitir vertimiento renovable.

Es decir, el modelo no logra converger. Se revisó el origen del error por medio de la herramienta *Math Program Inspector*, el cual mostró que, bajo los niveles de capacidad instalada respectivos, no logra satisfacerse la restricción de balance de potencia. Esto se muestra en la figura 46.

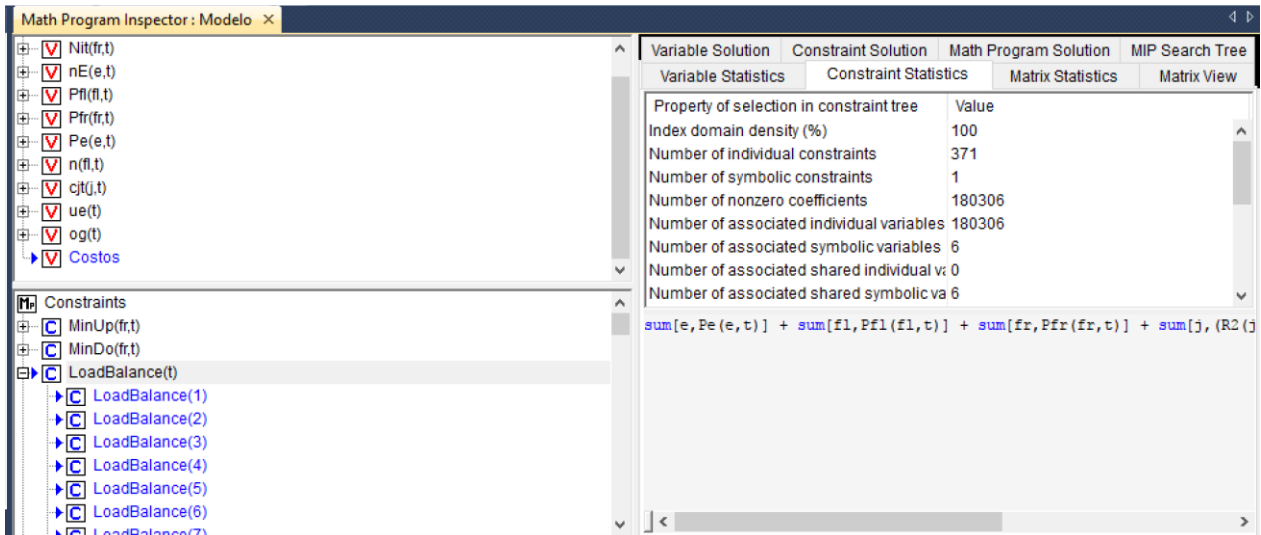


Figura 46: Math Program Inspector de AIMMS.

De esta manera, se deduce que la aparición de vertimiento renovable no se debe a una respuesta económica, sino que se trata de una respuesta forzada al no lograrse el balance de potencia. Para verificar la hipótesis, se volvió a agregar la variable de vertimiento y se revisó la operación horaria del sistema al momento en que surge el vertimiento renovable. Los resultados para las primeras 24 horas de operación se observan en las figuras 47, 48 y 49.

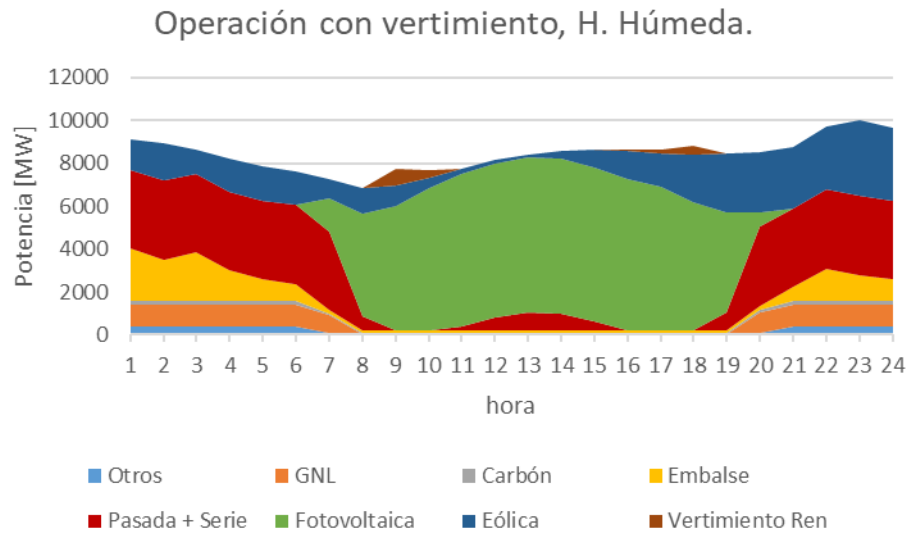


Figura 47: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología húmeda.

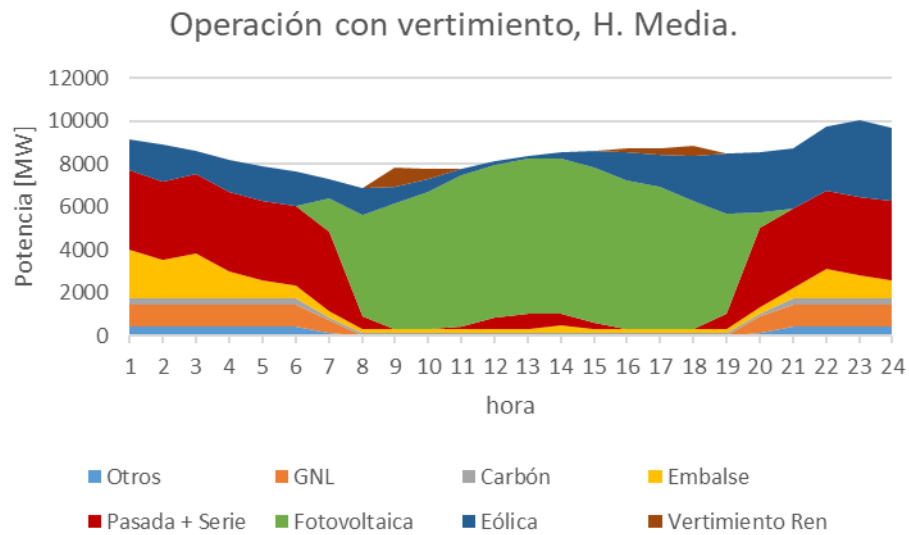


Figura 48: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología media.

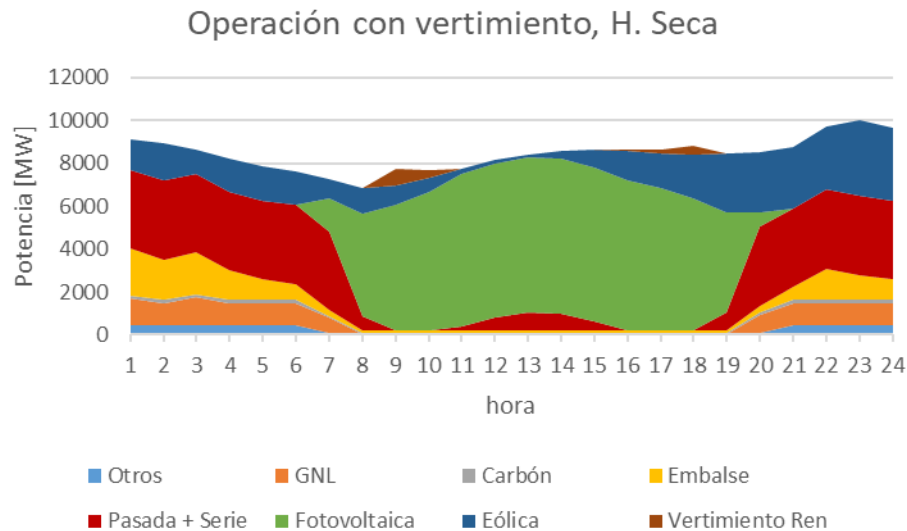


Figura 49: Perfil de operación del día 1 del año 2025, caso con vertimiento renovable, hidrología seca.

Como se puede observar, en todas las hidrologías se produce un desbalance de potencia en el caso que se considere la energía renovable vertida para abastecer la demanda. Este procedimiento se realizó para las horas restantes del año en el que se observó vertimiento renovable y las causas resultaron ser análogas al caso mostrado en las figuras 47, 48 y 49.

De esta forma, para las simulaciones realizadas en el presente trabajo, el vertimiento renovable se produce en las horas de mayor producción de las centrales solares, debido a que la generación ERNC es mayor que el nivel de demanda que pueden cubrir. Además, dicha observación es respaldada verificando el correcto desempeño de las restricciones asociadas a la toma de carga de las unidades para todos los casos estudiados.

Una vez inspeccionado el origen del vertimiento renovable, se logra asegurar, bajo las condiciones en las que el modelo fue ejecutado, que *los niveles de toma de carga de la generación convencional del SEN al año 2025 son suficientes para abastecer la demanda y cubrir las rampas provenientes de la entrada y salida de las centrales fotovoltaicas*. Esto está sujeto al nivel de flexibilidad del sistema, a través del número de centrales que pueden ser encendidas y apagadas para generar dichas rampas, lo cual se observa en las figuras 39 y 40 por medio de los costos de partida y detención asociados.

Además, debido a los resultados observados en las figuras 34 y 36, se revisó el grado de dependencia del punto óptimo de capacidad ERNC instalada en función del valor asociado al vertimiento renovable. Para ello se modificó el costo del vertimiento, observando un notorio desplazamiento de los costos totales a medida que el costo por vertimiento renovable disminuye. Esto se observa con mayor claridad en las figuras 50, 51 y 52 para las hidrologías húmeda, media y seca respectivamente.

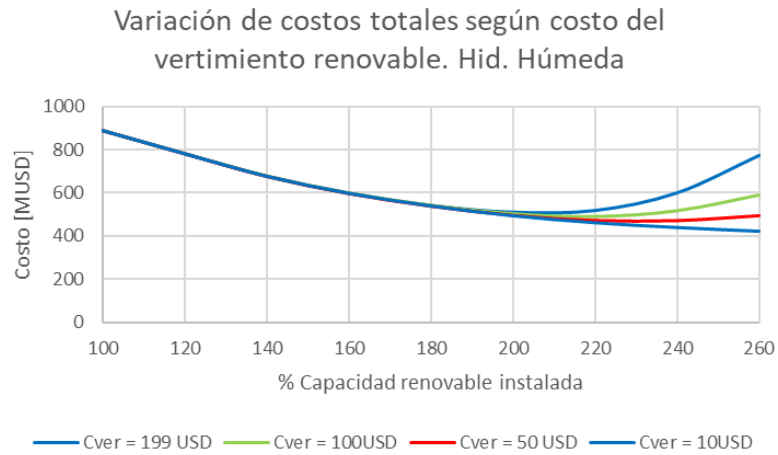


Figura 50: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología húmeda.

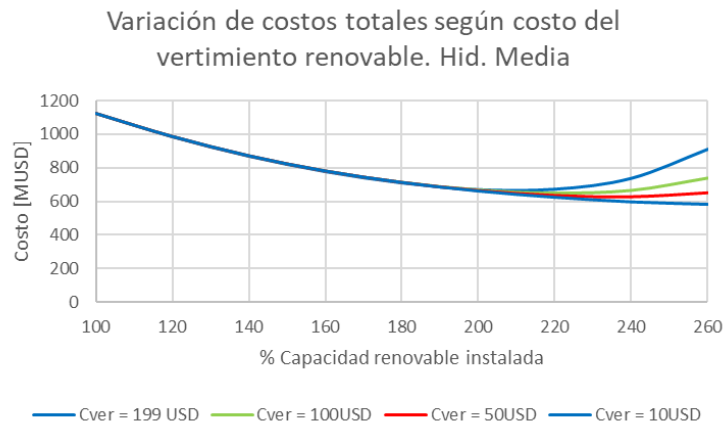


Figura 51: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología media.

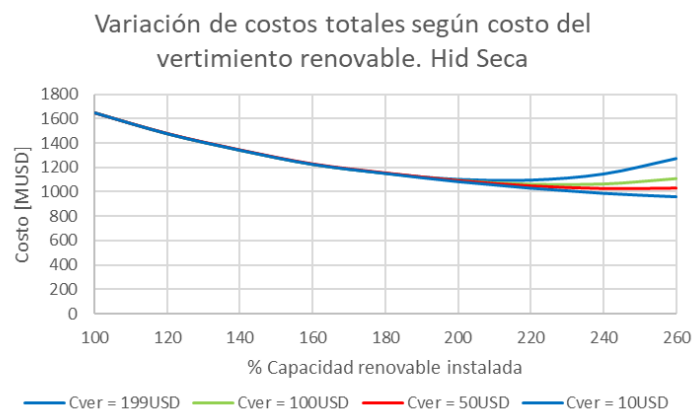


Figura 52: Variación de costos totales según costo del vertimiento renovable. Hidrología seca.



# Conclusiones

## 6.1. Conclusiones generales

En el presente trabajo se ha estudiado el futuro nivel de penetración de energías ERNC que el Sistema Eléctrico Nacional podría tener en el año 2025, según el plan de obras en construcción y el plan de obras indicativo presentes en [40] y [41], revisando la respuesta de la generación convencional ante las rampas ascendentes y descendentes producidas principalmente por la salida y entrada del recurso solar fotovoltaico. El estudio surge como motivación de implementar la metodología revisada en [4] y [30], las cuales han sido utilizadas en estudios de E3 y NREL. Dichos estudios se enfocan en revisar la confiabilidad del sistema proyectado tanto por suficiencia como por flexibilidad mediante el empleo del LOLE y un modelo de operación acoplado en el tiempo basado en el despacho económico de las unidades disponibles.

De esta manera, se desarrolló un modelo de despacho económico acoplado en el tiempo y una metodología general de trabajo, abordando los aspectos principales mostrados en [4], [30] y [31] utilizando bases de datos generadas a partir de fuentes oficiales del sector eléctrico nacional, complementado con las herramientas del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

En particular, con el modelo construido y los datos obtenidos, se observó que el conjunto de generación convencional es capaz de responder a las rampas mencionadas dentro de la escala temporal horaria. No obstante, según lo indicado en las figuras 39 y 40, la respuesta del conjunto convencional está sujeta a la cantidad de partidas y detenciones que se requieren para cada nivel de penetración ERNC, y del desplazamiento gradual del uso de las centrales a carbón, debido a que son relativamente costosas de operar, y poseen elevados tiempos mínimos de encendido y apagado. Además, la forma en que el SEN responde a medida que aumenta su flexibilidad condice con las observaciones realizadas en NREL y E3 respecto a esta materia, lo cual valida el comportamiento observado por parte del modelo construido.

Sin embargo, el SEN es susceptible a presentar horas de operación con vertimiento de recursos renovables debido a que, llevado a un nivel crítico, existen horas donde el nivel de generación renovable puede superar a la demanda. Esto no es posible de asegurar de forma determinística, debido a que la generación eólica y fotovoltaica poseen una naturaleza de tipo intermitente. Debido a esto, también se propone continuar con el trabajo realizado de forma de medir dicho comportamiento intermitente, introduciendo el comportamiento de los recursos ERNC en la escala de minutos en la operación del sistema, según se indica en [30].

## 6.2. Trabajo futuro

Debido a que los recursos empleados en el presente estudio fueron limitados (datos y herramientas computacionales), se sugieren las siguientes propuestas de trabajo futuro para profundizar el nivel de detalle y los resultados mostrados.

- Realizar un estudio enfocado en la respuesta del sistema a nivel intra-horario bajo los niveles de penetración ERNC considerados. En el presente estudio, esto no pudo realizarse debido a la escasez de datos a nivel intra-horario tanto de las centrales renovables como del perfil de demanda del SEN.
- Realizar un estudio en el cual se incluyan sistemas de almacenamiento de energía. De esta manera, se puede acumular el vertimiento renovable durante las horas de mayor generación fotovoltaica, y ser utilizados, entre otras formas, para abastecer a la demanda en horas punta.
- Utilizar los estudios realizados en las propuestas mencionadas anteriormente, e implementar la metodología vista en [30], para así encontrar el punto óptimo entre implementar vertimiento renovable (tanto en escalas de tiempo horarias e intra-horarias) e invertir en sistemas de almacenamiento de energía para evitar dichos vertimientos.
- Continuar el estudio incluyendo en la propuesta metodológica modelar el sistema de transmisión del SEN. De esta forma, se puede observar el tipo de respuesta del sistema considerando los niveles de congestión que pueden presentarse en los escenarios proyectados.

# Bibliografía

- [1] Frankfurt School and UNEP, “Global Trends in Renewable Energy,” pp. 1–84, 2016.
- [2] P. Eduardo, “Modelo estocástico de predespacho económico para el manejo de la incertidumbre eólica incorporando acciones correctivas,” Universidad de Chile, 2011.
- [3] M. de Energía, “Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales,” 2013.
- [4] A. Olson, R. A. Jones, E. K. Hart, and J. Hargreaves, “Optimal Investment in Power System Flexibility,” no. 415, pp. 1–24, 2013.
- [5] S. Venkataraman *et al.*, “Integration of Renewable Resources: Operational Requirements and Generation Fleet Capability at 20% RPS,” pp. 1–168, 2010.
- [6] D. Lew *et al.*, “Western Wind and Solar Integration Study,” *Methods*, no. May, 2006.
- [7] National Renewable Energy Laboratory (NREL), “Renewable Electricity Futures Study,” *U.S. Dep. Energy*, vol. 1, p. 280, 2012.
- [8] A. Olson, R. A. Jones, E. Hart, and J. Hargreaves, “Renewable Curtailment as a Power System Flexibility Resource,” *Electr. J.*, vol. 27, no. 9, pp. 49–61, Nov. 2014.
- [9] M. de Energía, “Energía 2050 Política Energética de Chile.” 2015.
- [10] L. Carlos, “Confiabilidad y energías renovables, suficiencia y seguridad,” 2017. [Online]. Available: [http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/reliabi/Confiabilidad\\_y\\_Energias\\_Renovables/Introduccion.html](http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/reliabi/Confiabilidad_y_Energias_Renovables/Introduccion.html).
- [11] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas, “Ñom Lufke (El rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia.” p. 504, 2008.
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,” pp. 1–179, 2016.
- [13] A. Cárdenas, “Metodología para el cálculo de reserva en giro y desconexión de carga en sistemas eléctricos,” Universidad de Chile, 2007.
- [14] F. Zuloaga, “MODELOS DE OPTIMIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN EFICIENTE DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA BAJO CRITERIOS PROBABILÍSTICOS Y DETERMINÍSTICOS DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO. MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO,” Universidad de Chile, 2015.
- [15] G. B. Sheble and G. N. Fahd, “Unit commitment literature synopsis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 128–135, 1994.
- [16] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [17] B. del C. N. de Chile, “Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - Ley General de Servicios

- Eléctricos, DFL n°4,” 2017.
- [18] Billinton R., *Reliability Evaluation of Power Systems*. 1996.
- [19] SITTARD, “Renewable Energy ... into the Mainstream,” 2002.
- [20] UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), “Paris Agreement (Spanish),” 2015.
- [21] G. Wetstone *et al.*, *Renewables 2016, Global Status Report*. 2016.
- [22] M. R. R. Mojumdar, M. S. H. Himel, M. S. Rahman, and S. J. Hossain, “Electric Machines & Their Comparative Study for Wind Energy Conversion Systems (WECSs),” *J. Clean Energy Technol.*, vol. 4, no. 4, pp. 290–294, 2015.
- [23] R. J. Nelson, “Short-circuit contributions of full converter wind turbines,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–5, 2012.
- [24] P. Gardner *et al.*, “Wind Energy. The Facts. An Analysis of Wind Energy in the EU-25. Executive Summary,” 2004.
- [25] IFC, “Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants In partnership with a project Developer’s Guide.”
- [26] R. E. L. Arnett, J.C. ; Schaffer, L.A. ; Rumberg, J.P. ; Tolbert, “Design, installation and performance of the ARCO Solar one Megawatt Power Plant,” *Photovolt. Sol. Energy Conf.*, pp. 314–320, 1984.
- [27] A. J. Sangster, “Solar Photovoltaics,” *Green Energy Technol.*, vol. 194, no. 4, pp. 145–172, 2014.
- [28] IRENA, “Concentrating Solar Power. Voll1: Power Sector.,” vol. 1, no. 2, 2012.
- [29] M. Energía, “Hoja de Ruta 2050,” 2014.
- [30] J. Hargreaves, E. Hart, and R. Jones, “REFLEX: An adapted production simulation methodology for flexible capacity planning,” *IEEE Trans.*, pp. 1–8, 2015.
- [31] C. Iso and W. December, “Renewable Energy + Flexibility ( REFLEX ) Results,” *Calif. ISO Webinar*, 2013.
- [32] P. Denholm, M. O’Connell, G. Brinkman, and J. Jorgenson, “Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart,” no. November, p. 46, 2015.
- [33] E. Lannoye *et al.*, “Integration of variable generation: Capacity value and evaluation of flexibility,” *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–6, 2010.
- [34] J. Bebic, “Power System Planning: Emerging Practices Suitable for Evaluating the Impact of High-Penetration Photovoltaics,” *Renew. Energy Grid Integr. Tech. Perform. Requr.*, no. February, pp. 141–170, 2008.
- [35] Synex, “ESTUDIO ‘ COSTO DE FALLA DE CORTA Y LARGA DURACIÓN SIC , SING Y SS MM ’ INFORME FINAL,” 2015.
- [36] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*, IEEE Press. Kenneth Moore, Director of IEEE Book and Information Services (BIS) Jeanne Audino, Project Editor, 2009.

- [37] R. Moreno, E. Pereira, and F. González, “Informe Final : Zonificación del Sistema Eléctrico Nacional Chileno para Optimizar su Despacho Económico y Seguro,” 2015.
- [38] D. CDEC-SIC, “Informe DO N° 1 / 2017 PROGRAMA DE GENERACIÓN DE 12 MESES,” 2017.
- [39] D. CDEC-SIC, “Modelo de simulación y participación de flujos,” 2016.
- [40] CNE, “Fijación de precio de nudo de corto plazo Sistema Interconectado Central,” 2017.
- [41] CNE, “Fijación de precio de nudo de corto plazo Sistema Interconectado del Norte Grande,” 2017.
- [42] P. M. D, “Capítulo 3 : Planificación de la Generación,” *EL6025 Planif. Sist. Eléctricos Potencia*, 2015.
- [43] U. de C. FCFM, “Explorador solar,” 2017. [Online]. Available: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>.
- [44] U. de C. FCFM, “Explorador eólico,” 2017. [Online]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>.

# Anexos

## A.1. Energía anual producida según hidrología

### A.1.1. Caso hidrología húmeda

% ERNC	Otros [%]	GNL [%]	Carbón [%]	Embalse [%]	Serie-Pasada [%]	Eólica [%]	Solar [%]	Total [%]
100	3,3	10	11,3	17,8	35,2	13,6	8,6	100
120	3	9,4	8,7	17	35	16,3	10,3	100
140	2,8	8,8	6,7	15,8	34,6	19	12	100
160	2,5	8	5	15,1	33,6	21,7	13	100
180	2,2	7,1	3,5	14,7	32,2	24,5	15	100
200	1,8	6,3	2,6	14,6	30,1	27,1	17	100
220	1,7	5,5	1,8	14,5	27,7	29,7	18,8	100
240	1,5	4,8	1,2	14,4	25,4	31,9	20,4	100
260	1,3	4,4	0,7	14,3	23,2	33,8	21,9	100

### A.1.2. Caso hidrología media

% ERNC	Otros [%]	GNL [%]	Carbón [%]	Embalse [%]	Serie-Pasada [%]	Eólica [%]	Solar [%]	Total [%]
100	3,5	10	13,1	15,6	35,1	13,6	8,7	100
120	3,2	9,6	10,2	14,8	35	16,4	10,4	100
140	3	9	7,7	14,1	34,6	19,1	12,2	100
160	2,5	7,9	5,5	14,1	33,8	21,9	13,9	100
180	2,2	6,8	4,2	13,9	32,3	24,6	15,7	100
200	1,9	5,9	3	13,8	30,3	27,3	17,4	100
220	1,7	5,3	2,2	13,8	27,7	29,9	19,1	100
240	1,5	4,7	1,6	13,8	25,1	32,2	20,8	100
260	1,4	4,3	0,8	13,8	23	34,1	22,3	100

### A.1.3. Caso hidrología seca

% ERNC	Otros [%]	GNL [%]	Carbon [%]	Embalse [%]	Serie-Pasada [%]	Eólica [%]	Solar [%]	Total [%]
100	3,6	11,4	18,1	9,1	35	13,6	8,8	100
120	3,4	10,7	14,6	9,1	34,7	16,6	10,6	100
140	3,1	9,9	11,6	9,1	34,2	19,3	12,4	100
160	2,7	8,7	9,3	9,1	33,4	22,1	14,2	100
180	2,5	7,6	7,5	9,1	32,1	24,9	16	100
200	2,2	6,8	6,2	9,1	30,1	27,6	17,7	100
220	2	6,2	5	9,1	27,8	30,1	19,5	100
240	1,9	5,9	3,7	9,1	25,5	32,5	21,1	100
260	1,8	5,7	2,5	9,1	23,4	34,5	22,7	100

## A.2. Algoritmo para generar la tabla COPT

### A.2.1. Código principal

```

% Algoritmo recursivo de Biilinton para calcular la confiabilidad

% Paso 1, condiciones iniciales y parámetros de entrada
% Cond inicial
%P: Cumulative probability
%X: Capacity Outage State
%C: Capacity added
%U: Forced Outage added

%Declaraciones
tic;
Ind = Unitn; %Índices de las centrales
C = Pot; %Potencia instalada de las centrales
U = FOR; %FOR de las centrales
A = 1-FOR;
X = Estados(Pot); %Estados del sistema en MW, con repetición
Y = Combinaciones(Ind); %Combinaciones de unidades para cada estado
Z = complemento(Y,Ind); %Complemento a los estados.
Pi = zeros(length(Y),1);
%% Formula iterativa P(X) = prod(FOR)*prod(AVA)
for i = 1:length(Y)
    %calculo de for para el estado i
    FORi = 1;
    for j = 1:length(Y(i,:))
        if Y(i,j) > 0
            FORi = FORi * U(Y(i,j));
        end
    end
    % calculo de ava para el estado i

```

```

    AVAi = 1;
    for k = 1:length(Z(i,:))
        if Z(i,k) > 0
            AVAi = AVAi * A(Z(i,k));
        end
    end
    % calculo de probabilidad para el estado i
    Pi(i) = FORi*AVAi;
end
%exportar pruebas
%filename = 'cumulative.xlsx';
%xlswrite(filename,Pi);
%% Reducción de Tabla
P2 = sort(Pi,'ascend');
for i = 2:length(P2)
    P2(i) = P2(i)+P2(i-1);
end
P2 = sort(P2,'descend');
E = X(1);
Pf = P2(1);
for i = 2:length(X)
    if X(i) ~= X(i-1)
        E = [E;X(i)];
        Pf = [Pf;P2(i)];
    end
end
end
%% llenado de vectores de salida
Efina1 = [0;E];
Pfina1 = [1;Pf];
Final = [Efina1 Pfina1];
filename = 'COPT.xlsx';
xlswrite(filename,Final);
toc;

```

## A.2.2. Función Estados

```

%% Funcion que suma filas y junta filas que son iguales
function Y = Estados(X)
E = Combinaciones(X);
E3 = zeros(length(E(1,:)),length(E(:,1)));
E3 = transpose(E3);
for i = 1:length(E(:,1))
    for j = 1:length(E(1,:))
        if E(i,j) > 0
            E3(i,j) = E(i,j);
        end
    end
end
end
E2 = zeros(length(E(:,1)),1);
for i = 1:length(E2)
    E2(i,1) = sum(E3(i,:));
end
%E4 = sort(E2,'ascend');
EF = E2;
%for i = 2:length(E2)

```



```

%     for j = 1:i
%         if E2(i) ~= E2(j)
%             EF = [EF;E2(i)];
%         end
%     end
%end
Y = EF;

```

### A.2.3. Función Combinaciones

```

%% Combinaciones de los posibles estados
function Y = Combinaciones(X)
COMB = [];
s = 0;
COMB1 = [];
for k = 1:length(X)
    s = s + length(COMB1);
    COMB1 = combntns(X,k);
    COMB = [COMB;zeros(length(COMB1(:,1)),length(X))];
    for i = 1:length(COMB1(:,1))
        for j = 1:length(COMB1(1,:))
            COMB(i+s,j) = COMB1(i,j);
        end
    end
end
end
Y = COMB;

```

### A.2.4. Función Complemento

```

%% Función complemento: muestra los elementos complementos a los estados
% X = vector de estados (indices)
% T = vector de elementos (indices)
function Y = complemento(X,T)
% rellenamos los elementos de X que valgan cero, para asegurar cálculos
% correctos
for i = 1:length(X)-1
    for j = 1:length(T)
        if X(i,j) == 0
            X(i,j) = X(i,1);
        end
    end
end
end
% creamos matriz que tendrá los elementos complementarios a X
Z = zeros(length(X),length(T)-1);
for i = 1:length(X)
    A = setxor(transpose(T),X(i,:));
    for j = 1:length(A)
        Z(i,j) = A(j);
    end
end
end
Y = Z;

```

### A.3. Código modelo de optimización acoplado en el tiempo

```
Model Main_UnitCom1 {
  DeclarationSection sets {
    Set Time {
      Index: t;
    }
    Set Iflex {
      Index: fl;
    }
    Set GNL {
      SubsetOf: Iflex;
      Index: g;
    }
    Set PS {
      SubsetOf: Iflex;
      Index: s;
    }
    Set Solar {
      SubsetOf: Jernc;
      Index: f;
    }
    Set Viento {
      SubsetOf: Jernc;
      Index: w;
    }
    Set Ifirm {
      Index: fr;
    }
    Set Emb {
      Index: e;
    }
    Set Piloto {
      SubsetOf: Emb;
      Index: p;
    }
    Set Jernc {
      Index: j;
    }
  }
  DeclarationSection Params {
    Parameter l {
      IndexDomain: t;
    }
    Parameter R {
      IndexDomain: (j,t);
    }
    Parameter R2 {
      IndexDomain: (j,t);
      Definition: 2*R(j,t);
    }
    Variable Nit {
      IndexDomain: (fr,t);
      Range: binary;
    }
    Variable nE {
      IndexDomain: (e,t);
      Range: binary;
    }
    Parameter RR_ufl {
      IndexDomain: fl;
    }
    Parameter RR_ufr {
```

```

        IndexDomain: fr;
    }
    Parameter RR_ue {
        IndexDomain: e;
    }
    Parameter RR_dfl {
        IndexDomain: fl;
    }
    Parameter RR_dfr {
        IndexDomain: fr;
    }
    Parameter RR_de {
        IndexDomain: e;
    }
    Parameter Pmax_fl {
        IndexDomain: fl;
    }
    Parameter Pmax_fr {
        IndexDomain: fr;
    }
    Parameter Pmax_e {
        IndexDomain: e;
    }
    Parameter Pmin_fl {
        IndexDomain: fl;
    }
    Parameter Pmin_fr {
        IndexDomain: fr;
    }
    Parameter Pmin_e {
        IndexDomain: e;
    }
    Parameter Mant_fl {
        IndexDomain: (fl,t);
    }
    Parameter Mant_fr {
        IndexDomain: (fr,t);
    }
    Parameter Mant_e {
        IndexDomain: (e,t);
    }
}
DeclarationSection Costs {
    Parameter C_ue;
    Parameter C_og;
    Parameter C_cur;
    Parameter OpC_fl {
        IndexDomain: fl;
    }
    Parameter OpC_fr {
        IndexDomain: fr;
    }
    Parameter OpC_e {
        IndexDomain: e;
    }
    Parameter Tax_CO2;
    Parameter GEI_cost {
        IndexDomain: t;
        Definition: Tax_CO2 * (sum[fl,CO2_fl(fl)*Pfl(fl,t)] +
sum[fr,CO2_fr(fr)*Pfr(fr,t)]);
    }
    Parameter TonCO2 {
        IndexDomain: t;
        Definition: (sum[fl,CO2_fl(fl)*Pfl(fl,t)] + sum[fr,CO2_fr(fr)*Pfr(fr,t)]);
    }
}

```

```

Parameter Cpar_fl {
  IndexDomain: fl;
}
Parameter Cpar_fr {
  IndexDomain: fr;
}
Parameter Cdet_fl {
  IndexDomain: fl;
}
Parameter Cdet_fr {
  IndexDomain: fr;
}
Parameter Cstart_fl {
  IndexDomain: (fl,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if n(fl,t) - n(fl,t-1) = 1 then
      Cpar_fl(fl)*Pfl(fl,t)
    endif
  }
}
Parameter Cstart_fr {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if Nit(fr,t) - Nit(fr,t-1) = 1 then
      Cpar_fr(fr)*Pfr(fr,t)
    endif
  }
}
Parameter Cstop_fl {
  IndexDomain: (fl,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if n(fl,t) - n(fl,t-1) = -1 then
      Cdet_fl(fl)*Pfl(fl,t-1)
    endif
  }
}
Parameter Cstop_fr {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if Nit(fr,t) - Nit(fr,t-1) = -1 then
      Cdet_fr(fr)*Pfr(fr,t-1)
    endif
  }
}
Parameter CMarg_fl {
  IndexDomain: t;
  Definition: max(fl, OpC_fl(fl)*n(fl,t));
}
Parameter CMarg_fr {
  IndexDomain: t;
  Definition: max(fr, OpC_fr(fr)*Nit(fr,t));
}
Parameter CMarg_e {
  IndexDomain: t;
  Definition: max(e, OpC_e(e)*nE(e,t));
}
}
DeclarationSection GEI {
  Parameter CO2_fl {
    IndexDomain: fl;
  }
  Parameter CO2_fr {
    IndexDomain: fr;
  }
}
}

```

```

DeclarationSection PLP {
  Parameter E_plp {
    IndexDomain: e;
  }
  Parameter K;
}
DeclarationSection Ramping {
  Parameter Ramp_fl {
    IndexDomain: (fl,t) | ord(t) < card(t);
    Definition: n(fl,t+1)*Pfl(fl,t+1)-n(fl,t)*Pfl(fl,t);
  }
  Parameter Ramp_fr {
    IndexDomain: (fr,t) | ord(t) < card(t);
    Definition: Nit(fr,t+1)*Pfr(fr,t+1) - Nit(fr,t)*Pfr(fr,t);
  }
  Parameter Ramp_e {
    IndexDomain: (e,t) | ord(t) < card(t);
    Definition: nE(e,t+1)*Pe(e,t+1) - nE(e,t)*Pe(e,t);
  }
  Parameter Ramp_dem {
    IndexDomain: t | ord(t) < card(t);
    Definition: L(t+1)-L(t);
  }
  Parameter Ramp_resflU {
    IndexDomain: (fl,t);
    Definition: {
      if Ramp_fl(fl,t) > 0 then
        RR_ufl(fl)-Ramp_fl(fl,t)
      endif
    }
  }
  Parameter Ramp_resflD {
    IndexDomain: (fl,t);
    Definition: {
      if Ramp_fl(fl,t) < 0 then
        -RR_dfl(fl)-Ramp_fl(fl,t)
      endif
    }
  }
  Parameter Ramp_resfrU {
    IndexDomain: (fr,t);
    Definition: {
      if Ramp_fr(fr,t) > 0 then
        RR_ufr(fr) - Ramp_fr(fr,t)
      endif
    }
  }
  Parameter Ramp_resfrD {
    IndexDomain: (fr,t);
    Definition: {
      if Ramp_fr(fr,t) < 0 then
        -RR_dfr(fr)-Ramp_fr(fr,t)
      endif
    }
  }
  Parameter Ramp_reseU {
    IndexDomain: (e,t);
  }
  Parameter Ramp_reseD {
    IndexDomain: (e,t);
  }
}
DeclarationSection PartDet {
  Parameter Tup {
    IndexDomain: fr;
  }
}

```

```

}
Parameter Tdo {
  IndexDomain: fr;
}
Parameter Uup {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if Part(fr,t) = 1 and Det(fr,t) = 0 then
      1
    elseif Uup(fr,t-1) > 0 and Det(fr,t) = 0 then
      Uup(fr,t-1) + 1
    elseif Det(fr,t) = 1 then
      0
    endif
  }
}
Parameter Udo {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: {
    if Det(fr,t) = 1 and Part(fr,t) = 0 then
      1
    elseif Udo(fr,t-1) > 0 and Part(fr,t) = 0 then
      Udo(fr,t-1) + 1
    elseif Part(fr,t) = 1 then
      0
    endif
  }
}
Parameter Part {
  IndexDomain: (fr,t);
  Definition: {
    if Nit(fr,t-1) - Nit(fr,t) = -1 then
      1
    endif
  }
}
Parameter Det {
  IndexDomain: (fr,t);
  Definition: {
    if Nit(fr,t-1) - Nit(fr,t) = 1 then
      1
    endif
  }
}
Constraint MinUp {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: (Uup(fr,t-1)-Tup(fr))*(Nit(fr,t-1)-Nit(fr,t)) >= 0;
}
Constraint MinDo {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) > 1;
  Definition: (Udo(fr,t-1)-Tdo(fr))*(Nit(fr,t)-Nit(fr,t-1)) >= 0;
}
}
DeclarationSection Pilot {
  Parameter Rgiro {
    IndexDomain: t;
    Definition: max(max(fl,Pfl(fl,t)),max(fr,Pfr(fr,t)),max(e,Pe(e,t)/2));
  }
  Constraint Crgiro2 {
    IndexDomain: t;
    Definition: sum[p,Pmax_e(p) - Pe(p,t)] >= Rgiro(t);
  }
  Constraint Crgiro1 {
    IndexDomain: (p,t);
    Definition: Pe(p,t) >= 0*Pmin_e(p);
  }
}

```

```

    }
}
DeclarationSection Vars {
  Variable Pfl {
    IndexDomain: (fl,t);
    Range: nonnegative;
  }
  Variable Pfr {
    IndexDomain: (fr,t);
    Range: nonnegative;
  }
  Variable Pe {
    IndexDomain: (e,t);
    Range: nonnegative;
  }
  Variable n {
    IndexDomain: (fl,t);
    Range: binary;
  }
  Variable cjt {
    IndexDomain: (j,t);
    Range: nonnegative;
  }
  Variable ue {
    IndexDomain: t;
    Range: nonnegative;
  }
  Variable og {
    IndexDomain: t;
    Range: nonnegative;
  }
}
DeclarationSection Constr {
  Constraint LoadBalance {
    IndexDomain: t;
    Definition: sum[e,Pe(e,t)] + sum[fl,Pfl(fl,t)] + sum[fr,Pfr(fr,t)] +
sum[j,(R2(j,t)-cjt(j,t))] + ue(t) - og(t) = L(t);
  }
  Constraint Maxfl {
    IndexDomain: (fl,t);
    Definition: Pfl(fl,t) <= Pmax_fl(fl) * n(fl,t)*(1-Mant_fl(fl,t));
  }
  Constraint Maxfr {
    IndexDomain: (fr,t);
    Definition: Pfr(fr,t) <= Pmax_fr(fr) * Nit(fr,t)*(1-Mant_fr(fr,t));
  }
  Constraint Maxe {
    IndexDomain: (e,t);
    Definition: Pe(e,t) <= Pmax_e(e) * nE(e,t)*(1-Mant_e(e,t));
  }
  Constraint Minfl {
    IndexDomain: (fl,t);
    Definition: n(fl,t) * Pmin_fl(fl)*(1-Mant_fl(fl,t)) <= Pfl(fl,t);
  }
  Constraint Minfr {
    IndexDomain: (fr,t);
    Definition: Nit(fr,t) * Pmin_fr(fr)*(1-Mant_fr(fr,t)) <= Pfr(fr,t);
  }
  Constraint Mine {
    IndexDomain: (e,t);
    Definition: (1-Mant_e(e,t))*nE(e,t) * Pmin_e(e) <= Pe(e,t);
  }
  Constraint rup_fl {
    IndexDomain: (fl,t) | ord(t) < card(t);
    Definition: Pfl(fl,t+1) - Pfl(fl,t) <= RR_ufl(fl);
  }
}

```

```

}
Constraint rup_fr {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) < card(t);
  Definition: Pfr(fr,t+1) - Pfr(fr,t) <= RR_ufr(fr);
}
Constraint rup_e {
  IndexDomain: (e,t) | ord(t) < card(t);
  Definition: Pe(e,t+1) - Pe(e,t) <= RR_ue(e);
}
Constraint rdo_fl {
  IndexDomain: (fl,t) | ord(t) < card(t);
  Definition: Pfl(fl,t+1) - Pfl(fl,t) >= -RR_dfl(fl);
}
Constraint rdo_fr {
  IndexDomain: (fr,t) | ord(t) < card(t);
  Definition: Pfr(fr,t+1) - Pfr(fr,t) >= -RR_dfr(fr);
}
Constraint rdo_e {
  IndexDomain: (e,t) | ord(t) < card(t);
  Definition: Pe(e,t+1) - Pe(e,t) >= -RR_de(e);
}
Constraint curtail {
  IndexDomain: (j,t);
  Definition: cjt(j,t) <= R2(j,t);
}
Constraint Eprog {
  IndexDomain: e;
  Definition: sum[t,Pe(e,t)] >= K*E_plp(e)/2;
}
}
DeclarationSection Objektiv {
  Variable Costos {
    Range: free;
    Definition: sum[(e,t),Pe(e,t)*OpC_e(e)] + sum[(fl,t),Pfl(fl,t)*OpC_fl(fl)]
+ sum[(fr,t),Pfr(fr,t)*OpC_fr(fr)] + sum[t,GEI_cost(t)] + sum[(j,t),C_cur * cjt(j,t)]
+ sum[t,C_ue * ue(t)] + sum[t,C_og * og(t)] + sum[(fl,t),Cstart_fl(fl,t) +
Cstop_fl(fl,t)] + sum[(fr,t),Cstart_fr(fr,t) + Cstop_fr(fr,t)];
}
  MathematicalProgram Modelo {
    Objective: Costos;
    Direction: minimize;
    Constraints: AllConstraints;
    Variables: AllVariables;
    Type: Automatic;
  }
}
}
Procedure MainInitialization {
  Body: {
    !Importacion de datos de las bases de datos
    !-----
    ! 1. Conjuntos
    ! 1.a. Tiempo

Spreadsheet::RetrieveSet("Demanda_2025.xlsx",Time,"B6194:B6553","Dem_ajustada");
! 1.b. Generadores Flexibles
Spreadsheet::RetrieveSet("Gen_Maestro.xlsx",Iflex,"A2:A360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveSet("Gen_Maestro.xlsx",Emb,"A2:A13","Emb");
! 1.c. Generadores Fijos
Spreadsheet::RetrieveSet("Gen_Maestro.xlsx",Ifirm,"A2:A29","ConF");
! 1.d. Generadores Renovables
Spreadsheet::RetrieveSet("Gen_Maestro.xlsx",Jernc,"A2:A86","ERNc");
! 2. Parametros
! 2.a. Lt: demanda neta por hora

Spreadsheet::RetrieveParameter("Demanda_2025.xlsx",L,"A6194:A6553","Dem_ajustada");

```



```

        ! 2.b. Rjt
Spreadsheet::RetrieveTable("Gen_Maestro.xlsx",R,"IDF2:IRA86","A2:A86","IDF1:IRA1","Rjt"
);
        ! 2.c. Nit
        !Spreadsheet::RetrieveTable("Gen_Maestro.xlsx",Nit,"KVJ2:LXY28","A2:A28","K
VJ1:LXY1","Nit");
        ! 2.c. Mantenimientos
Spreadsheet::RetrieveTable("Gen_Maestro.xlsx",Mant_fl,"IDF2:IRA360","A2:A360","IDF1:IRA
1","MantC");
Spreadsheet::RetrieveTable("Gen_Maestro.xlsx",Mant_fr,"IDF2:IRA29","A2:A29","IDF1:IRA1"
,"MantF");
Spreadsheet::RetrieveTable("Gen_Maestro.xlsx",Mant_e,"IDF2:IRA13","A2:A13","IDF1:IRA1",
"MantEmb");
        ! 2.d. Rampas
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_ufl,"J2:J360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_ufr,"J2:J29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_ue,"K2:K13","Emb");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_dfl,"K2:K360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_dfr,"K2:K29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",RR_de,"L2:L13","Emb");
        ! 2.e. Pmax & Pmin
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmax_fl,"B2:B360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmax_fr,"B2:B29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmax_e,"B2:B13","Emb");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmin_fl,"C2:C360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmin_fr,"C2:C29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Pmin_e,"C2:C13","Emb");
        ! 2.f. Costos Operacion
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",OpC_fl,"E2:E360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",OpC_fr,"E2:E29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",OpC_e,"E2:E13","Emb");
        ! 2.g Costo Partida/Detención
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Cpar_fl,"H2:H360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Cpar_fr,"H2:H29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Cdet_fl,"I2:I360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Cdet_fr,"I2:I29","ConF");
        ! 2.g. GEI emitidos
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",CO2_fl,"L2:L360","ConFH");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",CO2_fr,"L2:L29","ConF");
        ! 2.h. Otros Costos
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",C_ue,"B2:B2","Other");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",C_og,"B3:B3","Other");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",C_cur,"B4:B4","Other");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Tax_CO2,"B5:B5","Other");
Spreadsheet::RetrieveParameter("OProg.xlsx",E_plp,"B2:B13","Hum_Embalse");
Spreadsheet::RetrieveParameter("OProg.xlsx",C_plp,"B2:B29","Hum_Carbon");
        ! Tiempo Partida/detención
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Tup,"F2:F29","ConF");
Spreadsheet::RetrieveParameter("Gen_Maestro.xlsx",Tdo,"G2:G29","ConF");
    }
    Comment: "Add initialization statements here that do NOT require any library
being initialized already.";
}

```

```

Procedure PostMainInitialization {
  Comment: {
    "Add initialization statements here that require that the libraries are
already initialized properly,
    or add statements that require the Data Management module to be
initialized."
  }
}
Procedure MainExecution {
  Body: {
    empty Pfr, Pfl, Pe, nE, n, Nit, og, ue, cjt, Costos;
    solve Modelo;

    if (Modelo.ProgramStatus <> 'Optimal') then
      empty Pfr, Pfl, Pe, nE, n, Nit, og, ue, cjt, Costos;
    endif;
  }
}
Procedure PreMainTermination {
  Body: {
    return DataManagementExit();
  }
  Comment: {
    "Add termination statements here that require all libraries to be still
alive.
    Return 1 if you allow the termination sequence to continue.
    Return 0 if you want to cancel the termination sequence."
  }
}
Procedure MainTermination {
  Body: {
    return 1;
  }
  Comment: {
    "Add termination statements here that do not require all libraries to be
still alive.
    Return 1 to allow the termination sequence to continue.
    Return 0 if you want to cancel the termination sequence.
    It is recommended to only use the procedure PreMainTermination to cancel
the termination sequence and let this procedure always return 1."
  }
}
}

```