



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA

REQUERIMIENTOS DE RESERVA PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CARLOS SEBASTIÁN MANCILLA COFRÉ

PROFESOR GUÍA:

RODRIGO PALMA BENHKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

HÉCTOR AGUSTO ALEGRÍA

SANTIAGO DE CHILE

ABRIL, 2013

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CARLOS MANCILLA COFRÉ
FECHA: 07/03/13
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BENHKE

REQUERIMIENTOS DE RESERVA PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

El intenso desarrollo a nivel mundial de tecnologías alternativas para la generación en los sistemas eléctricos de potencia impone distintos desafíos a sus operadores y/o planificadores. En particular, aquellas tecnologías que hacen uso de recursos intermitentes (como la energía eólica o la solar), y la tendencia a la baja de los costos de inversión de las mismas, hace necesaria una evaluación del impacto técnico y económico que puede provocar una creciente penetración de dichas fuentes energéticas. Al respecto, hoy en día se trabaja fuertemente en desarrollar herramientas, tanto de largo plazo (planificación) como de corto plazo (predespacho), que permitan ir integrando los fenómenos que induce la variabilidad de algunas fuentes renovables.

La metodología desarrollada en este trabajo de investigación busca ahondar en la mejora de herramientas existentes para la planificación de los sistemas eléctricos con generación eólica, proponiendo una restricción de flexibilidad, que pretende abordar los fenómenos de corto plazo que normalmente (por limitaciones computacionales) no son considerados. Se presenta una revisión bibliográfica que incluye las diversas metodologías de planificación centralizada de la expansión. Asimismo, se clasifican los tipos reserva que implementan distintos operadores de sistemas eléctricos a nivel mundial, en particular aquellas resultantes de la integración de recursos intermitentes, junto con su relación con los modelos de predespacho para la operación de corto plazo. El análisis presentado permite evidenciar las deficiencias existentes en las herramientas de planificación de la expansión, en términos de la información que se pierde al realizar simplificaciones que conllevan no considerar algunas restricciones de corto plazo (predespacho) y el impacto que esto puede tener en los resultados de la matriz energética proyectada comparada con el desarrollo real del sistema. Con el fin de superar estas deficiencias, se propone incorporar una restricción de "flexibilidad" al problema de planificación. El modelo propuesto es integrado a un software existente de planificación, donde se realizan validaciones y estudios de distintos escenarios.

Los resultados confirman que la integración de la restricción propuesta, permite alcanzar soluciones de expansión cercanas, errores menores al 6% en la potencia instalada, a aquellas resultantes de resolver el problema completo. Este porcentaje se compara con diferencias de hasta un 50% mostradas por los esquemas tradicionales. Asimismo, los tiempos de cómputo muestran reducciones de hasta un 57% respecto de resolver el problema completo.

El trabajo futuro se concentra en mejorar el esquema de convergencia de las aproximaciones a la restricción de flexibilidad y extender el análisis a otros elementos de inflexibilidad del sistema (mínimos técnicos, energía solar, etc.).

Agradecimientos

El trabajo en cuestión se enmarca dentro del proyecto FODNECYT #1120317 y de CONICYT/FONDAP/15110019.

Al finalizar la realización de este trabajo, que me ha tomado más de un año desde que comencé buscando un tema para desarrollar, debo dejar de manifiesto mis más sinceros agradecimientos a todas y cada una de las personas que de un modo u otro estuvieron ahí presentes apoyándome.

En primer lugar debo mencionar al pilar fundamental de todo logro que he obtenido hasta hora en la vida, y que es mi familia. A mi madre, que sin entender mucho sobre lo que estaba haciendo, siempre se preocupó de mi estado de ánimo, mis problemas e inquietudes, y estuvo ahí para darme la seguridad y la confianza de que todo saldría bien. A mi padre que siempre se inquietaba sobre lo que estaba llevando a cabo, y me motivaba más que nadie para no decaer y seguir adelante. No puedo dejar de mencionar a mis hermanos (Felipe y María Jesús) quienes tuvieron que aguantar, a veces, mi mal genio y mala voluntad por algunos momentos de mucho estrés, pero que estoy seguro están igual de felices que yo por lo logrado.

Agradecer también al resto de mi familia, que sin ser muy grande, son muy cercanos. A mis cuatro abuelos, que siempre confiaron en mí, y me “regaloneaban” cuando podían para distraerme un poco del ritmo habitual. Igualmente a mis tíos y primas que pusieron muchas expectativas en lo que podía lograr y espero no defraudarlos.

Un especial agradecimiento a Constanza, la mujer que aparte de mi madre, estuvo al lado mío desde el comienzo de esta travesía por la universidad, dándome consejos, fuerzas, cariño, y retándome cuando fuese necesario. Todo lo que hemos vivido juntos, especialmente los últimos acontecimientos más bien tristes, nos han servido para fortalecer esta unidad y confianza que espero perdure por mucho más tiempo.

A mi profesor guía, Rodrigo Palma, quien desde que me decidí por estudiar Ingeniería Eléctrica, ha confiado en mí, me ha motivado para hacer las cosas bien, y me ha abierto un sin número de puertas que estoy seguro en lo que viene, van a ser muy importantes. A la profesora Claudia igualmente por creer en mí y apoyarme en lo que viene.

Por último, y no por ello menos importante, agradecer a mis grandes amigos de la vida: Piña, Pato, Ianga, Christo, Yoel, Gabo, Wlady, Diego, Dani, Hugo, Fallo, Ale, Lucho, David, Emilio, Pelao, Arturo, Andrés, Chino, Ángela (que estuvo siempre dispuesta ayudarme en el tema de la memoria), Richi, Felipe, porque sin ellos esta estadía no hubiese sido tan linda.

Tabla de contenido

1	Introducción	- 1 -
1.1	Motivación	- 1 -
1.2	Objetivo general	- 2 -
1.3	Objetivos específicos	- 2 -
1.4	Alcances	- 3 -
1.5	Estructura de la memoria	- 3 -
2	Marco teórico	- 5 -
2.1	Planificación de la expansión de sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	- 5 -
2.1.1	Función objetivo.....	- 6 -
2.1.2	Índices	- 7 -
2.1.3	Restricciones	- 7 -
2.1.4	Simplificaciones	- 11 -
2.1.5	Impacto de las restricciones de predespacho en la planificación de SEP	- 13 -
2.2	Requerimientos de reserva de un SEP	- 14 -
2.2.1	Regulación de frecuencia	- 14 -
2.2.2	Clasificación de reservas	- 16 -
2.2.3	Impacto de la generación eólica en la operación de SEP.....	- 27 -
3	Metodología	- 33 -
3.1	Software RoLT.....	- 33 -
3.2	Modelación SEP	- 35 -
3.3	Datos de entrada	- 36 -
3.4	Definición de escenarios	- 38 -
3.5	Verificación.....	- 40 -
3.6	Restricción de flexibilidad.....	- 42 -
3.7	Análisis comparativo	- 45 -
4	Resultados	- 47 -
4.1	Datos de entrada	- 47 -
4.1.1	Escenarios greenfield.....	- 47 -
4.1.2	Escenarios con parque existente.....	- 49 -
4.2	Resultados de la etapa de verificación	- 52 -
4.3	Resultados con restricción de flexibilidad (análisis comparativo)	- 56 -
4.4	Desempeño computacional.....	- 60 -
5	Conclusiones y trabajo futuro	- 62 -
5.1	Conclusiones	- 62 -
5.2	Trabajo futuro	- 63 -
6	Bibliografía	- 65 -

7	Anexos.....	- 67 -
7.1	Resultados de la etapa de verificación.....	- 67 -
7.1.1	Escenario 1: base greenfield.....	- 67 -
7.1.2	Escenario 2: base con parque existente.....	- 68 -
7.1.3	Escenario 3: greenfield con aumento de demanda.....	- 69 -
7.1.4	Escenario 4: parque existente con aumento de demanda.....	- 70 -
7.1.5	Escenario 5: greenfield con disminución de consto de inversión eólico.....	- 71 -
7.1.6	Escenario 6: parque existente con disminución de costo de inversión eólico.....	- 72 -
7.2	Resultados con restricción de flexibilidad (análisis comparativo).....	- 74 -
7.2.1	Escenario 1: base greenfield.....	- 74 -
7.2.2	Escenario 2: base con parque existente.....	- 76 -
7.2.3	Escenario 3: greenfield con aumento de demanda.....	- 78 -
7.2.4	Escenario 4: parque existente con aumento de demanda.....	- 80 -
7.2.5	Escenario 5: greenfield con disminución de costo de inversión eólico.....	- 82 -
7.2.6	Escenario 6: parque existente con disminución de costo de inversión eólico.....	- 84 -

Índice de Figuras

Figura 2.1:	Curva de duración de carga [6].....	- 12 -
Figura 2.2:	Etapas de la regulación de frecuencia [8].....	- 15 -
Figura 2.3:	Clasificación de las reservas en Norte América [3].....	- 17 -
Figura 2.4:	Esquema de las categorías de reservas operativas [3].....	- 18 -
Figura 2.5:	Ejemplo de un evento de contingencia y la respuesta típica [3].....	- 20 -
Figura 2.6:	Ejemplo de una contingencia no instantánea [3].....	- 21 -
Figura 2.7:	Interconexiones europeas bajo la ENTSO - E [3].....	- 22 -
Figura 2.8:	Esquema de las etapas del control de frecuencia (ENTSO –E) [8].....	- 23 -
Figura 2.9:	Esquema de activación de reservas (ENTSO-E) [8].....	- 23 -
Figura 2.10:	Generación de un parque eólico en la costa oeste de Estados Unidos [12].....	- 28 -
Figura 2.11:	Variabilidad de la potencia eólica en función de la potencia eólica [13]......	- 30 -
Figura 3.1:	Esquema de la metodología.....	- 33 -
Figura 3.2:	Precio de los combustibles (Fuente: Comisión nacional de energía (CNE)).....	- 37 -
Figura 3.3:	Perfil eólico en las tres zonas (Fuente: Explorador eólico, Universidad de Chile).....	- 37 -
Figura 3.4:	Mapa de escenarios de simulación.....	- 39 -
Figura 3.5:	Esquema de la etapa de verificación.....	- 41 -
Figura 3.6:	Esquema del proceso iterativo.....	- 45 -
Figura 4.1:	Composición del parque al final del periodo (con restricciones de predespacho activadas)-	52 -
Figura 4.2:	Composición del parque al final del periodo (sin restricciones de predespacho activadas)	- 53 -
Figura 4.3:	Composición del parque al final del periodo (escenarios greenfield).....	- 54 -
Figura 4.4:	Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente).....	- 54 -
Figura 4.5:	Composición del parque al final del periodo (escenarios greenfield).....	- 56 -
Figura 4.6:	Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente).....	- 57 -
Figura 4.7:	Costo de operación en todo el horizonte de evaluación (escenario 1).....	- 58 -
Figura 4.8:	Costo de operación en todo el horizonte de evaluación (escenario 2).....	- 58 -

Figura 4.9: Tiempos de simulación (escenarios greenfield).....	- 60 -
Figura 4.10: Tiempos de simulación (escenarios con parque existente).....	- 60 -
Figura 7.1: Composición del parque al final del periodo (Escenario 1)	- 67 -
Figura 7.2: Composición del parque al final del periodo (Escenario 2)	- 68 -
Figura 7.3: Composición del parque al final del periodo (Escenario 3)	- 69 -
Figura 7.4: Composición del parque al final del periodo (Escenario 4)	- 70 -
Figura 7.5: Composición del parque al final del periodo (Escenario 5)	- 71 -
Figura 7.6: Composición del parque al final del periodo (Escenario 6)	- 72 -
Figura 7.7: Costo de operación anual (Escenario 1)	- 74 -
Figura 7.8: Composición del parque al final del periodo (Escenario 1)	- 75 -
Figura 7.9: Costo de operación anual (Escenario 2)	- 76 -
Figura 7.10: Composición del parque al final del periodo	- 77 -
Figura 7.11: Costo de operación anual (Escenario 3)	- 78 -
Figura 7.12: Composición del parque al final del periodo (Escenario 3)	- 79 -
Figura 7.13: Costo de operación anual (Escenario 4)	- 80 -
Figura 7.14: Composición del parque al final del periodo (Escenario 4)	- 81 -
Figura 7.15: Costo de operación anual (Escenario 5)	- 82 -
Figura 7.16: Composición del parque al final del periodo (Escenario 5)	- 83 -
Figura 7.17: Costo de operación anual (Escenario 6)	- 84 -
Figura 7.18: Composición del parque al final del periodo (Escenario 6)	- 85 -

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Definición de las reservas operativas.....	- 18 -
Tabla 3.1: Características de las tecnologías del SEP	- 35 -
Tabla 4.1: Unidades de generación disponibles (escenario 1, 3 y 5).....	- 47 -
Tabla 4.2: Nivel de demanda (escenario 1, 3 y 5).....	- 48 -
Tabla 4.3: Costo de inversión por tecnología (escenario 1, 3 y 5)	- 49 -
Tabla 4.4: Parque existente (escenario 2, 4 y 6).....	- 49 -
Tabla 4.5: Unidades de generación disponibles (escenario 2, 4 y 6).....	- 50 -
Tabla 4.6: Nivel de demanda (escenario 2, 4 y 6).....	- 50 -
Tabla 4.7: Costo de inversión por tecnología (escenario 2, 4 y 6)	- 51 -
Tabla 4.8: Costos totales (inversión + operación) para todo el horizonte (en MMUS\$)	- 55 -
Tabla 7.1: Costo total y de operación (Escenario 1).....	- 67 -
Tabla 7.2: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 1)	- 68 -
Tabla 7.3: Costo total y de operación (Escenario 2).....	- 68 -
Tabla 7.4: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 2)	- 69 -
Tabla 7.5: Costo total y costo de operación (para todo el horizonte) (Escenario 3)	- 69 -
Tabla 7.6: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 3)	- 70 -
Tabla 7.7: Costo total y de operación (para todo el horizonte) (Escenario 4).....	- 70 -
Tabla 7.8: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 4)	- 71 -
Tabla 7.9: Costo total y de operación (Escenario 5).....	- 71 -
Tabla 7.10: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 5)	- 72 -
Tabla 7.11: Costo total y de operación (Escenario 6).....	- 72 -
Tabla 7.12: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 6)	- 73 -
Tabla 7.13: Costo total y de operación (Escenario 1).....	- 74 -
Tabla 7.14: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 1)	- 75 -

Tabla 7.15: Costo total y de operación (Escenario 2).....	- 76 -
Tabla 7.16: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 2)	- 77 -
Tabla 7.17: Costo total y de operación (Escenario 3).....	- 78 -
Tabla 7.18: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 3)	- 79 -
Tabla 7.19: Costo total y de operación (Escenario 4).....	- 80 -
Tabla 7.20: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 4)	- 81 -
Tabla 7.21: Costo total y de operación (Escenario 5).....	- 82 -
Tabla 7.22: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 5)	- 83 -
Tabla 7.23: Costo total y de operación (Escenario 6).....	- 84 -
Tabla 7.24: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 6)	- 85 -

1 Introducción

1.1 Motivación

El desarrollo más limpio y económico de los sistemas interconectados nacionales a través de la integración cada vez más fuerte de energías renovables no convencionales (y la consecuente disminución de la generación térmica) es la principal motivación que inspira este trabajo de título.

Estudios previos de planificación de la expansión de SEP (Sistemas Eléctricos de Potencia) (desarrollados en el Centro de Energía del Departamento de Ingeniería Civil Eléctrica) dan cuenta de las dificultades técnicas que se deben enfrentar a la hora de considerar altas penetraciones de ERNC (especialmente la energía eólica, que es en la que se enfoca este trabajo). Asimismo, dejan de manifiesto que las herramientas que se utilizan hoy en día para dichos ejercicios (como el software RoLT [1] que se usa en este estudio) presentan tiempos de simulación intratables cuando se aplican en SEP reales y se consideran restricciones de predespacho (relevantes a la hora de considerar la energía eólica).

Entre los muchos aspectos que se deben considerar cuando la penetración de energía eólica en un SEP es alta, las reservas asoman como primordiales ya que permiten lidiar con las fluctuaciones inherentes del recurso y evitar así desbalances entre la generación y la carga. En ese sentido y dentro de la clasificación que se hace de éstas (tanto en Chile [2] como en Europa [3]), la reserva secundaria es la que más se ve afectada, dada las escalas de tiempo que considera (entre 1 y 10 minutos) y la ventana en que se presentan las variaciones importantes de la generación eólica [4].

Los criterios que actualmente utilizan los CDEC (Centros de Despacho Económico de Carga) en Chile para calcular los requerimientos de reserva secundaria en la operación no consideran de manera específica la energía eólica (tal como se describe en la sección Marco Teórico). En tanto, en la planificación de los SEP no existen criterios únicos ni estructurados para determinar la reserva secundaria.

Estas deficiencias motivan abordar en este trabajo el tema de la reserva secundaria (específicamente en la planificación) y proponer una modelación que considere una alta penetración de energía eólica (denominada en el trabajo como una restricción de flexibilidad).

Además se debe apuntar que el trabajo se enmarca dentro del proyecto FONDECYT “Power Balancing Service and Up-Powering in Hydrothermal Systems for High Penetration of Wind Power”.

1.2 Objetivo general

El objetivo principal de este trabajo es disponer de una propuesta de modelación de los requerimientos de reserva secundaria en un sistema eléctrico con alta penetración de energía eólica, con el fin de que sea incorporada a la tarea de planificación de la expansión.

1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos de la memoria se resumen en los siguientes puntos:

- Dar cuenta de las diversas clasificaciones que se hacen a nivel mundial de los tipos de reserva y la función de cada una.
- Estudiar e identificar los criterios que se utilizan en distintas partes del mundo para calcular los requerimientos de reserva secundaria.
- Hacer un diagnóstico con el software de planificación RoLT respecto a las diferencias entre simular considerando las restricciones de predespacho y hacerlo sin éstas.
- Proponer una restricción de flexibilidad (en el modelo del software RoLT) en lugar de un criterio para el cálculo de la reserva secundaria, con el fin de solucionar las deficiencias evidenciadas por el diagnóstico.
- Proponer mejoras a la restricción de flexibilidad propuesta, de acuerdo a los resultados obtenidos

1.4 Alcances

Lo desarrollado en este trabajo se basa en el software de planificación RoLT, que como se detalla en el capítulo de metodología, considera simplificaciones (como el uso de los días o escenarios “típicos”), que condicionan la validez de los resultados que se obtienen, sobre todo a la hora de considerar la integración masiva de energías renovables intermitentes, por los fenómenos de cortos plazo que se ven involucrados en la operación del sistema. Es por ello que, si bien se toma como referencia en estos ejercicios (como caso ideal u óptimo) el caso con restricciones de predespacho activadas, se debe tener en cuenta que podría inducir a errores (por las simplificaciones mencionadas anteriormente), por lo que se hace necesario profundizar en el estudio de la operación del sistema con herramientas de corto plazo que permitan contrastar los resultados obtenidos, cuestión que se deja propuesta para futuros trabajos.

Se deja fuera de los alcances del presente trabajo un estudio dinámico de la operación de los sistemas eléctricos. Tampoco se propone una modelación de la potencia eólica. Dicha variable se considera como insumo de entrada para el modelo a desarrollar.

1.5 Estructura de la memoria

El presente trabajo de título se estructura en cinco capítulos (más la sección de Bibliografía y Anexos) que se describen a continuación.

El capítulo 2, denominado Marco teórico, establece las bases teóricas y aquellos elementos que se utilizan más adelante en el desarrollo del trabajo. Incluye una descripción del problema de planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, haciendo hincapié en la relevancia de incluir las restricciones de predespacho. Asimismo se describen los requerimientos de reserva de un sistema eléctrico y se revisa la clasificación que se hace de la reserva secundaria tanto en Norte América como en Europa y Chile. Se incluye una revisión del impacto que tiene la generación eólica en la operación de los sistemas eléctricos, donde se concluye que es la reserva secundaria la que se ve más afectada. Por ello se revisan los criterios más utilizados a la hora de calcular los requerimientos de dicha reserva.

El tercer capítulo describe la metodología utilizada en el desarrollo de este trabajo. En primer lugar se detalla la herramienta computacional RoLT utilizada para realizar las pruebas y simulaciones necesarias para obtener los resultados (programa de planificación desarrollado por el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile). A continuación se presentan los datos de

entrada y los escenarios elegidos para simular. En seguida, se detallan las distintas etapas de simulación correspondientes a una de verificación y otra que incluye la restricción de flexibilidad. Finalmente se explica la etapa de análisis comparativo que busca contrastar los resultados de las etapas de simulación previas.

El capítulo 4 detalla los resultados obtenidos, en términos de los costos de operación en todo el horizonte de evaluación y del parque de generación resultante de cada ejercicio, tanto para la etapa de verificación como para aquella que integra la restricción de flexibilidad propuesta. Se incluye también un análisis del desempeño computacional para comprobar la efectividad (en términos de ser menos costoso en tiempo de simulación) de la restricción propuesta.

Finalmente, el último capítulo presenta las conclusiones y aprendizajes que se obtienen de todo el desarrollo realizado en este documento, en términos de la eficacia de la propuesta, así como las ideas que se dejan propuestas para futuros trabajos, en vistas de mejorar el trabajo realizado.

La sección Bibliografía detalla todas las fuentes bibliográficas (libros, páginas web, papers, estudios) revisadas a lo largo de este trabajo.

En Anexos se encuentra información adicional a lo expuesto en los capítulos, específicamente tablas de resultados que complementan los análisis realizados.

2 Marco teórico

El trabajo desarrollado se enmarca dentro de lo que es la planificación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Por ello el capítulo de marco teórico comienza con una descripción general del problema de planificación y de la relevancia que tiene el incluir en éste las restricciones propias del predespacho, cuando se trata de sistemas con alta penetración eólica.

La propuesta metodológica que se expone en este trabajo busca, a través de una restricción de flexibilidad, condensar los fenómenos de corto plazo (representados por las restricciones de predespacho). Dicha restricción tiene directa relación con la forma en que se calcula el requerimiento de reserva secundaria en el modelo de planificación utilizado. Por ello en esta sección se incluye un apartado sobre los requerimientos de reserva de un SEP, que incluye la clasificación que se hace de las reservas en distintas partes del mundo y cómo se ve afectada la determinación de las mismas cuando se considera la generación eólica.

2.1 Planificación de la expansión de sistemas eléctricos de potencia (SEP)

Los modelos clásicos de planificación consideran simplificaciones en el cálculo de los costos de operación que ignoran detalles como los costos de partida y parada de las centrales térmicas, reservas operativas y los gradientes máximos de subida y bajada. Sin embargo, con el aumento de la penetración de energías renovables variables, la carga neta que se debe satisfacer con las centrales convencionales se hace menos predecible y se hace necesario considerar los fenómenos asociados al predespacho en los modelos de planificación.

En el apartado siguiente se describe un modelo uninodal de planificación para un sistema térmico (dado el software que se utiliza en este trabajo) que integra los fenómenos asociados al predespacho. También se justifica la relevancia de considerarlos cuando la penetración de energías renovables variables es alta. Las referencias utilizadas para describir el modelo son [5] y [1].

2.1.1 Función objetivo

$$\min \sum_{s=1}^{NS} \pi^s \left(\sum_{t=1}^{NT} \left[\sum_{p=1}^{NP} C_{pts}^{Op} + \sum_{g=1}^{NG} [C_{gts}^{Op} + C_{gts}^{Start} + C_{gts}^{Stop}] + C_{t,s}^{ENS} \right] \right) + \sum_{g=1}^{NG} C_g P_{max,g} GX_{gt} + \sum_{p=1}^{NP} IC_p P_{max,p} GX_{pt}$$

Donde π^s es la probabilidad de ocurrencia del escenario s ; $C_{t,p,s}^{Op}$ es el costo de operación del parque eólico p durante el periodo t y en el escenario s ; $C_{t,g,s}^{Op}$ es el costo de operación de la unidad generadora g , durante el periodo t y en el escenario s .

$C_{t,g,s}^{Start}$ y $C_{t,g,s}^{Stop}$ es el costo de partida y parada (respectivamente) de la unidad generadora g durante el periodo t y en el escenario s .

$C_{t,s}^{ENS}$ es el costo de la energía no servida durante el periodo t y en el escenario s .

IC_g es el costo de inversión de la unidad g , $P_{max,g}$ es la potencia instalada de la unidad g y GX_{gt} es el estado de instalación de la unidad candidata g en el periodo de planificación t .

IC_p es el costo de inversión de la unidad eólica p , $P_{max,p}$ es la potencia instalada de la unidad eólica p y GX_{pt} es el estado de instalación de la unidad eólica candidata p en el periodo de planificación t .

Como se observa, se tienen costos separados en cada escenario debido a que la operación del sistema en cada uno es distinta. Así los costos asociados a cada escenario se ponderan por la probabilidad respectiva, y entonces la función objetivo a minimizar corresponde en realidad al valor esperado de la suma para todos los escenarios considerados.

2.1.2 Índices

- t : periodo de planificación ($t \in [1, NT]$).
- g : unidad de generación térmica ($g \in [1, NG]$).
- s : escenario posibles considerados ($s \in [1, NS]$).
- p : unidades de generación eólica ($w \in [1, NP]$).

2.1.3 Restricciones

A continuación se describen las restricciones más relevantes del modelo de planificación y se distinguen aquellas propias del predespacho (que se integran al modelo clásico de planificación).

2.1.3.1 Planificación

- **Estado de instalación de las nuevas unidades de generación y de “encendido” o “apagado”**

$$GX_{g(t-1)} \leq GX_{gt}$$

$$I_{gts} \leq GX_{gt}$$

- **Función de costo de las unidades térmicas**

En este modelo se utiliza una representación lineal de los costos de operación de las unidades de generadoras. Este costo depende del costo del combustible (FC_g), del consumo específico (HR_g) y de los costos variables no combustibles ($CVNC_g$).

$$\beta_g = FC_g \cdot HR_g + CVNC_g$$

$$C_{gts}^{Op} = \beta_g \cdot P_{gts} \cdot \Delta$$

Donde P_{tgs} es la potencia generada por la unidad g durante el periodo t y en el escenario s ; y Δ es la duración de cada intervalo t (en horas).

- **Condiciones de contingencia**

$$CENS_{ts} = EENS_{ts} \times VOLL$$

$$EENS_t \leq EENS^{max}$$

$$EENS_t = \sum_s (PR(Z_{ts}) EC_{ts})$$

$$EC_{ts} = \begin{cases} D_t - (GL_{ts} - Z_{ts}), & \text{si } D_{ts} > GL_{ts} - Z_{ts} \\ 0, & \text{en cualquier otro caso} \end{cases}$$

$$GL_{ts} = \sum_{g=1}^{NG} P_{gts}^{max} + \sum_{p=1}^{NP} P_{pts}^{max}$$

Donde $EENS_t$ es la energía no servida esperada en el periodo de planificación t , $PR(Z_{ts})$ es la probabilidad de salida forzada de Z_{ts} MW en el periodo de planificación t y en el escenario s , EC_{ts} es la energía no generada dada la salida forzada. Además D_t es la demanda del sistema en el periodo de planificación t , GL_{ts} es la capacidad total de generación del sistema.

- **Balance de potencia**

$$\sum_{g=1}^{NG} P_{gts} I_{gts} + \sum_{w=1}^{NW} P_{wts} I_{wts} = D_{ts}$$

2.1.3.2 Predespacho

- **Costos de partida y parada**

Para una unidad térmica, los costos asociados al proceso de partida dependen de los tiempos que han permanecido fuera de servicio hasta que entran en operación, lo que está directamente relacionado con los ciclos térmicos involucrados.

- **Límites de capacidad máxima, mínima y reserva en giro**

La potencia generada por cada unidad debe respetar los límites de capacidad de potencia máxima y mínima (mínimo técnico). Además, dentro de estos límites debe considerarse la reserva secundaria en giro (tanto de subida como de bajada). Así el límite de potencia queda expresado por las siguientes inecuaciones:

$$P_{gts} + SR_{gt}^{UP} \leq u_{gts} \cdot \overline{P_{gt}} \quad \forall t, g$$

$$P_{gts} - SR_{gt}^{DN} \geq u_{gts} \cdot \underline{P_{gt}} \quad \forall t, g$$

Donde P_{gts} es la potencia generada por la unidad g , durante el periodo t en el escenario s ; SR_{gt}^{UP} y SR_{gt}^{DN} son la reserva secundaria, de subida y bajada respectivamente, disponible en la unidad g durante el periodo t ; u_{gt}^s representa el estado de encendido/apagado de la unidad generadora g durante el periodo t y en el escenario s ; $\overline{P_{gt}}$ y $\underline{P_{gt}}$ son la potencia máxima y mínima (respectivamente) de la unidad g durante el periodo t .

Los parámetros $\overline{P_{gt}}$ y $\underline{P_{gt}}$ si bien son constantes en cada periodo t , pueden cambiar de valor entre periodos debido a limitaciones en el combustible utilizado, disponibilidades, limitaciones por temperatura, etc.

- **Requerimientos de reserva**

- Reserva primaria

En este modelo se considera que todas las unidades de generación deben aportar con reserva primaria para el control de frecuencia, con montos máximos preestablecidos para cada una (en función de sus características técnicas).

El requerimiento de reserva primaria es constante, y se mantiene igual para todos los escenarios con el objetivo de mantener un margen de seguridad ante todos ellos.

- Reserva secundaria

El requerimiento de reserva secundaria es un parámetro dentro de la optimización pudiendo tomar un valor constante o variable (por ejemplo si se hace dependiente de la demanda o la generación eólica).

El aporte de las unidades a la reserva secundaria no es necesariamente el margen entre su capacidad máxima y la consigna de potencia. Por ejemplo, para las unidades de partida rápida, que en general corresponden a unidades más pequeñas, se establece un monto máximo (que puede ser incluso cero). Además, es necesario que el aporte sea entregado al sistema dentro de un tiempo definido, por lo que cada unidad queda restringida por su tasa de toma de carga.

- Reserva terciaria

En general se considera que las unidades que pueden aportar a los requerimientos de reserva terciaria son aquellas que no están en servicio y que tienen tiempos de partida menores a 15 minutos. En este modelo se considera que solo las unidades de partida rápida pueden aportar a este requerimiento.

- **Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio**

Este modelo considera una restricción que representa el tiempo mínimo que debe permanecer encendida una unidad, desde que alcanza el mínimo técnico, dependiendo del tipo de tecnología y el tamaño de la central en cuestión. Asimismo, existe una restricción para modelar el tiempo que debe permanecer una unidad fuera de servicio, luego que salió de operación.

- **Tasas de toma de carga**

Existen restricciones en este modelo que representan las limitaciones de cada unidad para aumentar o reducir su consigna de generación, que se denominan gradientes de subida y de bajada, y que se describen a continuación.

- **Gradiente de subida**

Representa la capacidad para tomar carga, y su valor se expresa en MW/min.

- **Gradiente de bajada**

Representa la capacidad de botar carga, y su valor se expresa en MW/min.

2.1.4 Simplificaciones

El problema de optimización descrito anteriormente imputa una alta carga computacional al combinar el problema de planificación con el de predespacho. Esto pues simultáneamente se debe considerar largos horizontes de tiempo y a la vez tomar decisiones de inversión en un amplio espacio de opciones.

Por ejemplo si se desea planificar un sistema desde cero (greenfield planning) con un máximo de 100 generadores, existen $3^{100} = 5,1 \cdot 10^{47}$ configuraciones posibles para cada intervalo de tiempo, por las 3 opciones que hay para cada generador: no se construye, se construye y se enciende, o se construye y está apagado.

A raíz de esto es que se utilizan técnicas para reducir la carga computacional. Por ejemplo los bloques o periodos de tiempo con que se simula tienen escala de una hora.

Además normalmente lo que se hace es ordenar de mayor a menor la carga de un día (o mes, dependiendo la resolución que se elija) en una curva que se denomina “curva de duración de carga”. En la Figura 2.1 se puede apreciar una curva de duración de carga.

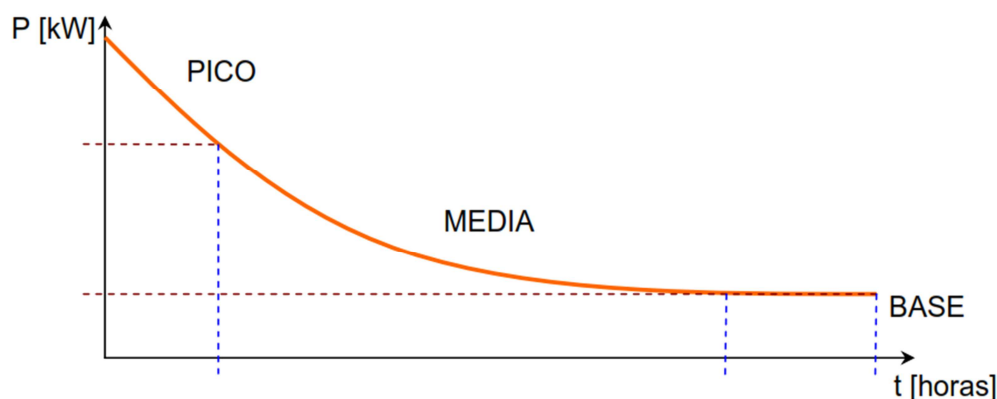


Figura 2.1: Curva de duración de carga [6]

El área bajo la curva de duración de carga representa la energía demandada por el sistema en cada hora. Permite, en la resolución del problema de planificación, ir llenando la demanda con la generación de las centrales desde aquellas que se consideran de “base” hasta las que se utilizan en los “picos” de consumo.

Las centrales de base son aquellas que suministran la mayor parte de la energía en forma permanente. Normalmente las unidades a carbón se consideran de base por lo barato del combustible. Las centrales de pico son aquellas que permiten cubrir la demanda en horas peak. Normalmente se trata de unidades pequeñas con costo operativo alto. Las centrales de media son aquellas que no se utilizan ni de base ni de pico.

Una de las desventajas que presenta la modelación de la carga a través de la curva de duración es que se pierde la cronología. Es decir, los bloques contiguos no son necesariamente consecutivos dentro de un día. Este detalle cobra relevancia cuando se considera una alta penetración de energía eólica debido a que las variaciones en la potencia de las unidades pueden ser muy relevantes entre un bloque y otro (de acuerdo a lo que se expone en la sección siguiente).

Es por esto que se han realizado mejoras a la técnica de la curva de duración de carga, como la implementada en el software RoLT (que se utiliza en las simulaciones

de este trabajo) que si bien considera la simplificación de los bloques horarios, no los ordena de mayor a menor sino que mantiene el orden cronológico.

Otro ejemplo de simplificación del problema de planificación es la representación de un año completo a través de los denominados “días típicos”, los cuales buscan:

- Representar las dinámicas/restricciones de la operación de corto plazo.
- Mantener los tiempos de simulación en valores razonables.
- Mantener una representatividad de las dinámicas estacionales de los parámetros de entrada relevantes (generación horaria ERNC, demanda).

Las variables que definen en forma particular cada una de estas ventanas de tiempo son: perfil de demanda, unidades de generación disponibles para la operación y los perfiles de generación eólica (pudiendo también incluir aquellos de generación fotovoltaica, si se decide incluir dicha tecnología en los estudios).

2.1.5 Impacto de las restricciones de predespacho en la planificación de SEP

En [7] se muestran simulaciones de planificación integrada con el predespacho, realizadas en un SEP de prueba basado en el sistema ERCOT (Electric Reliability Council of Texas). Los resultados sugieren que incorporar las restricciones de corto plazo en la planificación de la expansión puede tener importantes efectos en el mix de generación óptimo.

Por ejemplo si se simula un caso con un valor de operación alto para el carbón y con los métodos tradicionales de planificación (sin considerar las restricciones de predespacho) se incentiva la construcción de centrales nucleares. En contraste si dicho caso se simula con el método integrado de planificación y predespacho, solo se construye la mitad de las centrales nucleares, y la potencia restante es suministrada por las centrales de ciclo combinado y carbón, relativamente más flexibles.

Es más, si se toma como referencia el parque de generación que resulta del ejercicio de planificación tradicional, éste no posee la suficiente flexibilidad para cumplir con la restricción de emisiones impuesta al carbón ni con aquella que impone un mínimo de generación en base a energías renovables. Además dado que resulta un mix de generación sub-óptimo se incurre en un sobre costo operacional que puede llegar a un 17 %.

2.2 Requerimientos de reserva de un SEP

Los requerimientos de reserva en un sistema eléctrico les permiten a los operadores mantener el balance entre generación y carga a través de las acciones de control de frecuencia.

A continuación se describe en detalle la regulación de frecuencia y la clasificación de las reservas en los sistemas interconectados más importantes del mundo. Finalmente se expone el impacto que tiene en la operación (y específicamente en la definición de los requerimientos de reserva) una alta penetración de energía eólica.

2.2.1 Regulación de frecuencia

En un SEP si se mantiene un equilibrio global entre la potencia mecánica que las turbinas entregan a sus generadores asociados y la potencia eléctrica que consumen las cargas y la red, todas las unidades generadoras giran a la velocidad de consigna manteniendo la frecuencia en la nominal del sistema (50 Hz).

Sin embargo este equilibrio se ve perturbado constantemente debido a la inherente naturaleza estocástica de la demanda y la generación variable, o bien ante perturbaciones mayores que pueden afectar al sistema. Dichos desequilibrios se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Pequeñas variaciones rápidas: ocurren en el marco de segundos y se originan debido a la entrada y salida aleatoria de consumos
- Pequeñas variaciones lentas: ocurren en el marco de los minutos u horas y corresponden a variaciones sostenidas de la demanda agregada.
- Grandes perturbaciones: corresponden típicamente a desconexiones intempestivas de unidades generadoras o grandes consumos.

Las perturbaciones antes mencionadas se manejan mediante el control de frecuencia. De acuerdo a la política de operación de la UCTE (Union of the Coordination of Transmission of Electricity) [8] se definen tres acciones de control: primario, secundario y terciario. En la Figura 2.2 se puede apreciar la ventana de tiempo que considera cada tipo de regulación.

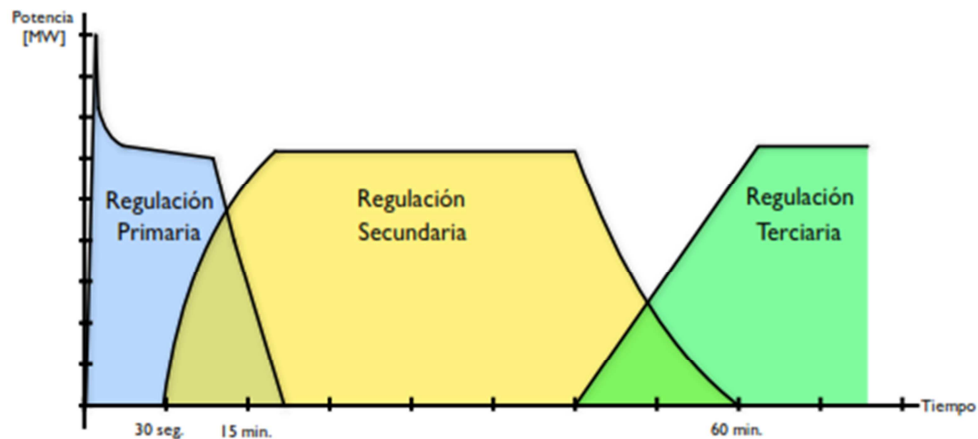


Figura 2.2: Etapas de la regulación de frecuencia [8]

A continuación, se detalla cada tipo de regulación de frecuencia.

- **Regulación primaria**

Corresponden a las acciones de control proporcional que permiten acotar las desviaciones de frecuencia (frente a perturbaciones en el equilibrio) con un tiempo de respuesta de pocos segundos.

La constante de proporcionalidad se define como el inverso del estatismo de una máquina y es la que caracteriza esta acción. Permite ajustar la variación en la potencia mecánica entregada por una turbina respecto de variaciones en la velocidad angular del rotor de la unidad.

El principal objetivo de la regulación primaria es restablecer el equilibrio generación-demanda, independiente de la tarea de asignación económica de los recursos.

- **Regulación secundaria**

La función de la regulación secundaria de frecuencia es restaurar y mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal. Este control se lleva a cabo mediante la modificación de las consignas de potencia activa de las unidades asignadas para responder.

A diferencia del control primario, su acción es lenta y coordinada, tomando en cuenta características de las unidades como por ejemplo su velocidad de respuesta. Su rango de acción abarca desde los segundos hasta varios minutos después de una contingencia.

- **Regulación terciaria**

La acción del control secundario de frecuencia implica una desviación respecto de la asignación económica de recursos, situación que se regula con el control terciario.

De acuerdo a la UCTE se le denomina control terciario de frecuencia a cualquier cambio automático o manual en el punto de operación de generadores o cargas con el fin de garantizar la provisión de una adecuada reserva para el control secundario y distribuirla de la mejor manera posible en términos económicos. Para ello se considera la conexión y desconexión de unidades generadoras, la redistribución de la generación que está aportando en la regulación secundaria y acciones sobre los consumos tal como la desconexión automática de carga.

2.2.2 Clasificación de reservas

A nivel mundial no existe una única clasificación de las reservas de un SEP, sino que más bien depende de las políticas y criterios de operación del ente correspondiente en cada país. Es por ello que a continuación se presentan las nomenclaturas, funciones y formas de cálculo que se utilizan en los sistemas interconectados más importantes del mundo. Se hace referencia primero a lo convenido en Estados Unidos, luego a lo utilizado en la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión (ENTSO-E) y

finalmente a lo definido en el Sistema Interconectado Central (SIC) chileno (como referencia de lo que se hace en Chile).

2.2.2.1 Clasificación de Norte América

En la Figura 2.3 se muestra cómo se utilizan las reservas de manera coordinada ante una “emergencia”, según el procedimiento norteamericano. Como se puede apreciar existen diversas categorías (de reservas), las cuales varían según el tiempo de respuesta y el lapso que pueden permanecer operando.

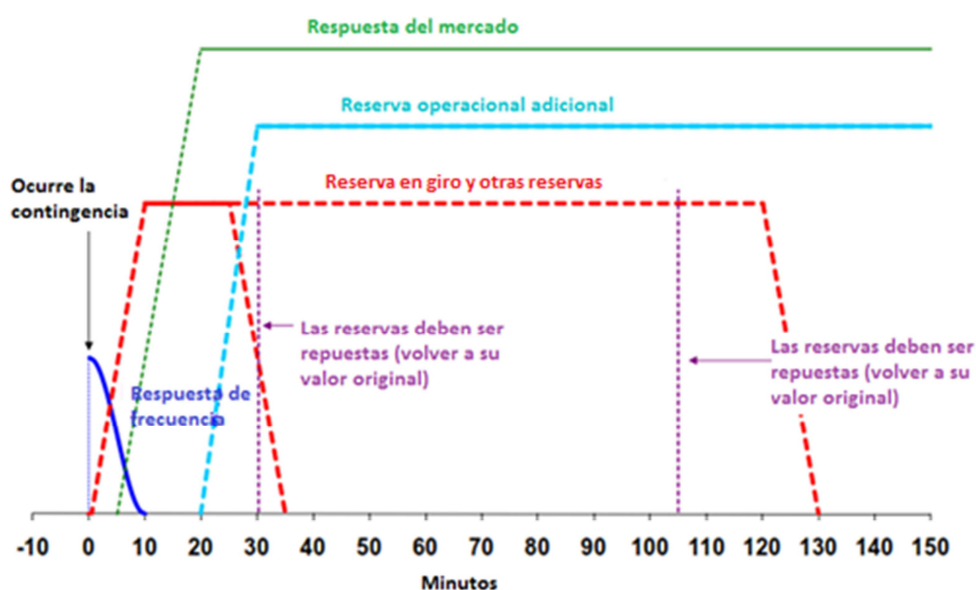


Figura 2.3: Clasificación de las reservas en Norte América [3]

La caracterización de las diversas reservas operativas adoptada en el documento [3] se puede observar en el esquema de la Figura 2.4, y la descripción de las mismas en la Tabla 2.1. Con el fin de evitar ambigüedades, se ha decidido mantener las definiciones en inglés originales de la referencia.

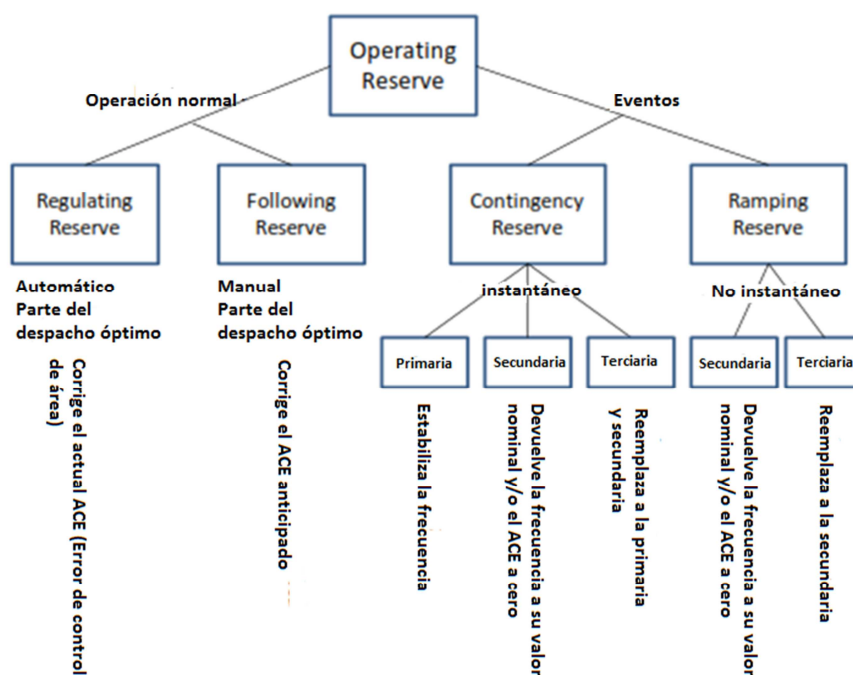


Figura 2.4: Esquema de las categorías de reservas operativas [3]

Nombre	Uso
Operating Reserve	Toda capacidad disponible para contribuir al balance de potencia activa.
Non-event Reserve	Capacidad disponible para el balance de potencia activa en condiciones normales o que ocurren normalmente.
Regulating Reserve	Capacidad disponible para corregir el desbalance del momento; requiere una respuesta automática centralizada.
Following Reserve	Capacidad disponible para corregir un desbalance futuro anticipado; no requiere una respuesta automática centralizada.
Event Reserve	Capacidad disponible durante eventos infrecuentes que son más severos que el normal balance de potencia.
Contingency Reserve	Capacidad disponible para corregir desbalances instantáneos.
Ramping Reserve	Capacidad disponible para corregir desbalances no instantáneos.
Primary reserve - Contingency	Reserva que responde automáticamente a desbalances instantáneos y estabiliza la frecuencia del sistema.
Secondary reserve - Contingency	Reserva que no responde automáticamente a desbalances instantáneos y estabiliza la frecuencia del sistema.
Tertiary reserve - Contingency	Reserva que reemplaza a la primaria y secundaria, para dejarlas disponibles ante una nueva contingencia.
Secondary reserve - Ramping	Reserva que corrige la frecuencia a la nominal y/o hace el ACE (error de control de área) cero.
Tertiary reserve - Ramping	Reserva que reemplaza a la secundaria para dejarla disponible ante un nuevo evento.

Tabla 2.1: Definición de las reservas operativas

- *Reservas de regulación (Regulating Reserves)*

Es aquella que cubre los cambios rápidos y más frecuentes en la carga y la generación, los cuales provocan desbalances de energía. Se utiliza para corregir las diferencias dentro de un periodo que ha sido programado para el intervalo más corto del despacho económico.

En muchos sistemas aislados (*isolated*) como el del Reino Unido e Irlanda, esta reserva la proveen la respuesta de los reguladores de las unidades de generación. En los grandes sistemas interconectados, con múltiples regiones de balance, como Norte América o Europa Continental, existen unidades con Control Automático de Generación (AGC) con el que pueden ser despachadas automáticamente por el operador del centro de control.

- *Reservas de seguimiento (Following Reserves)*

Estas reservas son muy similares a las de regulación, pero en una escala de tiempo más lenta. Se utilizan para acomodar la variabilidad y la incerteza que ocurre en condiciones normales. Representan los movimientos que se reflejan en el despacho económico para corregir desbalances que ocurrirán en el futuro.

- *Reservas de contingencia (Contingency Reserves)*

A diferencia de las reservas de regulación o de seguimiento, las de contingencia se utilizan para eventos repentinos que no son comunes, como grandes pérdidas de suministro (ya sea debido a fallas en la generación como en las líneas de transmisión) y/o de carga.

La Figura 2.5 ilustra la respuesta típica ante una pérdida de una unidad de generación grande. Inmediatamente después de ocurrido el evento, la inercia de las máquinas síncronas entrega (o absorbe) las diferencias de energía. Acto seguido, los reguladores de los generadores perciben el cambio en la frecuencia y responden entregando más o menos energía de acuerdo a la excursión de frecuencia.

La respuesta inercial y de los reguladores corresponde a la Reserva Primaria, y permite estabilizar la frecuencia del sistema. Sin embargo, es necesario devolver la misma a su valor nominal, lo que se hace con la reserva secundaria. La reserva

terciaria se obtiene de las unidades que no están conectadas, y permite remplazar a la primaria y secundaria para retornar a los valores originales de reserva para poder responder ante un nuevo evento.

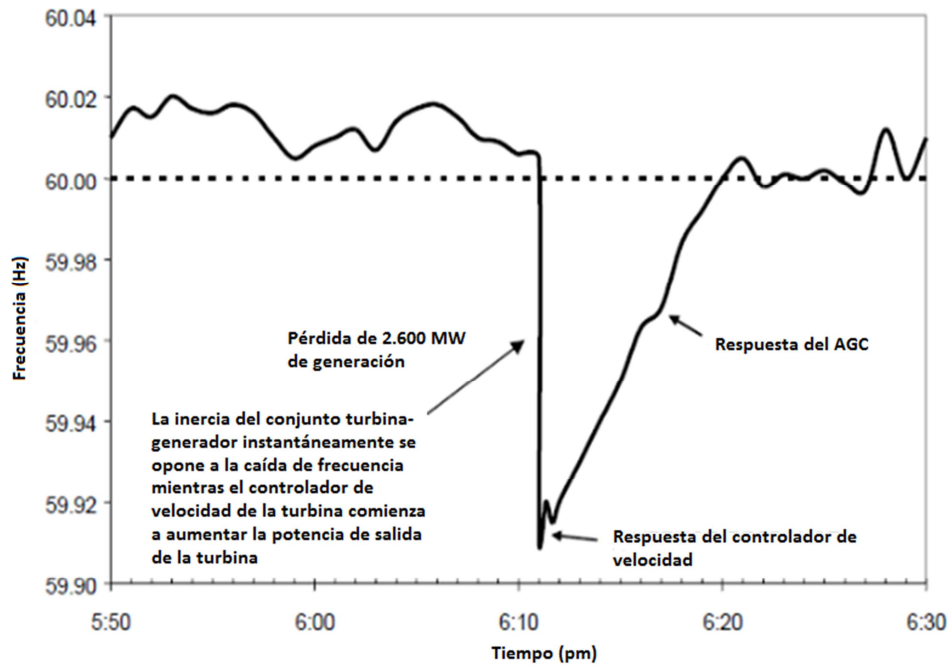


Figura 2.5: Ejemplo de un evento de contingencia y la respuesta típica [3]

- *Reservas de “rampeo” (Ramping Reserves)*

Este tipo de reserva se utiliza para eventos severos que no son instantáneos, y que en general se relacionan con la no predictibilidad del viento y la energía solar. En la Figura 2.6 se puede observar un evento correspondiente a una rampa descendente de la energía del viento (y por tanto un aumento en la *carga neta*¹). A diferencia de las contingencias descritas en la categoría anterior, la caída en la generación eólica es mucho más lenta (2 horas), por lo que no se necesitan recursos para responder automáticamente, sino que basta con respuestas manuales.

¹ El término *carga neta* hace referencia al cálculo de la carga como la resta entre la demanda y la generación eólica.

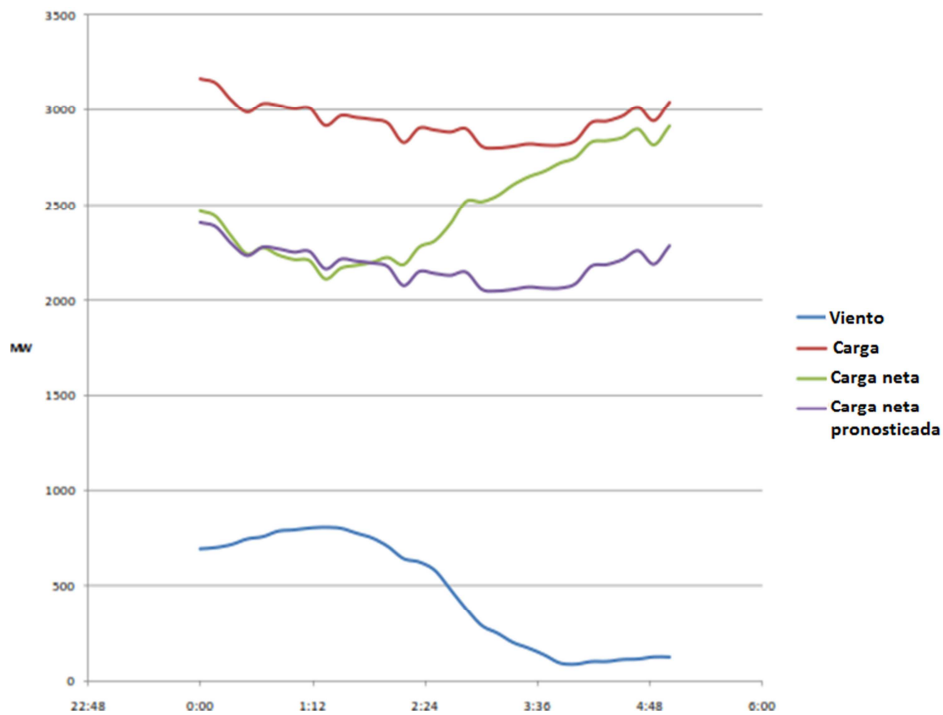


Figura 2.6: Ejemplo de una contingencia no instantánea [3]

2.2.2.2 Clasificación en Europa (ENTSO – E)

La Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión (ENTSO – E) se puso en funcionamiento en julio de 2009, y coordina la seguridad, los mercados y la sustentabilidad de los 42 operadores de los sistemas de transmisión en Europa. Los grupos regionales se basan en las interconexiones síncronas, y se pueden ver en la Figura 2.7.

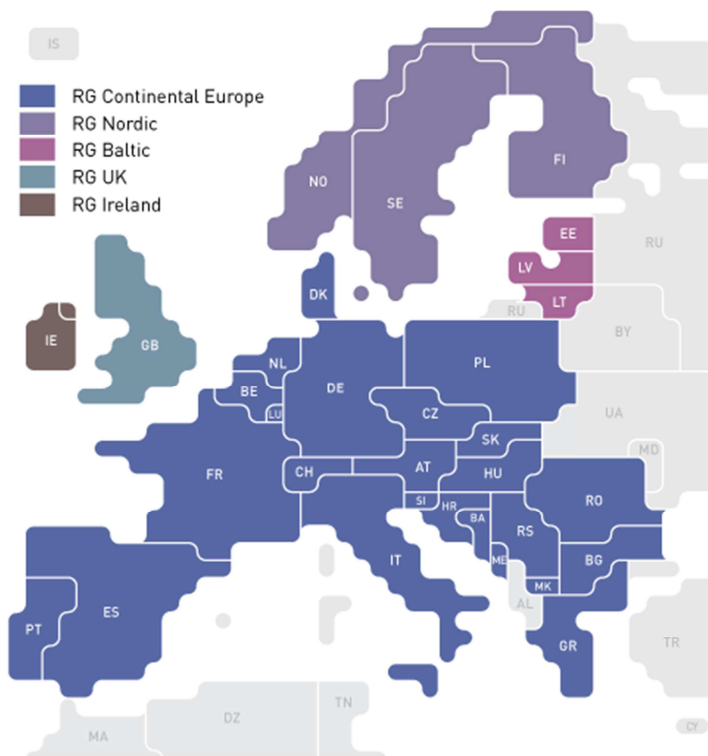


Figura 2.7: Interconexiones europeas bajo la ENTSO - E [3]

En esta red las acciones de control de frecuencia se organizan en etapas sucesivas dependientes unas de otras. Se distingue un control primario, uno secundario y uno terciario. El esquema de la Figura 2.8 ilustra cómo se relaciona uno con otro.

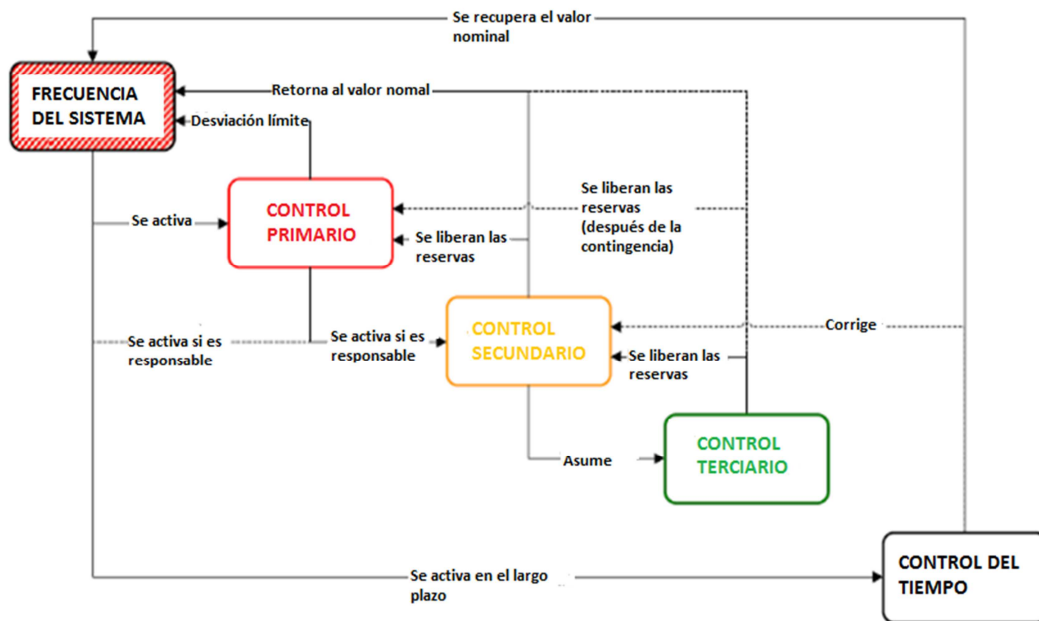


Figura 2.8: Esquema de las etapas del control de frecuencia (ENTSO –E) [8]

En cuanto al tiempo de acción, las diferentes reservas cubren distintas ventanas de tiempo, de acuerdo a lo que muestra la Figura 2.9.

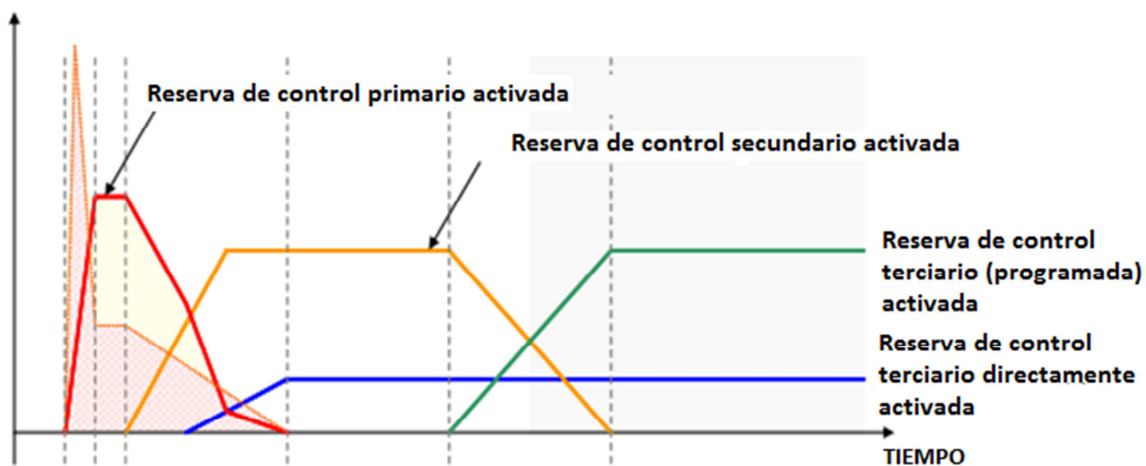


Figura 2.9: Esquema de activación de reservas (ENTSO-E) [8]

La función y características de cada tipo de reserva corresponden a las descritas previamente en la subsección 2.2.1 Regulación de frecuencia.

2.2.2.3 Clasificación en Chile: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS y CS) [9]

En los incisos 25), 27), 66) y 67) del artículo 1-7 de la NTS y CS, se definen el *Control Primario de Frecuencia (CPF)*, el *Control Secundario de Frecuencia (CSF)*, la *reserva primaria* y la *reserva secundaria* de acuerdo a:

- *CPF*: acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un sistema interconectado a través de equipos instalados en las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción y/o a través de Equipos de Compensación de Energía Activa.
- *CSF*: acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de velocidad de las unidades generadoras y/o Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestas para tal fin. El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible durante 30 minutos. Es función del CSF restablecer la frecuencia del sistema interconectado en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.
- *Reserva primaria*: reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del sistema interconectado.
- *Reserva secundaria*: reserva destinada a compensar, durante periodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones reales de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del sistema interconectado.

La NTS y CS establece que la Dirección de Operación del CDEC-SIC² debe realizar un estudio denominado “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, con una periodicidad al menos anual. En el Título 6-8 de la norma se establecen los objetivos, criterios, requisitos y el procedimiento metodológico que se deberá adoptar en dicho estudio, para determinar las reservas antes descritas [2].

- Reserva para CSF

La reserva de potencia para CSF, según lo establecido en el artículo 6-52 de la Norma Técnica [9], debe ser determinada en función del mayor estadístico en la previsión de demanda. En la operación real del sistema, el despacho de generación se ajusta en cada hora a la demanda del mismo, de acuerdo a una programación horaria que se realiza de la producción (denominada pre-despacho). Generalmente se

² CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga; SIC: Sistema Interconectado Central

presentan diferencias entre lo programado y lo real, lo que se denomina error de previsión de demanda, el cual tiene una característica aleatoria por lo que se debe determinar su valor estadístico [2].

El error de previsión de generación horario se puede calcular como:

$$EPrevi_h = (GReal_h - GReal_{h-1}) - (GProg_h - GProg_{h-1}) \quad (1)$$

Donde $GReal_h$ corresponde a la generación real del SIC (en [MW]) en la hora h y $GProg_h$ a la generación programada del SIC (en [MW]) en la hora h .

Con el valor del error para cada hora (8760 en un año) se calcula la media estadística ($EPrevi_{medio}$) y la desviación estándar (σ) de acuerdo a la ecuación (2). Cabe mencionar que no se deben considerar los registros para aquellas horas (o intervalos de hora) involucradas con pérdidas de generación por fallas en el sistema.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{h=1}^{8760} (EPrevi_h - EPrevi_{medio})^2}{(8760-1)}} \quad (2)$$

El error estadístico se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $EPrevi_{medio} \pm 1,96 \cdot \sigma$, esto para un intervalo de tolerancia del 95% (por la forma de la distribución del error de previsión de demanda se asume una distribución normal) [2].

- Reserva para CPF

La magnitud de la reserva primaria involucra un compromiso entre la calidad y seguridad del servicio que se desea alcanzar y la disposición que tienen los usuarios a pagar dichos atributos, considerando que operar el sistema con una mayor reserva primaria podría traducirse en sobrecostos en la operación. Ello implica realizar un análisis técnico-económico de la magnitud de la reserva primaria, en el cual se minimice el costo de operación y de energía no suministrada.

Se distinguen dos tipos de reserva primaria, una destinada a atender variaciones naturales instantáneas de la demanda, y otra para restablecer el equilibrio generación – demanda ante la salida intempestiva de alguna unidad.

Para el cálculo de la primera categoría, se debe rescatar de los registros de datos de la demanda la componente asociada a las variaciones intempestivas de los

consumos, pero de no existir dicha información, se puede emplear aquella referente a la generación total del sistema (considerando que el aporte de las unidades tiende a responder con las variaciones de la carga).

De acuerdo a esto, se determina el registro de generación de potencia total instantánea filtrada (del registro i) $PFilt_i$, que corresponde a la parte de la tendencia de la demanda:

$$PFilt_i = \frac{\sum_{k=-L}^L PInst_{i+k}}{2 \cdot L + 1} \quad (3)$$

Donde L corresponde al periodo o ventana de tiempo móvil considerado para obtener la componente correspondiente a la tendencia de la demanda.

Luego, la componente aleatoria de la demanda ($PRand_i$) se determina como:

$$PRand_i = PInst_i - PFilt_i \quad (4)$$

Donde $PInst_i$ corresponde al registro de generación de potencia total instantánea del registro i . Con ello se calcula la media estadística ($PRand_{medio}$) y la desviación estándar (σ) de la componente aleatoria.

Finalmente, el valor estadístico a considerar como reserva de potencia primaria para responder ante variaciones intempestivas de la demanda, se expresa como un rango comprendido dentro de los límites $PRand_{medio} \pm 1,96 \cdot \sigma$ [2].

Para determinar la reserva necesaria para el CPF ante la pérdida de generación, se debe minimizar la función de costo constituida por el costo de operación más el costo de la energía no suministrada debido al desprendimiento de carga por los *Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC)*, en un horizonte de operación de 12 meses.

2.2.3 Impacto de la generación eólica en la operación de SEP

La naturaleza variable del recurso eólico y la consecuente dificultad en la predicción del mismo hacen que un aumento en la proporción de energía generada en base al viento tenga un importante impacto en la operación de los SEP.

Si la generación eólica se trata como una carga “negativa” (en el sentido de que disminuye la carga total del sistema), la dificultad en la predicción de este recurso hace que aumente la incerteza de la demanda neta (correspondiente a la demanda total menos la generación eólica), la cual debe satisfacerse con las demás centrales del sistema [10].

Las fluctuaciones del recurso eólico son normalmente clasificadas como perturbaciones “suaves” (smooth disturbances). Sin embargo, la integración masiva de energía eólica puede ocasionar importantes caídas de generación, como la ocurrida en Texas en febrero de 2008 donde se produjo una pérdida de 1.700 MW de potencia eólica en tres horas y media, lo que obligó a desconectar gran parte de los consumos industriales [11].

La generación eólica conlleva diferentes niveles de fluctuación. En la Figura 2.10 se muestra la generación de un parque eólico real en Estados Unidos a lo largo de 15 horas. Los valores están en por unidad (p. u.). Se observa que en un intervalo de 60 minutos la generación puede variar entre 0,4 y 0.8 p. u., lo que implica una rápida acción de las demás máquinas que están conectadas para disminuir su consigna de potencia.

En contraste, se observa que en un intervalo de 50 minutos la generación eólica puede bajar de 0,5 a 0,2 p. u., obligando a las demás unidades de generación a entregar la diferencia de potencia. Ambos fenómenos (de subida y bajada de la generación eólica) ocurren en un intervalo de 4 horas.

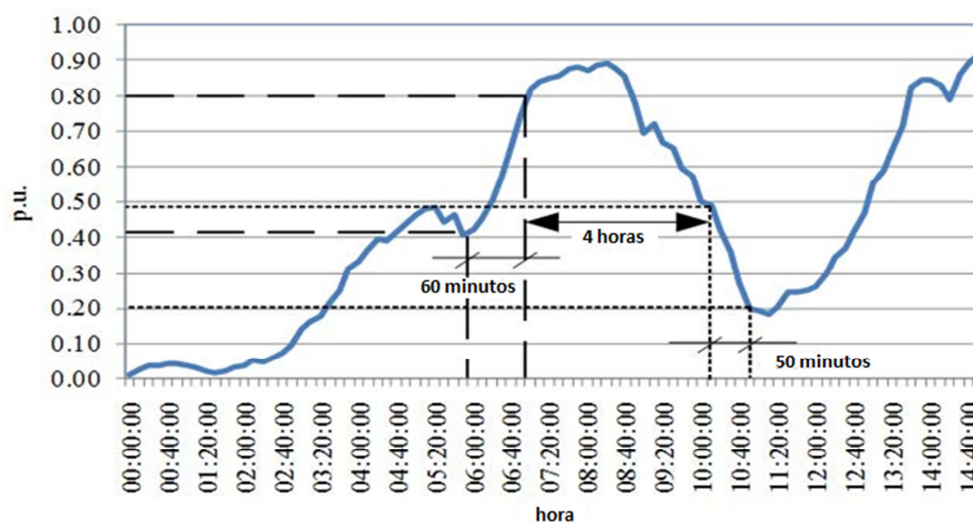


Figura 2.10: Generación de un parque eólico en la costa oeste de Estados Unidos [12]

Las fluctuaciones antes descritas provocan un aumento en la incerteza de la demanda neta y debe tomarse en cuenta a la hora de determinar los requerimientos de reserva. El estudio [4] demuestra que la integración masiva de energía eólica no genera problemas en términos de reserva primaria. Por lo que el análisis debe centrarse en términos de la reserva secundaria.

A continuación se presentan los criterios operativos para la fijación de reserva secundaria más utilizados a nivel mundial, recogidos de la literatura internacional. Algunos, como los más tradicionales no consideran la potencia eólica en el cálculo. Pero hay otros que integran de una u otra forma los fenómenos del viento descritos anteriormente.

- **Reserva como fracción de la carga máxima pronosticada [11]**

De acuerdo a esta regla, la reserva total del sistema debe ser superior a una cierta fracción de la carga máxima pronosticada.

- **Regla 3 + 5 [13]**

Este criterio corresponde a una regla heurística, la cual dicta que las reservas del sistema deben ser superiores a un 3% de la carga pronosticada más un 5% de la energía eólica pronosticada.

Se ha comprobado que en términos generales esta regla funciona, aunque en algunos casos puede resultar conservadora o por el contrario, muy arriesgada en términos de exigir menos reservas que las debidas. Es por ello que se ha determinado una regla general para determinar las reservas como combinación de la carga y la potencia eólica [13], y que se describe a continuación.

Es importante destacar que esta regla es la que se utiliza para calcular el requerimiento de reserva secundaria para cada hora en el modelo de planificación del software RoLT que se utiliza en este trabajo para realizar las simulaciones (tal como se describe en el capítulo metodología).

- **Regla general de carga + viento [13]**

La regla general busca determinar el porcentaje X e Y de la carga y la potencia eólica pronosticadas, respectivamente, que minimice el error de la ecuación siguiente:

$$error = \iint \beta(\lambda, \omega) \cdot (3\Delta\sigma(\lambda, \omega) - (X\lambda + Y\omega))^2 d\lambda d\omega$$

Donde λ corresponde a un nivel particular de carga, ω es un nivel particular de viento, $\beta(\lambda, \omega)$ es la probabilidad de estar en un nivel particular de carga y viento, $\Delta\sigma(\lambda, \omega)$ es la desviación estándar (en 10 minutos) de la carga neta.

La ecuación antes expuesta, se integra en todo el espacio de la carga y el viento. El resultado es un valor "RMS". Este tipo de problemas se resuelve con un algoritmo simple de gradiente descendente.

- **Regla condicional de carga + viento [13]**

Este criterio se presenta como un refinamiento de la regla antes descrita, y se basa en la comprobación empírica de que la variabilidad debida al tiempo, tiende a alcanzar un máximo (en función de la potencia eólica), como puede observarse en las curvas de la Figura 2.11, donde se grafica la variabilidad de la potencia eólica (en términos porcentuales) en función de la potencia eólica.

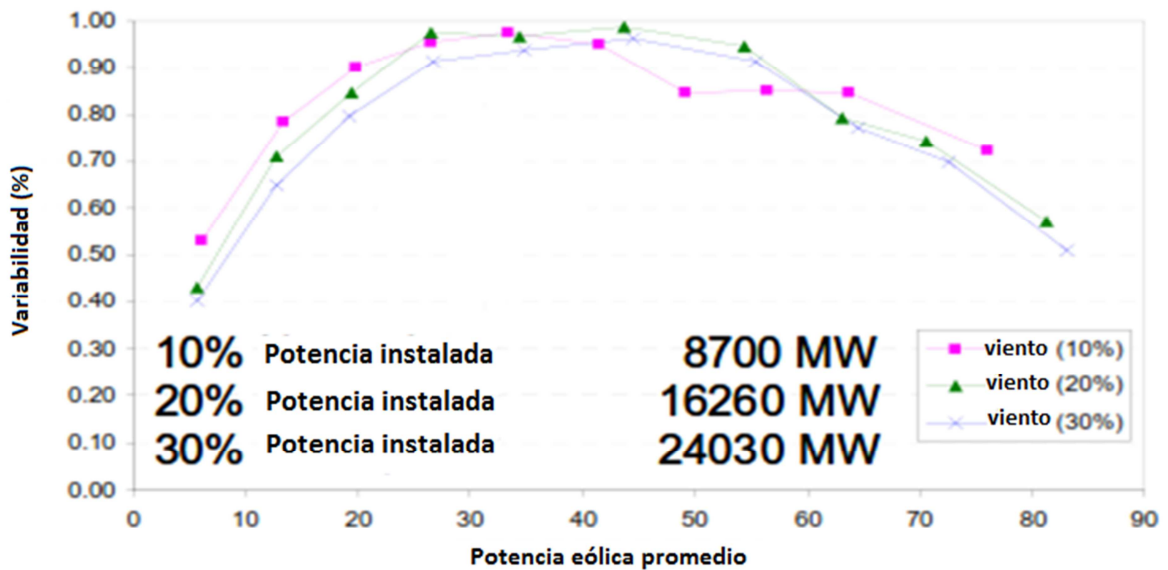


Figura 2.11: Variabilidad de la potencia eólica en función de la potencia eólica [13].

En función de lo antes expuesto, es que se determina que alcanzado un cierto nivel de viento, ya no tiene sentido seguir aumentando las reservas. Se resuelve el problema descrito en el criterio anterior, pero en este caso, la minimización incluye un máximo condicional, por lo que como resultado se obtiene un coeficiente para la carga (X), otro para el viento (Y) y un porcentaje de la potencia eólica instalada.

- **Regla del ISO de Minnesota**

En el informe [14] se detalla una fórmula para el cálculo de las reservas de regulación (cuya definición puede verse en la sección 2.2.2.1), la cual corresponde a la siguiente ecuación:

$$Reg Req = k\sqrt{\sigma^2_{load} + N(\sigma^2_{W100})}$$

Donde k es un factor de relación entre la reserva y la desviación estándar de las desviaciones, σ_{load} corresponde a la desviación estándar de la carga, σ_{W100} es la desviación estándar de un planta eólica de 100 MW y N corresponde a la potencia eólica del escenario de estudio dividida en 100.

- **Regla del estudio de transmisión e integración de viento de las interconexiones del este de Estados Unidos**

En el informe [15] se detalla una fórmula para el cálculo de las reservas de regulación, la cual corresponde a la siguiente ecuación:

$$Reg Req = 3 \cdot \sqrt{\left(\frac{1\%Hourly Load}{3}\right)^2 + \sigma_{ST}(Hourly Wind)^2}$$

Donde $\sigma_{ST}(Hourly Wind)$ corresponde a la desviación estándar de los errores de pronóstico eólico, como función del viento pronosticado; $Hourly Load$ corresponde a la carga horaria pronosticada.

- **Regla tradicional para el cálculo de la reserva en giro**

En la publicación [10], se menciona el denominado enfoque tradicional (en Europa) para determinar la reserva en giro, y que corresponde a fijar el valor de ésta de acuerdo a la unidad conectada de mayor capacidad, y formalmente se puede enunciar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$r_d^t \geq \max(u_i^t P_i^{max})$$

Donde $u_i^t \in \{0,1\}$ determina si la unidad i está despachada en el periodo t , P_i^{max} es la capacidad de la unidad de generación i .

Este criterio asegura que no habrá carga sin servir si es que una unidad de generación sale de servicio. Sin embargo, no toma en cuenta ni la probabilidad de caída de las unidades ni el costo de proveer dicha reserva.

- **Método “ $3.5 \cdot \sigma_d^t$ ”**

En la publicación [10] se menciona el método “ $3.5 \cdot \sigma_d^t$ ”, el cual propone estimar la reserva en giro con un valor mínimo de 3.5 veces la desviación estándar del pronóstico de la demanda neta (correspondiente a la demanda total menos la generación eólica), la cual se puede calcular de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\sigma_d^t = \sqrt{(\sigma_l^t)^2 + (\sigma_w^t)^2}$$

Donde σ_l^t corresponde a la desviación estándar del pronóstico de la carga, y σ_w^t a la desviación estándar del pronóstico de la potencia eólica. El primer valor, según lo propuesto en [10], se puede estimar como:

$$\sigma_l^t = \frac{k}{100} l_A^t$$

Donde k corresponde a un factor (en %) que se relaciona con la efectividad de la herramienta utilizada para el pronóstico, y l_A^t corresponde a la carga real del sistema en el periodo t .

Para la desviación del pronóstico de la potencia eólica, en [10] se propone calcularla como:

$$\sigma_w^t = \frac{1}{5} w_F^t + \frac{1}{50} W_I$$

Donde w_F^t corresponde al pronóstico de la potencia eólica, el cual se calcula (según [10]) como $w_F^t = w_A^t + \varepsilon_w^t$, donde w_A^t se refiere a la potencia eólica real en el periodo t , y ε_w^t a un error asociado (que se asume tiene distribución normal). W_I en tanto, corresponde a la capacidad total instalada de potencia eólica del sistema.

3 Metodología

La metodología abordada en este trabajo se resume en la Figura 3.1, y el detalle de cada bloque se describe a continuación.

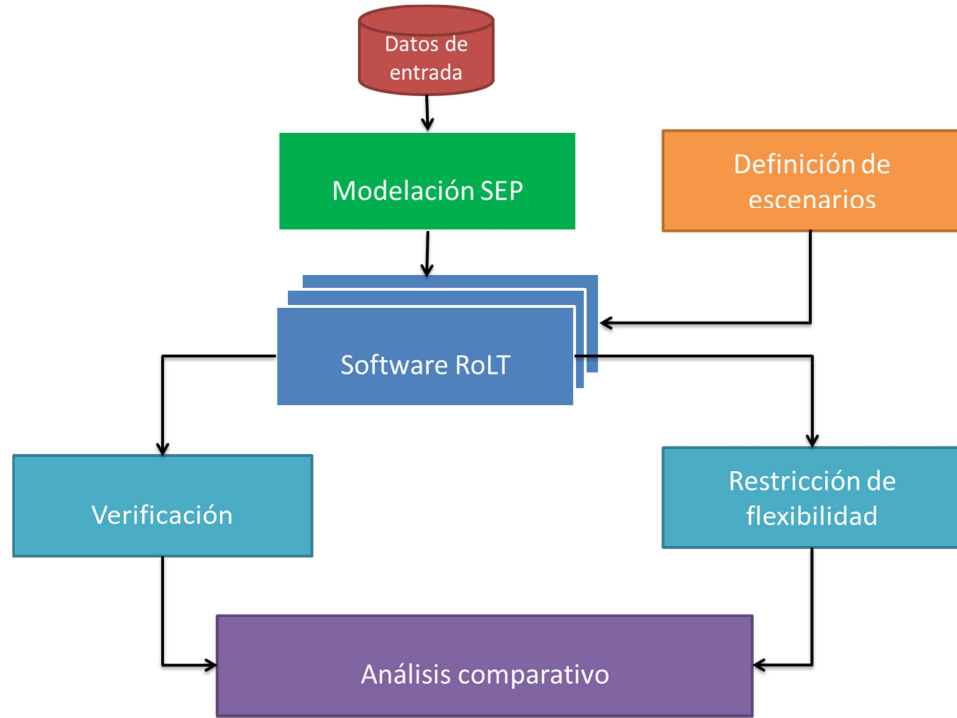


Figura 3.1: Esquema de la metodología

3.1 Software RoLT

El software RoLT corresponde a una herramienta de planificación de la expansión que toma en consideración las restricciones de predespacho. Es en este programa que se realizan las simulaciones de las etapas de verificación y aquella con la restricción de flexibilidad propuesta.

El modelo de optimización en que se basa es el descrito en detalle en el capítulo de marco teórico. Algunas consideraciones a tomar en cuenta son:

- Simplificación (días típicos)

La metodología de “días típicos” (descrita en el marco teórico) que utiliza el software, considera que la operación de algunos días del año es similar entre sí, y que por tanto, es posible reducir los tiempos de simulación a través de técnicas de agrupamiento de escenarios.

- La función objetivo a minimizar es la suma de los costos de inversión y los costos esperados de operación.
- Las reservas son determinísticas
- Se permiten acciones del tipo recortes de generación eólica y desprendimiento de carga, cuando resulte económica o técnicamente necesario.

- Pérdidas de transmisión

En este modelo no se considera la red de transmisión, por lo que en estricto rigor no se pueden representar las pérdidas de transmisión. Sin embargo, y dado que son relevantes a la hora de dimensionar la generación necesaria en cada periodo, se fija un valor para éstas como un porcentaje de la demanda en dicha ventana de tiempo.

- Generación eólica

Este modelo considera la posibilidad de realizar recortes de energía eólica, especialmente para ocasiones en que las variaciones de la misma no pueden ser incorporadas al sistema, debido a que las unidades térmicas no tienen la capacidad para acomodarlas (tasas de bajada muy lentas, por ejemplo). En la literatura internacional dicho fenómeno se conoce como “wind spillage”.

- Costos de partida y parada

En este modelo se considera un valor constante tanto para el costo de partida como de parada (independiente de los tiempos fuera de servicio), para simplificar la resolución del problema y porque no se considera una variable relevante en términos de lo que busca este estudio.

- Implementación

El software RoLT está codificado en JavaScript, y hace uso del optimizador IBM ILOG CPLEX para resolver el problema de minimizar los costos de inversión y operación, tal como se describió previamente.

Como datos de entrada, la herramienta lee planillas Excel, correspondientes a los costos de combustibles, parque de generación existente, perfiles eólicos, etc. Por lo que para cada escenario de simulación, se prepara una carpeta de “entrada” con sus respectivos archivos de Excel. De igual forma, existe una planilla denominada “settings”, en la cual se puede determinar con qué restricciones se resuelve el problema, el horizonte de evaluación, e incluso el punto de partida de la pendiente de la función linealizada que se propone para los requerimientos de reserva secundaria.

3.2 Modelación SEP

El sistema eléctrico de potencia base que se utiliza en las simulaciones de este trabajo (en el software RoLT) corresponde al interconectado del norte grande (SING) (en términos de la composición por tecnología) pero reducido en cuanto a la potencia instalada. Además no se modela el sistema de transmisión sino que se considera que todas las centrales y consumos están conectados a un único nudo.

Además, por simplificación, no se modelan de forma individual las centrales del SING, sino que se agrupan por tecnología. A continuación se detallan las principales características de cada una.

Tecnología	CVNC (US\$/MWh)	Costo partida/parada (US\$)	Potencia máxima (MW)	Potencia mínima (MW)	Gradiente de subida/bajada (MW/min)
Carbón I	2	2.641	270	150	5
Carbón II	2	1.988	150	100	1
Hidroeléctrica	0	0	8,4	0,5	10
Fuel Oil	12,7	0	200	8	6
Diésel	9,2	0	200	8	40
GNL	4,4	10.529	160	90	4

Tabla 3.1: Características de las tecnologías del SEP

Además de las tecnologías mencionadas en la tabla anterior, para la expansión del sistema se dispone también de centrales en base a geotermia y centrales eólicas.

3.3 Datos de entrada

En el software RoLT se deben ingresar como datos de entrada:

- Parque de generación existente
- Precio de los combustibles
- Costos de inversión por tecnología
- Unidades de generación disponibles para la expansión de la capacidad
- Demanda (industrial y vegetativa)
- Perfiles de viento

El parque de generación existente, los costos de inversión por tecnología, las unidades de generación disponibles para la expansión y la demanda se pueden ver en detalle en el capítulo resultados (para cada escenario de simulación). Los demás datos de entrada son idénticos en todos los escenarios.

El precio de los combustibles se puede ver a continuación en la Figura 3.2.

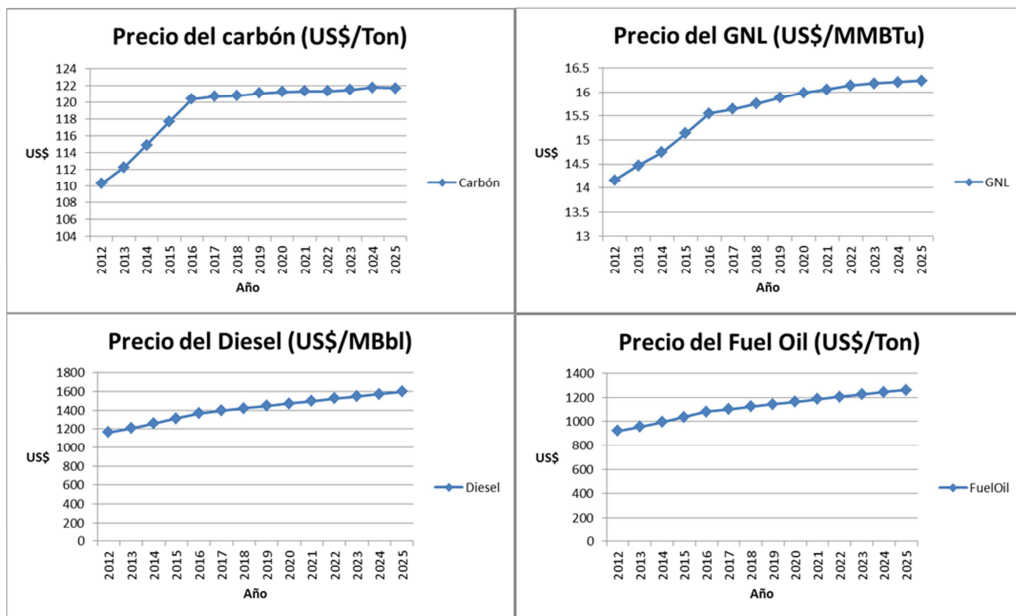


Figura 3.2: Precio de los combustibles (Fuente: Comisión nacional de energía (CNE))

En las simulaciones se consideran tres zonas geográficas para la instalación de centrales eólicas, correspondientes a Tal-tal, Sierra Gorda y Calama. En la Figura 3.3 se pueden apreciar los perfiles de generación para cada zona a lo largo de un día (en p. u.).

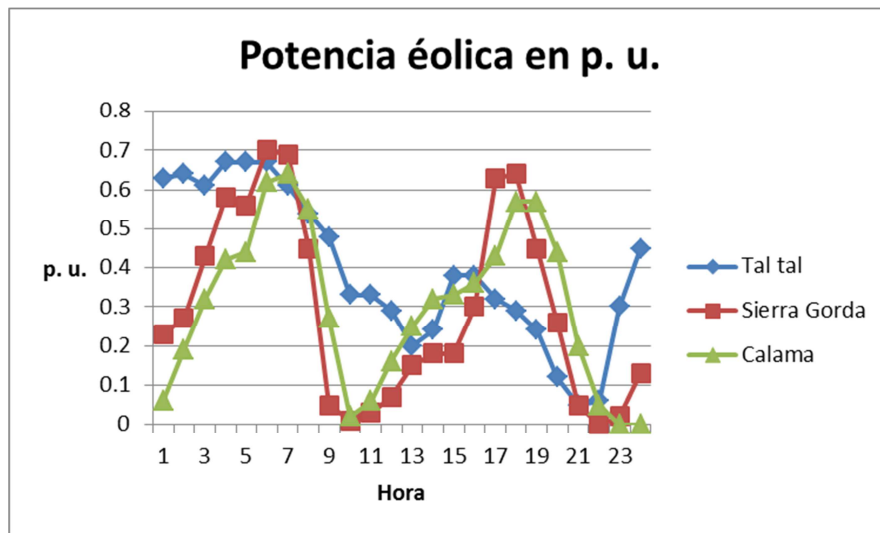


Figura 3.3: Perfil eólico en las tres zonas (Fuente: Explorador eólico, Universidad de Chile)

Además de los datos de entrada mencionados anteriormente, en el software RoLT se deben fijar parámetros como las pérdidas de transmisión, horizonte de tiempo y la duración de los bloques. A continuación se detallan los valores de entrada que se utilizan en las simulaciones que se realizan en este trabajo.

- Número de días típicos (escenarios): 6.
- MIP Gap: 0,005
- Duración de cada bloque: 24 horas.
- Pérdidas de transmisión: 3,5 % de la demanda
- Año de inicio: 2012.
- Año de término: 2025.
- Tasa de interés: 10 %.

Estos valores se utilizan para todos los escenarios de simulación descritos en la sección siguiente.

3.4 Definición de escenarios

Se definen dos tipos de escenarios a simular. Uno denominado Greenfield que se refiere a considerar un SEP sin un parque de generación instalado al comienzo del horizonte de evaluación. El otro corresponde a un escenario con un parque previo.

El paralelo que se realiza entre los escenarios Greenfield y aquellos con un parque de generación existente, busca en primer lugar, evidenciar las diferencias que se dan en cuanto a la expansión a lo largo del periodo de evaluación. Esto pues en el caso en que ya hay centrales instaladas (entre ellas de GNL), hay un mayor espacio y capacidad para desarrollar la tecnología eólica, pues muchas unidades de generación que están desde el primer año pueden aportar reserva secundaria.

El segundo objetivo de comparar dos tipos de escenarios es poner a prueba restricción de flexibilidad propuesta ante distintas configuraciones y matrices energéticas al comienzo del horizonte.

En base a los dos tipos de escenarios descritos antes se determina un árbol de escenarios (Figura 3.4). Primero se establece un caso base para cada uno (escenario 1 y escenario 2) y a partir de éstos se generan dos escenarios más por cada tipo que corresponden a sensibilizar la demanda y el costo de inversión de la tecnología eólica (escenarios 3-6).

El objetivo de sensibilizar la demanda y el costo de inversión de las centrales de viento es provocar una mayor penetración de energía eólica para alcanzar niveles sobre el 20 %, que son los de mayor interés en este estudio. Esto permite también poner a prueba el software RoLT original y con la restricción de flexibilidad propuesta ante escenarios de mayor estrés por la mayor proporción de energía eólica en el sistema.

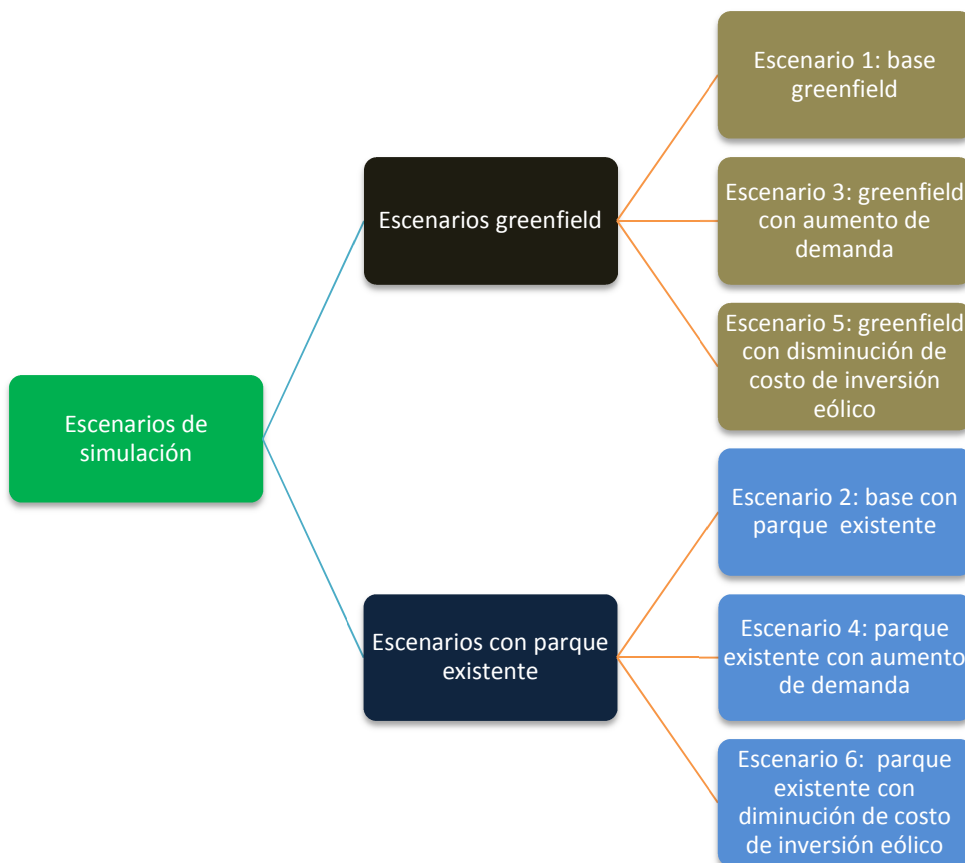


Figura 3.4: Mapa de escenarios de simulación

3.5 Verificación

En esta etapa se busca verificar la importancia de incorporar las restricciones de operación del predespacho en la planificación de la expansión de un SEP. Para ello se hace uso del software RoLT en dos modos:

- 1) Con restricciones de predespacho activadas.
- 2) Sin restricciones de predespacho (desactivadas).

Las restricciones de predespacho que se consideran en el modo 1) (y que se pueden ver en detalle en el capítulo de marco teórico) son:

- Mínimo técnico de las unidades térmicas.
- Gradientes de subida y bajada de las unidades de generación.
- Costos de encendido y apagado.
- Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio.

En términos de resultados (los cuales se pueden ver en la sección Resultados) las variables que son de interés en este estudio son:

- Costo de operación (para todo el horizonte)
- MW instalados de potencia térmica
- MW instalados de potencia eólica

Ya que dan cuenta de cuán ciega es la simulación sin restricciones de predespacho y por tanto, de que orden es el error que se comete al omitirlas en el ejercicio de planificación.

La Figura 3.5 resume la etapa de verificación.



Figura 3.5: Esquema de la etapa de verificación

En esta etapa se utiliza el software RoLT como originalmente está programado, es decir sin ninguna modificación. En ese sentido, y dado que el objetivo del trabajo es proponer una modelación del requerimiento de reserva secundaria, a continuación se describe el criterio original utilizado en la verificación.

El criterio de reserva secundaria utilizado en el problema original considera un monto fijo (definido para cada año de simulación) más un monto dinámico, calculado para cada periodo (en este caso horas) y que se estima como un porcentaje (fijo) de la energía eólica generada en dicha ventana de tiempo, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$R_S = R_{SF} + f * \sum G_w$$

Donde R_{SF} corresponde al monto fijo de reserva, f es el factor que se agrega debido a la energía eólica, y $\sum G_w$ corresponde a la suma de lo generado por las distintas centrales de viento en un bloque (en este caso en una hora). En las simulaciones que se realizan en este trabajo el factor f se fija en un valor de 20% (0,2).

Cabe mencionar que solo las unidades térmicas pueden aportar reserva secundaria (no las eólicas).

Como ejercicio “extra” para verificar qué ocurre con los costos si solo se simula la operación del parque de generación que resulta en cada caso, se hace uso del software RoLT pero sin que optimice la inversión sino que tome como referencia el parque antes calculado. Esto considera simular con todas las restricciones de predespacho activadas.

3.6 Restricción de flexibilidad

Constatadas las diferencias que arroja la etapa de verificación se propone una modificación al modelo de optimización, específicamente en lo que respecta al cálculo de la reserva secundaria.

Esta modificación busca reemplazar o condensar gran parte de la información y de los fenómenos involucrados en las restricciones de predespacho que incluye el caso “Planificación + Predespacho”, en vistas de disminuir la carga computacional y hacer factible la optimización de problemas más grandes (como algún sistema interconectado real). En ese sentido, el no considerar la restricción de “mínimo técnico” y los “costos de partida y apagado”, permite ahorrar 3 variables enteras (por unidad de generación) correspondientes al estado de encendido/apagado, aquella que precisa si la unidad pasó de estar apagada a encendida y aquella que informa sobre lo contrario. Sumado a esto, el hecho de “apagar” o ignorar cinco restricciones (detalladas en las secciones previas) hace que la propuesta detallada a continuación represente una importante ventaja, en término de costos y tiempos computacionales, respecto al caso “ideal” de simular con todas las restricciones de corto plazo.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la etapa de verificación (que se detallan en la sección 4.1), la principal diferencia entre las simulaciones con restricciones de predespacho y sin éstas, son que esta última, a raíz de que es “ciega” a algunos fenómenos (no considera todas las restricciones), decide instalar un porcentaje mayor de potencia eólica (respecto al otro caso). En vistas de acortar esta brecha, ya se han realizado esfuerzos como lo es el definir exógenamente un costo variable no combustible (CVNC) para las centrales de viento, lo que persigue que el optimizador vea a la energía eólica como una alternativa que no es gratis (es más cara), y por tanto no instale tantos MW como lo hace.

La restricción de flexibilidad propuesta en este trabajo, si bien tiene el mismo objetivo, lo hace endogenizando la decisión. Es decir, se busca sintetizar los fenómenos de corto plazo que representan las restricciones de predespacho que no están consideradas en los ejercicios de planificación (debido al alto costo computacional que imputan), para que los resultados de expansión del parque (sobre todo respecto a la potencia eólica) sean más próximos a los de resolver el problema con las restricciones activadas.

La propuesta consiste en hacer variable, y dependiente de la energía eólica generada el factor de reserva dinámica que se utiliza actualmente como un valor fijo. Es decir, el requerimiento de reserva secundaria correspondería ahora a:

$$R_S \left(\sum G_w \right) = R_{SF} + f \left(\sum G_w / D_j \right) * \sum G_w$$

Donde R_{SF} corresponde al monto fijo de reserva, $f(\sum G_w / D_j)$ es el factor que se agrega debido a la energía eólica, que ahora es función de la penetración de la misma, que se define (para este caso) como la razón entre lo generado con viento y la demanda de dicho periodo; y $\sum G_w$ es la suma de la generación de las distintas centrales de viento (en un periodo determinado).

El factor f se supone lineal, y en un principio, con un valor que puede fluctuar entre 0,2 (valor fijado para la etapa de verificación) y 1. El desarrollo matemático del nuevo requerimiento de reserva secundaria se muestra a continuación, donde f' corresponde al valor original del factor f :

$$R_S \left(\sum G_w \right) = R_{SF} + f \left(\sum G_w / D_j \right) * \sum G_w$$

$$R_S \left(\sum G_w \right) = R_{SF} + \left((1 - f') \cdot \sum G_w + f' \right) * \sum G_w \cdot$$

$$R_S \left(\sum G_w \right) = (1 - f') \cdot \sum G_w^2 + f' \cdot \sum G_w + R_{SF}$$

Como se puede constatar, el requerimiento nuevo queda como función cuadrática de la generación eólica de cada periodo, lo que impide resolver

directamente el problema de optimización, por lo que se linealiza la función en cuestión, como se muestra a continuación:

$$R_S'(\sum G_w) = R_S(\sum G_w^*) + \left(\frac{dR_S(\sum G_w)}{d\sum G_w} \right)_{\sum G_w^*} \cdot (\sum G_w - \sum G_w^*)$$

$$R_S'(\sum G_w) = (1 - f') \cdot \sum G_w^{*2} + f' \cdot \sum G_w^* + R_{SF} + \left(2 \cdot (1 - f') \cdot \sum G_w^* + f' \right) \cdot (\sum G_w - \sum G_w^*)$$

$$R_S'(\sum G_w) = \left(2 \cdot (1 - f') \cdot \sum G_w^* + f' \right) \cdot \sum G_w - (1 - f') \cdot \sum G_w^{*2} + R_{SF}$$

$R_S'(\sum G_w)$ es la función linealizada de la reserva secundaria, en torno a un punto $\sum G_w^*$. La idea es linealizar por intervalo la función cuadrática original, de acuerdo a la penetración de energía eólica.

La propuesta metodológica considera un proceso iterativo para ir corrigiendo la pendiente del factor de reserva secundaria debida al viento (f'), con el fin de acercarse de mejor forma al resultado “óptimo”. Para ello, primero se simula el caso “Planificación”, con el nuevo criterio de reserva secundaria (y un valor predefinido para la pendiente de f'), y se calculan los costos de operación. A continuación, se simula la operación (Predespacho) del parque de generación que resultó de la etapa anterior (con el criterio original de reserva), y se calculan los costos de operación, los cuales son comparados con los de la primera etapa. Si la diferencia entre ambos es superior a un umbral predefinido (X%), se aumenta la pendiente de f' , y se repite el proceso. Esto se ilustra en la Figura 3.6.

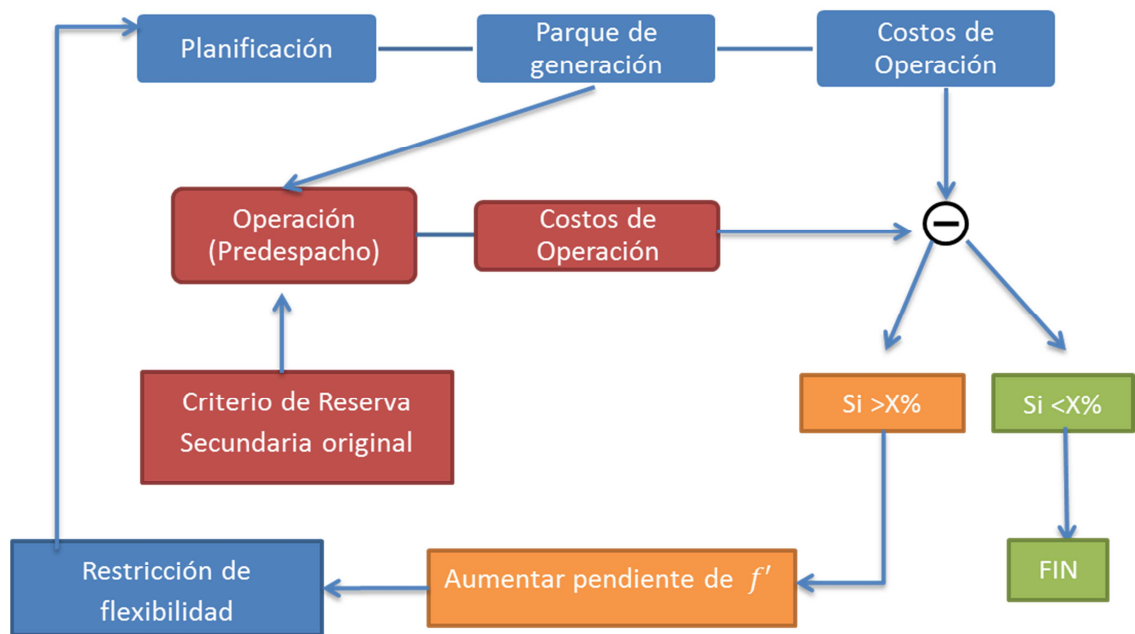


Figura 3.6: Esquema del proceso iterativo

Los resultados, que se detallan en la sección Resultados, dan cuenta que para distintos escenarios de simulación, la diferencia porcentual entre los costos operativos (del caso “Planificación” y el caso “Operación”) varía, por lo que no es posible ni adecuado definir un único umbral (X%) para el proceso iterativo antes descrito. Lo que se realiza finalmente es una búsqueda del valor mínimo de dicha diferencia, comparando en cada iteración con los resultados anteriores y posteriores (menor y mayor pendiente de f' respectivamente), hasta comprobar que efectivamente se ha encontrado la diferencia menor.

3.7 Análisis comparativo

En esta etapa se comparan los resultados obtenidos en las simulaciones de verificación (específicamente del caso con restricciones de predespacho activadas) con aquella que incluye la restricción de flexibilidad.

Se hace hincapié en el parque de generación al final del periodo de evaluación, especialmente respecto a los MW instalados de potencia eólica, así como de los costos de operación de cada caso.

Se busca con esto comprobar si la restricción de flexibilidad propuesta logra condensar los fenómenos del predespacho que se modelan originalmente en el software RoLT a través de restricciones, pero con un menor costo computacional (menos tiempo de simulación). Para ello se toman como referencia los resultados obtenidos en la simulación 1) (con restricciones de predespacho) de la etapa de verificación, pues dentro de las posibilidades que ofrece la herramienta es el mejor caso (más real).

4 Resultados

4.1 Datos de entrada

Los datos de entrada para la etapa de verificación y para aquella con la restricción de flexibilidad son idénticos. A continuación, se detalla dicha información para todos los escenarios de simulación (separados por aquellos denominados greenfield y los con parque existente), indicando (cuando corresponde) si hay diferencias entre uno y otro.

4.1.1 Escenarios greenfield

- Parque existente

Para los escenarios greenfield (escenario 1, 3 y 5) no existe un parque de generación previamente, sino que se optimiza la entrada de todas las centrales (y tecnologías) desde el año de inicio (en la literatura internacional se refieren a este tipo de ejercicio de planificación como “Greenfield Planning”).

- Unidades de generación disponibles para la expansión

Para los escenarios greenfield (escenario 1, 3 y 5) las unidades disponibles para la expansión se detallan en la Tabla 4.1.

Tecnología	Unidades	P _{máx} MW (por unidad)	Año disponible para entrar
Carbón I	2	270	2012
Carbón II	20/25/20	150	2012
Hidroeléctrica	1	8,4	2012
FuelOil	1	200	2012
Diésel	1	200	2012
GNL	17/22/17	160	2012
Geotermia	3	40	2012
Viento	3	2000	2015

Tabla 4.1: Unidades de generación disponibles (escenario 1, 3 y 5)

En la tabla anterior se distinguen dos tipos de centrales carboneras (carbón I y carbón II) pues sus unidades de generación difieren en el costo de partida y parada, así como en los límites de potencia máxima y mínima.

De la tabla se distingue también que las centrales carbón II y GNL tienen tres valores en el apartado de las “unidades” que corresponden al dato de entrada para el escenario 1, 3 y 5 respectivamente. Las demás tecnologías solo presentan un valor pues éste se mantiene idéntico en los tres escenarios.

- Nivel de demanda

En la Tabla 4.2 se detalla el nivel de demanda y el crecimiento anual de ésta utilizados como valor de entrada.

Tipo de consumo	Demanda máxima promedio 2012 (MW)	Crecimiento anual promedio (%)
Industrial	1.442/1.587/1.442	5,6
Vegetativo	181/200/181	4,3

Tabla 4.2: Nivel de demanda (escenario 1, 3 y 5)

En la tabla anterior se distinguen tres valores en la “demanda máxima promedio 2012” (tanto para el consumo industrial como vegetativo) que corresponden al dato de entrada para el escenario 1, 3 y 5 respectivamente. La tasa de crecimiento presenta un único valor pues se utiliza el mismo para los tres escenarios greenfield.

- Costo de inversión de las tecnologías

Para los escenarios greenfield (escenario 1, 3 y 5) el costo de inversión por tecnología se detalla en la Tabla 4.3.

Tecnología	MUS\$/kW
Carbón	2.300
GNL	1.500
Geotermia	3.500
Viento	1.800/1.800/1.620
Diésel	600
FuelOil	1.200

Tabla 4.3: Costo de inversión por tecnología (escenario 1, 3 y 5)

En la tabla anterior se distinguen tres valores en el costo de inversión de las centrales eólicas (viento) que corresponden al dato de entrada para el escenario 1, 3 y 5 respectivamente. Las demás tecnologías solo presentan un valor pues éste se mantiene idéntico en los tres escenarios.

Tanto en los escenarios greenfield como en aquellos con parque existente se utiliza un valor fijo en todo el horizonte de evaluación para el costo de inversión de cada tecnología. Se decide esto pues no se considera relevante ni acertado estimar valores futuros, aun cuando la tendencia indica que por ejemplo las tecnologías ERNC debiesen abarataarse (por los avances tecnológicos y su masificación), y las térmicas encarecerse (por las restricciones medioambientales cada vez más exigentes).

4.1.2 Escenarios con parque existente

- Parque existente

Para los escenarios con parque existente (escenario 2, 4 y 6), las unidades de generación instaladas se detallan en la Tabla 4.4.

Tecnología	Unidades	Pmáx MW (por unidad)
Carbón I	2	270
Carbón II	10	150
Hidroeléctrica	1	8,4
FuelOil	1	200
Diésel	1	200
GNL	7	160

Tabla 4.4: Parque existente (escenario 2, 4 y 6)

En la tabla anterior se distinguen dos tipos de centrales carboneras (carbón I y carbón II) pues sus unidades de generación difieren en el costo de partida y parada, así como en los límites de potencia máxima y mínima.

- Unidades de generación disponibles para la expansión

Para los escenarios con parque existente (escenario 2, 4 y 6) las unidades disponibles para la expansión se detallan en la Tabla 4.5.

Tecnología	Unidades	P _{máx} MW (por unidad)	Año disponible para entrar
Carbón II	10/15/10	150	2012
GNL	10/15/10	160	2012
Geotermia	3	40	2012
Viento	3	2000	2015

Tabla 4.5: Unidades de generación disponibles (escenario 2, 4 y 6)

De la tabla se distingue que las centrales carbón II y GNL tienen tres valores en el apartado de las “unidades” que corresponden al dato de entrada para el escenario 2, 4 y 6 respectivamente. Las demás tecnologías solo presentan un valor pues éste se mantiene idéntico en los tres escenarios.

- Nivel de demanda

En la Tabla 4.6 se detalla el nivel de demanda y el crecimiento anual de ésta utilizados como valor de entrada.

Tipo de consumo	Demanda máxima promedio 2012 (MW)	Crecimiento anual promedio (%)
Industrial	1.442/1.587/1.442	5,6
Vegetativo	181/200/181	4,3

Tabla 4.6: Nivel de demanda (escenario 2, 4 y 6)

En la tabla anterior se distinguen tres valores en la “demanda máxima promedio 2012” (tanto para el consumo industrial como vegetativo) que corresponden al dato de entrada para el escenario 2, 4 y 6 respectivamente. La tasa de crecimiento presenta un único valor pues se utiliza el mismo para los tres escenarios greenfield.

- Costo de inversión de las tecnologías

Para los escenarios con parque existente (escenario 2, 4 y 6) el costo de inversión por tecnología se detalla en la Tabla 4.7.

Tecnología	MUS\$/kW
Carbón	2.300
GNL	1.500
Geotermia	3.500
Viento	1.800/1.800/1.620
Diésel	600
FuelOil	1.200

Tabla 4.7: Costo de inversión por tecnología (escenario 2, 4 y 6)

En la tabla anterior se distinguen tres valores en el costo de inversión de las centrales eólicas (viento) que corresponden al dato de entrada para el escenario 2, 4 y 6 respectivamente. Las demás tecnologías solo presentan un valor pues éste se mantiene idéntico en los tres escenarios.

4.2 Resultados de la etapa de verificación

A continuación, se desglosan los resultados obtenidos en las simulaciones de la etapa de verificación, en términos de la composición del parque instalado al final del periodo de evaluación y de los costos de operación.

En primer lugar se muestra una comparación entre los escenarios greenfield y aquellos con parque existente, tanto para el caso con restricciones de predespacho activadas (Figura 4.1) como para aquel sin dichas restricciones (desactivadas) (Figura 4.2).

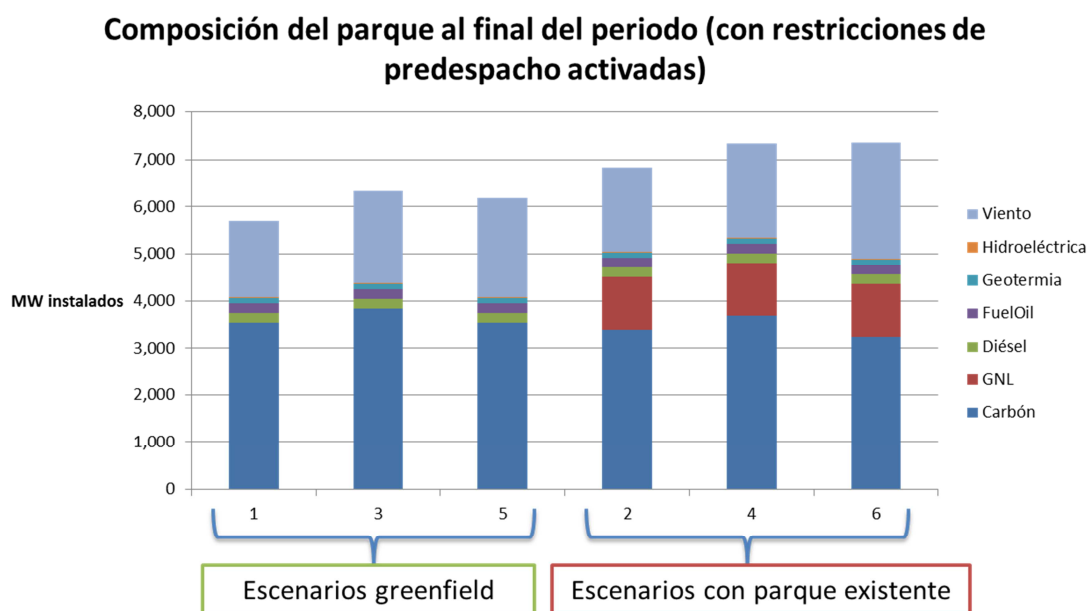


Figura 4.1: Composición del parque al final del periodo (con restricciones de predespacho activadas)

Composición del parque al final del periodo (sin restricciones de predespacho)

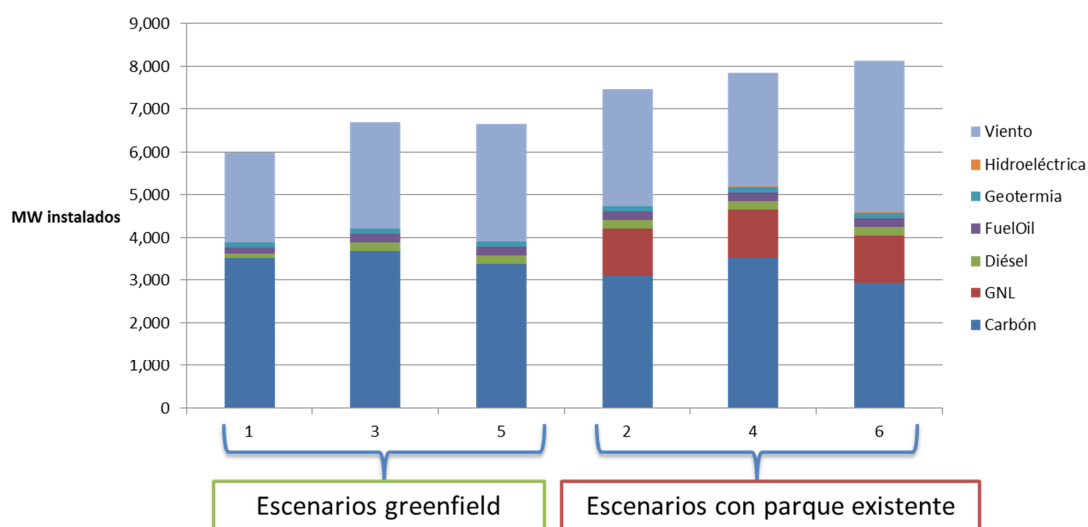


Figura 4.2: Composición del parque al final del periodo (sin restricciones de predespacho activadas)

Se constata que en los escenarios con parque existente (tanto para el caso con restricciones de restricción como aquel sin restricciones) siempre se instalan más MW de potencia eólica, fenómeno que tiene que ver con que en éstos existen unidades GNL ya instaladas que permiten dar respaldo a una mayor penetración de energía eólica, mientras que los escenarios greenfield tienden a instalar más carbón (por lo barato de su inversión) desplazando la instalación de centrales eólicas y de GNL (de hecho en ninguno de ellos se instala una central de esta tecnología).

A continuación, se muestra la comparación entre los resultados del caso de simulación con restricciones de predespacho activadas y aquellos sin restricciones (desactivadas). La Figura 4.3 corresponde a los escenarios greenfield (escenario 1, 3 y 5) y la Figura 4.4 a aquellos con parque existente (2, 4 y 6).

Composición del parque al final del periodo (escenarios greenfield)

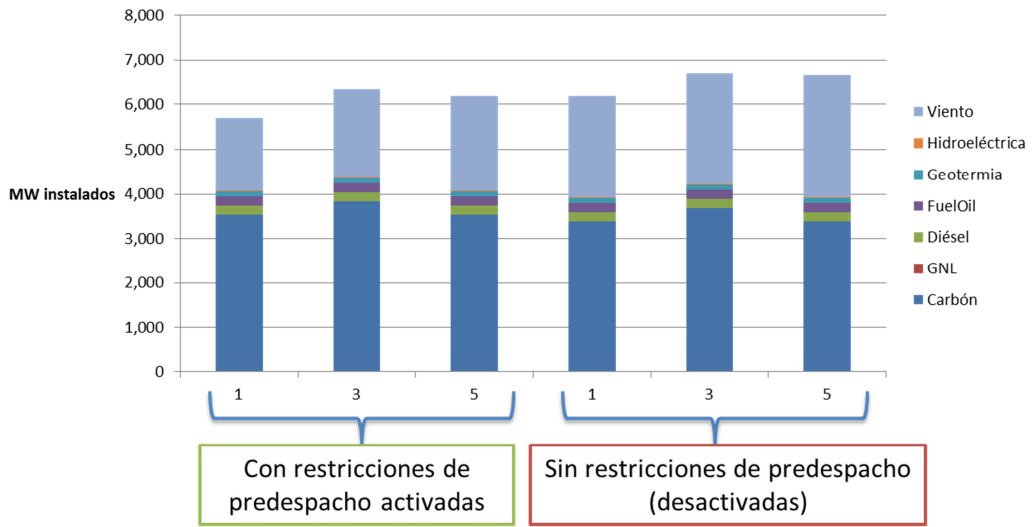


Figura 4.3: Composición del parque al final del periodo (escenarios greenfield)

Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente)

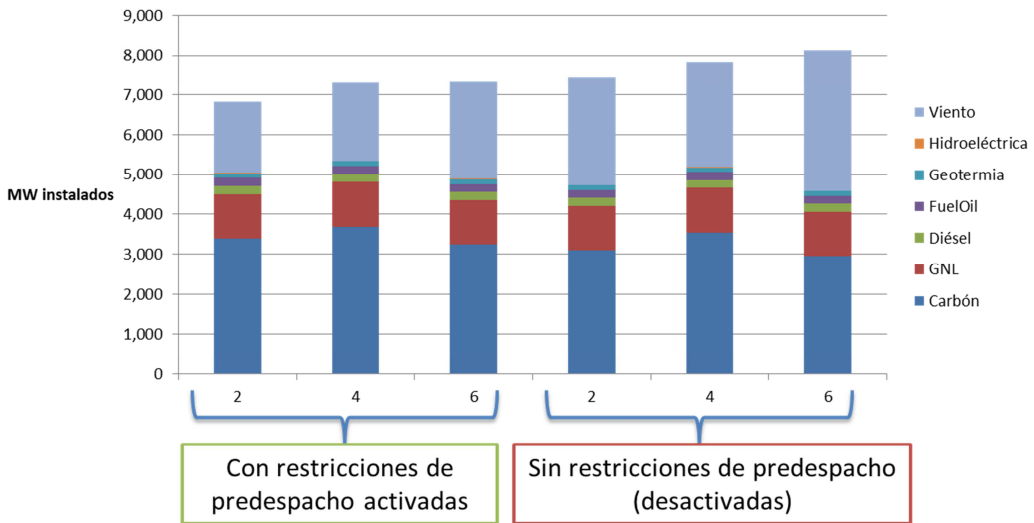


Figura 4.4: Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente)

En los gráficos anteriores queda de manifiesto la hipótesis planteada en la sección de marco teórico respecto a la importancia de incluir las restricciones de predespacho en las simulaciones de planificación de la expansión de los SEP. Tanto en los escenarios greenfield como en aquellos con un parque instalado, cuando se

desactivan dichas restricciones el parque instalado al final del periodo considera la instalación de más MW de potencia eólica y menos MW de potencia térmica a carbón (respecto al caso con restricciones de predespacho activadas).

En la Tabla 4.8 se muestra el costo total (inversión + operación) en todo el horizonte de evaluación, tanto para el caso con restricciones de predespacho activadas como para aquel con las restricciones desactivadas.

Caso	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5	Escenario 6
Con restricciones de predespacho activadas	13.529,18	15.028,24	14.874,24	16.316,87	13.394,99	14.882,97
Sin restricciones de predespacho	13.438,93	14.862,60	14.825,54	16.134,06	13.218,85	14.608,41

Tabla 4.8: Costos totales (inversión + operación) para todo el horizonte (en MMUS\$)

De la tabla se observa que en todos los escenarios de simulación el caso sin restricciones de predespacho (desactivadas) presenta costos totales menores al caso con restricciones activadas.

Esto guarda directa relación con el hecho de que el en caso sin restricciones activadas siempre se instalan más MW de potencia eólica que el otro caso y por tanto en términos de operación se abaratan los costos. Aún más, la simulación sin restricciones no considera los costos de partida y apagado de las máquinas térmicas lo que hace aún más bajo el costo de operación (y por tanto el total).

Sin embargo si se toma como referencia el parque de generación que resulta en cada caso y solo se simula su operación (tal como se describe en la etapa Verificación de la metodología) el caso sin restricciones de predespacho no tiene solución en ningún escenario (resulta infactible).

Esto quiere decir que el parque de generación resultante del caso sin restricciones de predespacho no se puede operar pues su composición (con gran parte de potencia eólica) no permite cumplir con las restricciones propias de la operación.

4.3 Resultados con restricción de flexibilidad (análisis comparativo)

A continuación se desglosan los resultados obtenidos en las simulaciones de la etapa de simulación la restricción de flexibilidad propuesta, en términos de la composición del parque instalado al final del periodo de evaluación y de los costos de operación.

Se muestra una comparación entre el caso de simulación con restricciones de predespacho y aquel con la restricción de flexibilidad propuesta, tanto para los escenarios greenfield (Figura 4.1) como para aquellos con parque existente (Figura 4.6).

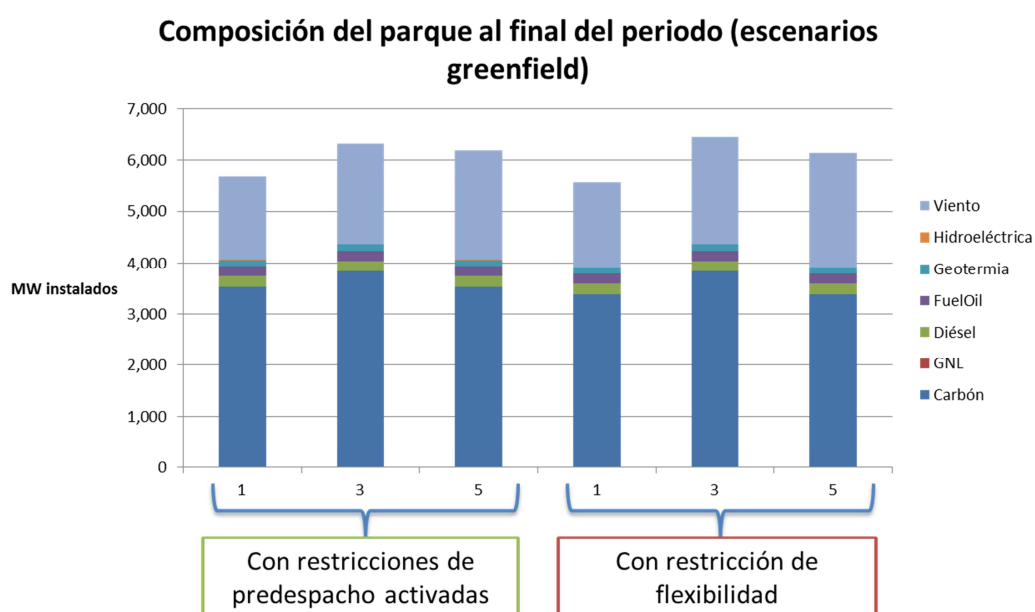


Figura 4.5: Composición del parque al final del periodo (escenarios greenfield)

Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente)

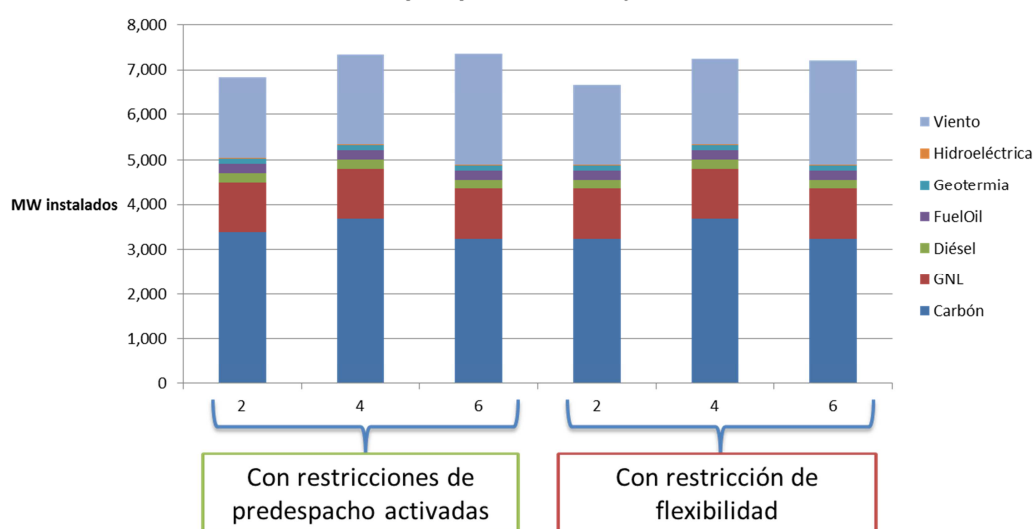


Figura 4.6: Composición del parque al final del periodo (escenarios con parque existente)

Se constata que tanto para los escenarios greenfield como aquellos con parque instalado la restricción de flexibilidad logra resultados similares a las simulaciones que consideran las restricciones de predespacho en cuanto a los MW instalados de potencia eólica y carbón, llegando a diferencias que no superan el 6 %. Esto contrasta con los resultados de la etapa de verificación, donde la diferencia entre el caso sin restricciones activadas y aquel que sí las considera llega a ser de 51 % (para el escenario 2).

En cuanto a los costos de operación, en las Figura 4.7 y Figura 4.8 se puede observar la comparación entre el caso con restricciones de predespacho activadas y aquel con la restricción de flexibilidad propuesta, para el escenario base greenfield (escenario 1) y base con parque existente (escenario 2) respectivamente. El detalle de los otros escenarios se puede ver en la sección Anexos.

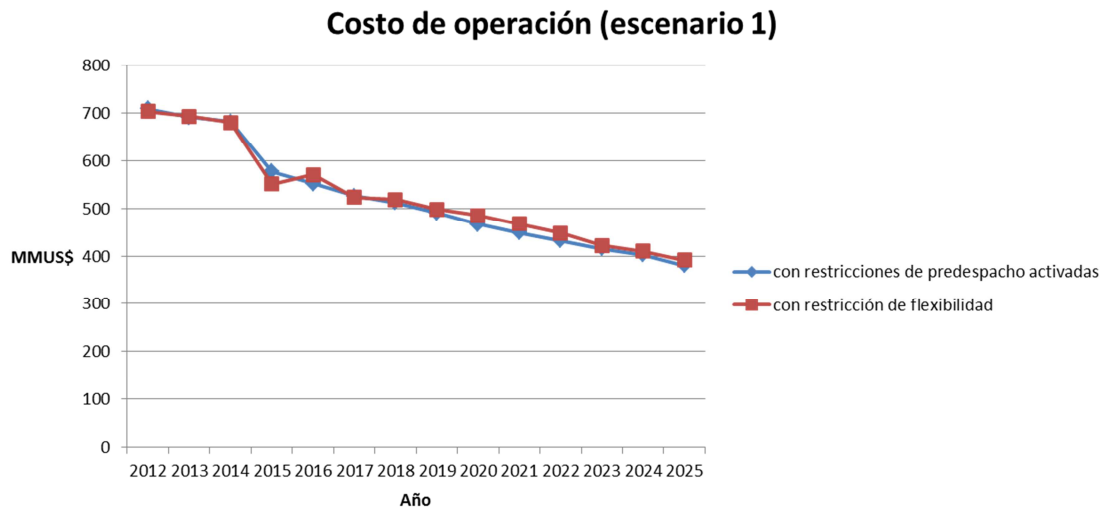


Figura 4.7: Costo de operación en todo el horizonte de evaluación (escenario 1)

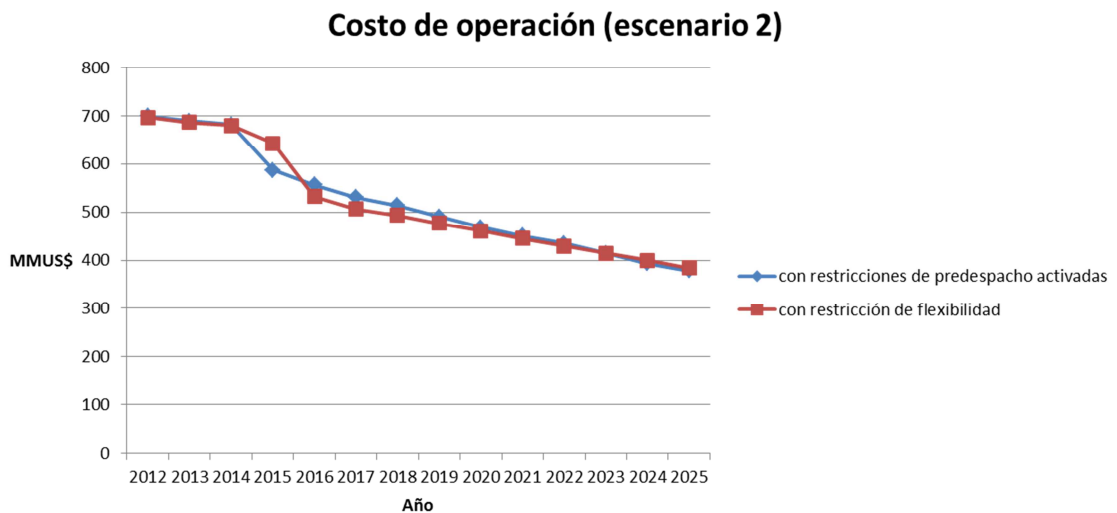


Figura 4.8: Costo de operación en todo el horizonte de evaluación (escenario 2)

De los dos gráficos anteriores se desprende que tanto para los escenarios greenfield como para aquellos con parque existente, el caso con la restricción de flexibilidad presenta costos de operación anuales muy cercanos a los del caso con restricciones de predespacho activadas (las diferencias en promedio no superan el 2,4 %).

Estos resultados respecto a los costos operativos son relevantes considerando que el caso con la restricción de flexibilidad no considera las restricciones de predespacho, entre ellas la de costos de encendido y apagado. Por lo tanto demuestran que lo propuesto logra internalizar los costos que se imputan en el caso con restricciones de predespacho activadas (respecto a cuándo se enciende o apaga una máquina) obteniendo valores muy cercanos entre uno y otro caso.

Cabe destacar que a diferencia de lo que ocurre con el caso sin restricciones de predespacho activadas cuando se simula su operación (ver sección previa), el parque de generación que se obtiene en cada escenario para el caso con la restricción de flexibilidad sí tiene solución al momento de operarlo ya que se obtiene de una iteración entre el resultado de la planificación y la operación (tal como se describe en la sección Restricción de flexibilidad de la metodología).

4.4 Desempeño computacional

En las Figura 4.9: Tiempos de simulación (escenarios greenfield) y Figura 4.10 se pueden apreciar los tiempos de simulación para los escenarios greenfield y con parque existente, respectivamente, y tanto para el caso con restricciones de predespacho activadas como para aquel con la restricción de flexibilidad.

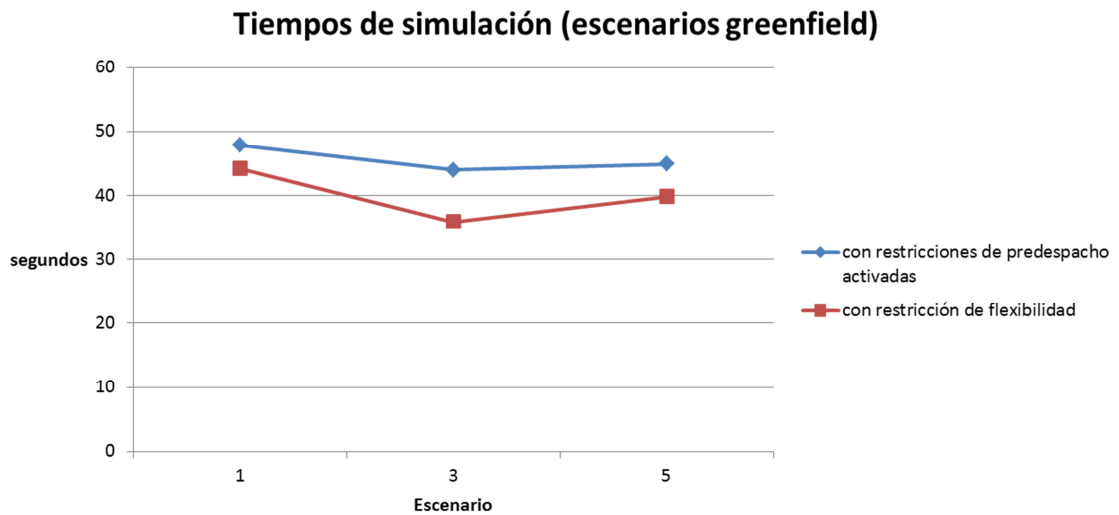


Figura 4.9: Tiempos de simulación (escenarios greenfield)

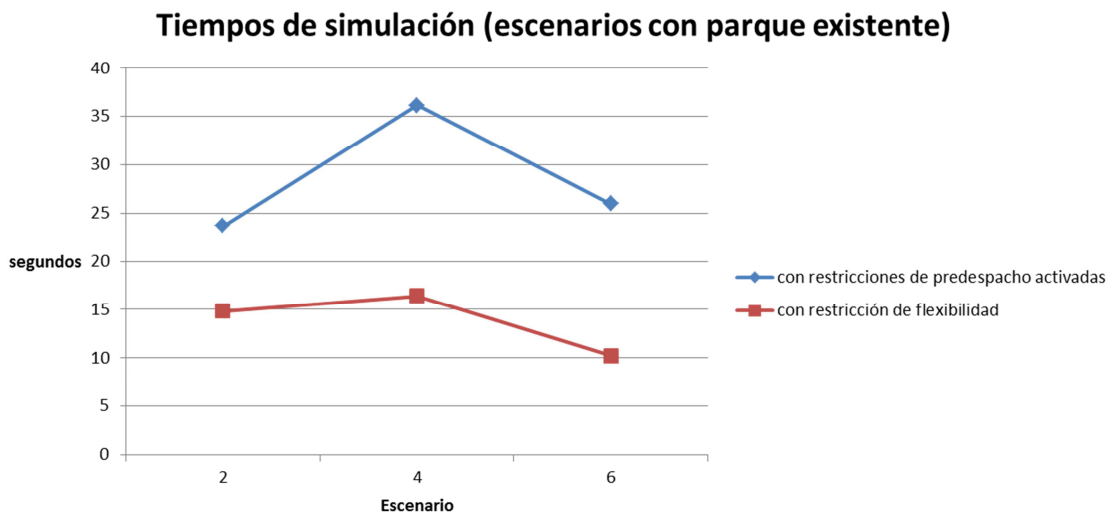


Figura 4.10: Tiempos de simulación (escenarios con parque existente)

En los gráficos anteriores queda de manifiesto que tanto para los escenarios greenfield como para aquellos con parque instalado, el caso con la restricción de flexibilidad logra tiempos de simulación menores a los del caso con restricciones de predespacho activadas. En promedio la diferencia es de 10, 2 segundos, alcanzando un máximo en el escenario 4 de 20 segundos (equivalente a un reducción del 57 %).

Se desprende también que los escenarios greenfield requieren un mayor tiempo de simulación (para ambos casos) respecto aquellos con parque instalado, lo que se condice con que en éstos se debe optimizar la entrada de más centrales (ya que no hay ninguna instalada).

5 Conclusiones y trabajo futuro

5.1 Conclusiones

La metodología desarrollada en este trabajo de investigación busca ahondar en la mejora de las herramientas existentes para la planificación de los sistemas eléctricos, proponiendo una restricción de flexibilidad, que pretende abordar los fenómenos de corto plazo que normalmente (por limitaciones computacionales) no son considerados.

Los resultados de la etapa de verificación ponen de manifiesto (y corroboran la hipótesis planteada en el marco teórico) la relevancia de incluir, en los ejercicios de planificación, las restricciones de predespacho. La principal diferencia en los resultados obtenidos entre los casos con restricciones de predespacho activada y sin restricciones (desactivadas) se da en la potencia eólica instalada. En todos los escenarios de simulación, el segundo caso da como resultado un parque con más MW instalados de dicha tecnología, alcanzando diferencia con el primer caso de hasta un 51 %. En cuanto a los costos de operación e inversión, los resultados muestran que siempre resulta más barata la optimización sin restricciones de predespacho (desactivadas), con diferencias de hasta un 15 %. Sin embargo, si solo se simula la operación (sin invertir) del parque resultante del caso sin restricciones, no existe una solución factible. Es decir, si no se toman en cuenta las restricciones de predespacho, se pueden generar mix de expansión que no es posible operar.

La etapa de análisis comparativo demuestra la efectividad de implementar la restricción de flexibilidad propuesta en este trabajo. En todos los escenarios de simulación la potencia eólica instalada en el caso con la restricción de flexibilidad no difiere en más de un 6 % respecto al caso que considera las restricciones de predespacho. Los costos de operación entre ambos casos presentan diferencias promedio menores al 3 %, aun cuando las simulaciones con la restricción de flexibilidad no considera los costos de encendido y apagado. En cuanto al desempeño computacional, las simulaciones con la restricción de flexibilidad implementada demoran menos que aquellas que consideran las restricciones de predespacho, en todos los escenarios considerados. Las diferencias llegan a ser de un 57 % (20 segundos). En el análisis año a año, también se presentan mejoras respecto a la composición del parque de generación resultante, tal como queda de manifiesto (para el viento) en los gráficos del Anexo Resultados con 7.2.

El paralelo que se realiza entre los escenarios greenfield (sin parque previo) y aquellos con un parque de generación existente, busca en primer lugar, evidenciar las diferencias que se dan en cuanto a la expansión a lo largo del periodo de evaluación. En ese sentido se concluye que aquellos casos en que ya hay centrales instaladas (entre ellas de GNL), hay un mayor espacio y capacidad para desarrollar la tecnología eólica, pues muchas unidades de generación que ya están instaladas pueden aportar reserva secundaria. En contraste, cuando se deja al programa empezar desde cero, las tecnologías que predominan son el carbón y el viento, sin dejar espacio a otras como el GNL, lo que limita técnicamente el desarrollo y operación de centrales eólicas.

El segundo objetivo de comparar dos tipos de escenarios es poner a prueba la modificación propuesta antes distintas configuraciones (y entonces sistemas) y matrices energéticas al comienzo del horizonte. La respuesta de la restricción de flexibilidad es igualmente positiva, aunque cuando ya existe un parque como el configurado en los Escenarios 2, 4 y 6, el proceso iterativo toma más tiempo (se debe alcanzar una pendiente mayor del factor de cálculo de la reserva secundaria), pues existe una capacidad “ociosa” de las máquinas GNL que permite cumplir el requerimiento de manera más rápida que para los casos greenfield.

De acuerdo a todo lo expuesto antes, se puede afirmar que la propuesta desarrollada en este trabajo logra cumplir los objetivos descritos al principio de este informe, mejorando los resultados obtenidos en los ejercicios de planificación sin imputar costos computacionales demasiado altos. Es decir, esta nueva restricción de flexibilidad logra condensar en gran parte, los fenómenos de corto plazo (Predespacho), que son gatillados por una alta penetración de generación intermitente, y que normalmente no son considerados en los ejercicios de largo plazo, dada la infactibilidad de hacerlo para sistemas grandes.

5.2 Trabajo futuro

Aun cuando los resultados obtenidos en este trabajo de título son muy alentadores y representan un avance en términos de lo que se está haciendo a la hora de planificar sistemas eléctricos, quedan muchas vetas por explorar y mejorar.

Se debe notar que la metodología propuesta considera fijar la forma (la pendiente) del factor de cálculo del requerimiento de reserva secundaria para todo el horizonte de evaluación, lo que podría mejorarse si se explorara calculando una pendiente de

manera anual, que se ajustara al parque de generación que resulta al final de cada año.

La herramienta actual calcula el requerimiento de reserva secundaria de acuerdo a la generación de viento que se espera haya en cada hora, y permite que solo las unidades térmicas (y/o hidráulicas) aporten a satisfacerlo. En ese sentido, se propone que se considere el “recorte de viento” (o “spillage”, en inglés) como una forma de aportar a la reserva, o lo que es equivalente, que el cálculo del requerimiento solo considere el viento que realmente se utiliza para generar energía (y no el que se “bota”). En la misma línea, se propone estudiar cómo se ven afectados los resultados si se consideran sistemas de almacenamiento que permitan aportar también a cumplir la necesidad de reserva secundaria.

Finalmente, y dado que lo propuesto metodológicamente corresponde a una restricción de flexibilidad, se abre la posibilidad de ampliar el concepto e imputar reserva no solo por la operación de tecnologías intermitentes, sino que en forma más general, por la generación en base a centrales inflexibles (entre las que se pueden encontrar algunas unidades térmicas de lenta respuesta, o con mínimos técnicos muy altos), lo que limitaría técnica y económicamente no solo el desarrollo de la tecnología eólica o solar, sino que también el desarrollo de aquellas térmicas inflexibles.

6 Bibliografía

- [1] Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC: Volumen II - Estudio de aplicación al SING,» 2012.
- [2] CDEC - SIC, Dirección de Operación, «Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas,» 2012.
- [3] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Operating Reserves and Variable Generation,» 2011.
- [4] H. Banakar, C. Luo y B. T. Ooi, «Impacts of wind power minute-to-minute variations on power system operation,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, nº 1, pp. 150,160, February 2008.
- [5] S. Kamalinia y M. Shahidehpour, «Generation Expansion Planning in Wind-Thermal Power Systems,» *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 4, nº 8, pp. 940,951, August 2010.
- [6] I. S. Monsalve, «Panorama Energético,» [En línea]. Available: <http://jaibana.udea.edu.co/grupos/centrales/files/capitulo%201.pdf>. [Último acceso: 28 Marzo 2013].
- [7] B. Palmintier y M. Webster, «Impact of Unit Commitment Constraints on Generation Expansion Planning with Renewables,» *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, vol. , nº , pp. 1,7, July 2011.
- [8] UCTE, «Policy 1: Load-frequency control and performance,» 2009.
- [9] Comisión Nacional de Energía (CNE), «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» 2010.
- [10] M. A. Ortega-Vazquez y D. S. Kirschen, «Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 24, nº 1, pp. 114,124, February 2009.
- [11] A. Papavasiliou, S. S. Oren y R. P. O. Neill, «Reserve Requirements for Wind Power Integration: A Scenario-Based Stochastic Programming Framework,» *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, nº 4, pp. 2197,2206, November 2011.
- [12] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Wind power data».
- [13] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Western Wind and Solar Integration Study,» 2010.
- [14] The Minnesota Public Utilities Commission, Final Report - 2006 Minnesota Wind Integration Study

(Volume I), 2006.

[15] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Eastern Wind Integration and Transmission Study,» 2010.

7 Anexos

7.1 Resultados de la etapa de verificación

7.1.1 Escenario 1: base greenfield

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	13.529,18	7.285,20
Planificación	13.438,93	6.543,21

Tabla 7.1: Costo total y de operación (Escenario 1)

- Composición del parque al final del periodo

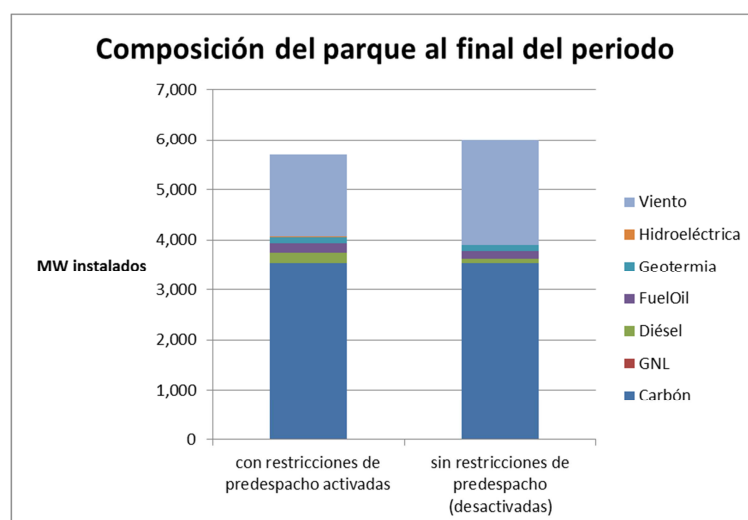


Figura 7.1: Composición del parque al final del periodo (Escenario 1)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	2.940	3.240	3.540
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200
	0	138	138	138	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	725	896	1.021	1.056	1.143	1.272	1.324	1.511	1.575	1.614	1.625
	0	0	0	1.029	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.064	2.102	2.260

Tabla 7.2: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 1)

7.1.2 Escenario 2: base con parque existente

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	15.028,24	7.289,73
Planificación	14.862,60	6.499,33

Tabla 7.3: Costo total y de operación (Escenario 2)

- Composición del parque al final del periodo

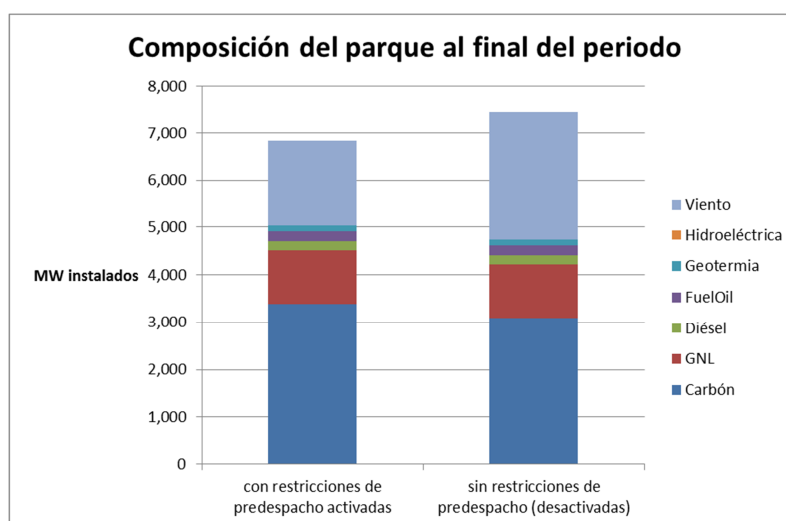


Figura 7.2: Composición del parque al final del periodo (Escenario 2)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	654	1.027	1.127	1.163	1.251	1.352	1.392	1.419	1.544	1.717	1.798
	0	0	0	219	2.000	2.220	2.399	2.496	2.514	2.525	2.563	2.589	2.657	2.714

Tabla 7.4: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 2)

7.1.3 Escenario 3: greenfield con aumento de demanda

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	14.874,24	8.110,85
Planificación	14.825,54	7.335,33

Tabla 7.5: Costo total y costo de operación (para todo el horizonte) (Escenario 3)

- Composición del parque al final del periodo

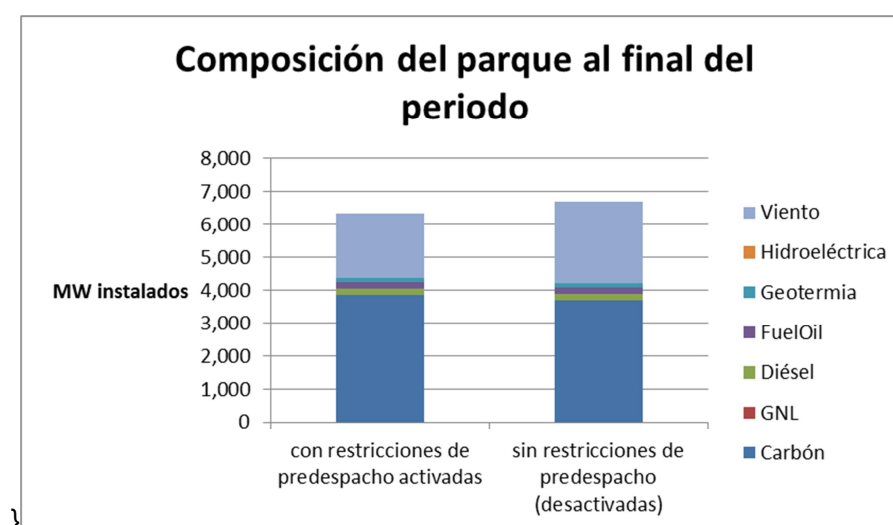


Figura 7.3: Composición del parque al final del periodo (Escenario 3)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.890	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.840
	1.890	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.690
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	32	32	32	32	200	200	200	200	200
	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	864	1.023	1.102	1.244	1.326	1.463	1.562	1.627	1.704	1.900	1.956
	0	0	0	1.995	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.016	2.067	2.127	2.283	2.476

Tabla 7.6: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 3)

7.1.4 Escenario 4: parque existente con aumento de demanda

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	16.316,87	8.061,61
Planificación	16.134,06	7.222,71

Tabla 7.7: Costo total y de operación (para todo el horizonte) (Escenario 4)

- Composición del parque al final del periodo

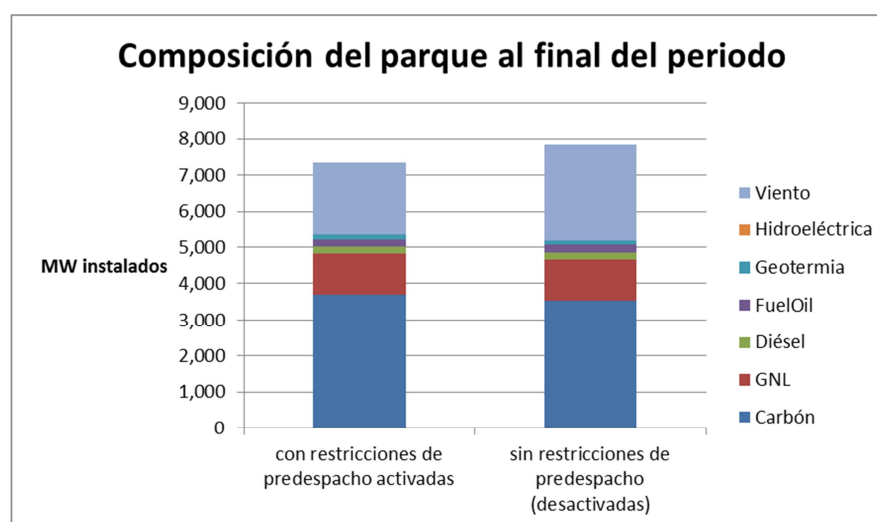


Figura 7.4: Composición del parque al final del periodo (Escenario 4)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.690
	2.040	2.040	2.190	2.190	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	2.090	3.240	3.540
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	864	1.048	1.179	1.242	1.348	1.403	1.460	1.595	1.777	1.902	1.996
	0	0	0	1.329	2.005	2.433	2.452	2.454	2.511	2.532	2.588	2.652	2.652	2.652

Tabla 7.8: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 4)

7.1.5 Escenario 5: greenfield con disminución de consto de inversión eólico

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	13.394,99	6.808,29
Planificación	13.218,85	6.172,07

Tabla 7.9: Costo total y de operación (Escenario 5)

- Composición del parque al final del periodo

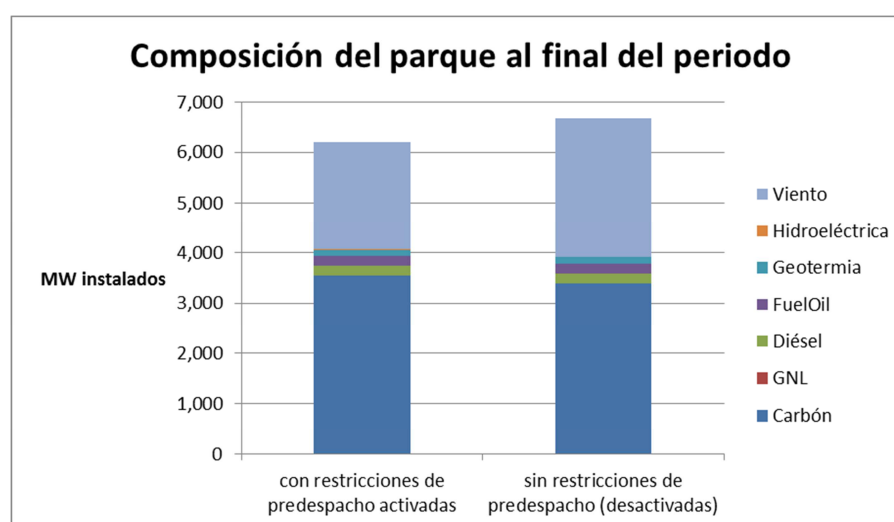


Figura 7.5: Composición del parque al final del periodo (Escenario 5)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.640	2.790	2.940	3.240	3.390	3.540
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	8	8	8	8	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	0	51	51	51	51	66	66	66	66	66	66	66	66	66
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	1.288	1.288	1.421	1.501	1.677	1.884	2.015	2.015	2.015	2.122	2.122
	0	0	0	2.000	2.189	2.231	2.331	2.331	2.331	2.353	2.438	2.477	2.535	2.740

Tabla 7.10: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 5)

7.1.6 Escenario 6: parque existente con disminución de costo de inversión eólico

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Planificación + Predespacho	14.882,97	6.829,42
Planificación	14.608,41	6.018,33

Tabla 7.11: Costo total y de operación (Escenario 6)

- Composición del parque al final del periodo

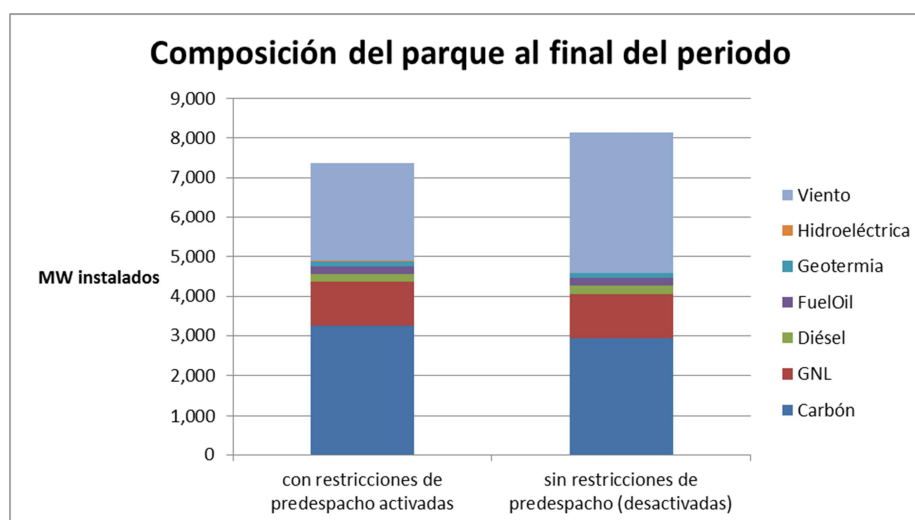


Figura 7.6: Composición del parque al final del periodo (Escenario 6)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.490	2.640	2.790	2.940
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	1.145	1.490	1.490	1.514	1.710	1.994	2.201	2.250	2.252	2.425	2.467
	0	0	0	2.000	2.087	2.340	2.619	2.655	2.750	2.880	3.100	3.260	3.414	3.547

Tabla 7.12: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 6)

7.2 Resultados con restricción de flexibilidad (análisis comparativo)

7.2.1 Escenario 1: base greenfield

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	13.529,18	7.285,20
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	13.438,93	6.543,21
Con restricción de flexibilidad	13.501,73	7.359,92

Tabla 7.13: Costo total y de operación (Escenario 1)

- Costo de operación anual

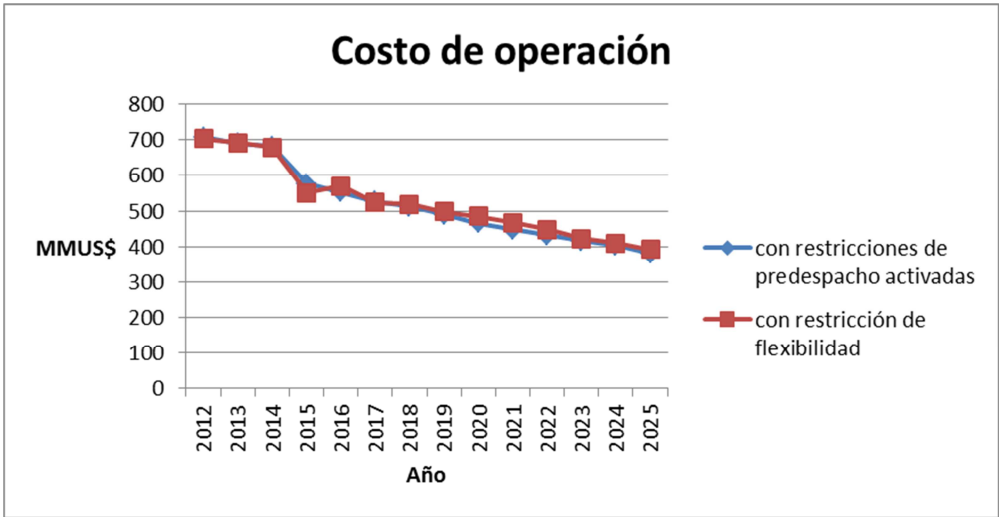


Figura 7.7: Costo de operación anual (Escenario 1)

- Composición del parque al final del periodo

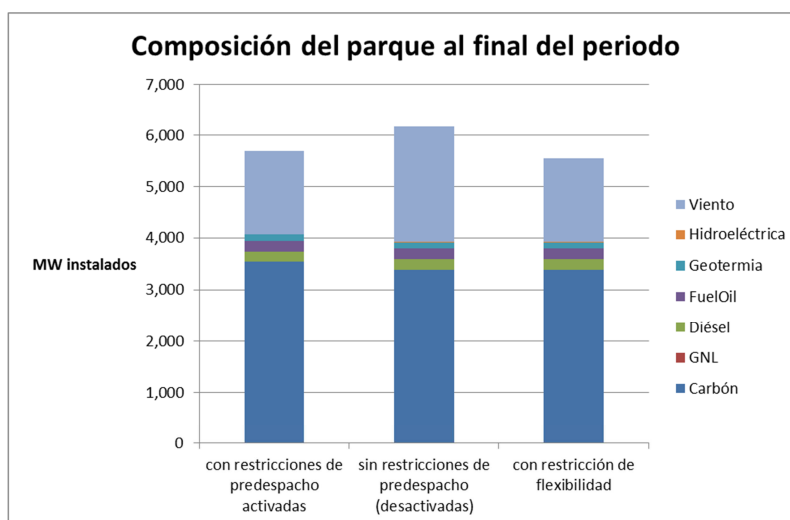


Figura 7.8: Composición del parque al final del periodo (Escenario 1)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	2.940	3.240	3.540
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.040	2.340	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200
	0	138	138	138	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	725	896	1.021	1.056	1.143	1.272	1.324	1.511	1.575	1.614	1.625
	0	0	0	1.029	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.061	2.064	2.102	2.260
	0	0	0	889	942	1.044	1.150	1.205	1.205	1.243	1.304	1.480	1.511	1.641

Tabla 7.14: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 1)

7.2.2 Escenario 2: base con parque existente

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	15.028,24	7.289,73
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	14.862,60	6.499,33
Con restricción de flexibilidad	14.911,86	7.257,69

Tabla 7.15: Costo total y de operación (Escenario 2)

- Costo de operación anual

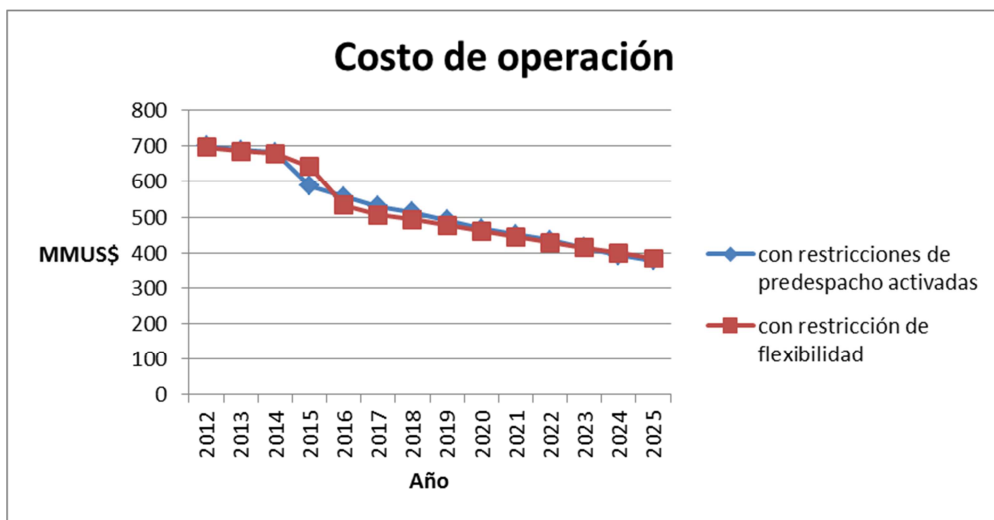


Figura 7.9: Costo de operación anual (Escenario 2)

- Composición del parque al final del periodo

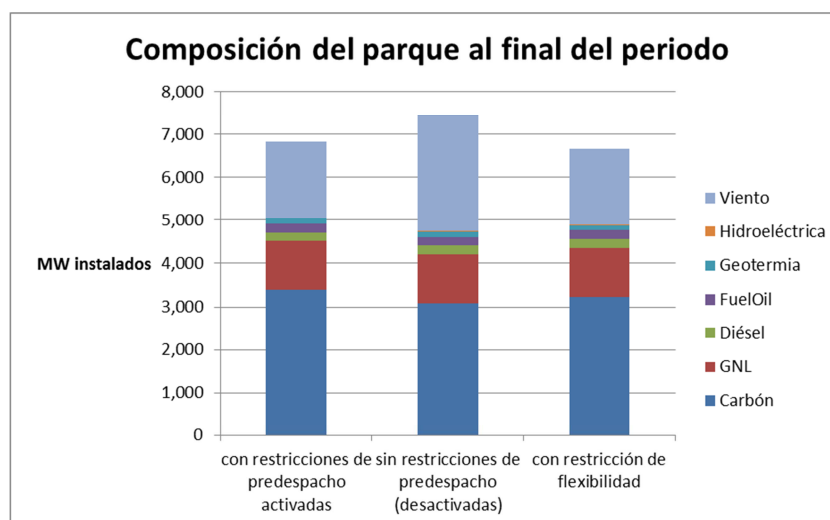


Figura 7.10: Composición del parque al final del periodo

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	654	1.027	1.127	1.163	1.251	1.352	1.392	1.419	1.544	1.717	1.798
	0	0	0	219	2.000	2.220	2.399	2.496	2.514	2.525	2.563	2.589	2.657	2.714
	0	0	0	219	1.083	1.400	1.439	1.478	1.519	1.556	1.592	1.657	1.706	1.780

Tabla 7.16: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 2)

7.2.3 Escenario 3: greenfield con aumento de demanda

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	14.874,24	8.110,85
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	14.825,54	7.335,33
Con restricción de flexibilidad	16.256,27	8.360,07

Tabla 7.17: Costo total y de operación (Escenario 3)

- Costo de operación anual

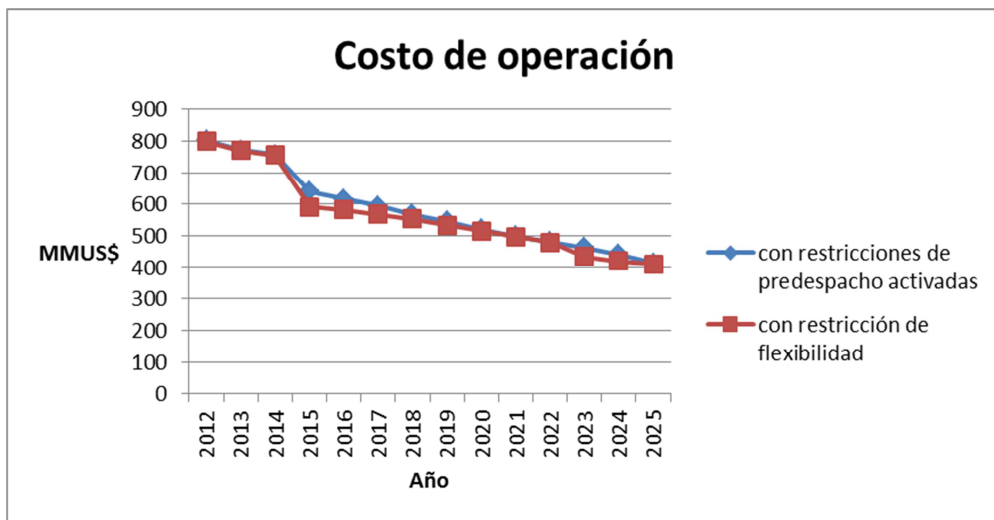


Figura 7.11: Costo de operación anual (Escenario 3)

- Composición del parque al final del periodo

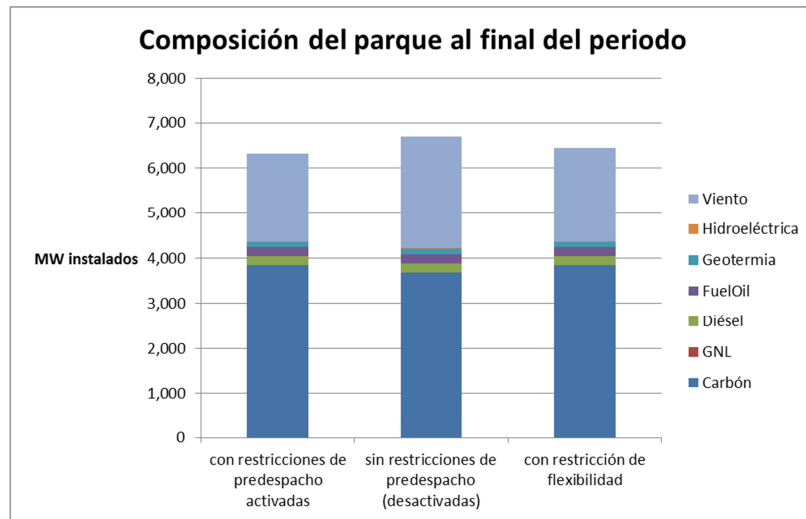


Figura 7.12: Composición del parque al final del periodo (Escenario 3)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.890	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.840
	1.890	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.690
	1.890	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.690	3.840
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	32	32	32	32	200	200	200	200	200
	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	864	1.023	1.102	1.244	1.326	1.463	1.562	1.627	1.704	1.900	1.956
	0	0	0	1.995	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.016	2.067	2.127	2.283	2.476
	0	0	0	1.314	1.392	1.470	1.509	1.534	1.768	1.870	1.970	2.053	2.053	2.081

Tabla 7.18: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 3)

7.2.4 Escenario 4: parque existente con aumento de demanda

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	16.316,87	8.061,61
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	16.134,06	7.222,71
Con restricción de flexibilidad	16.179,11	7.925,75

Tabla 7.19: Costo total y de operación (Escenario 4)

- Costo de operación anual

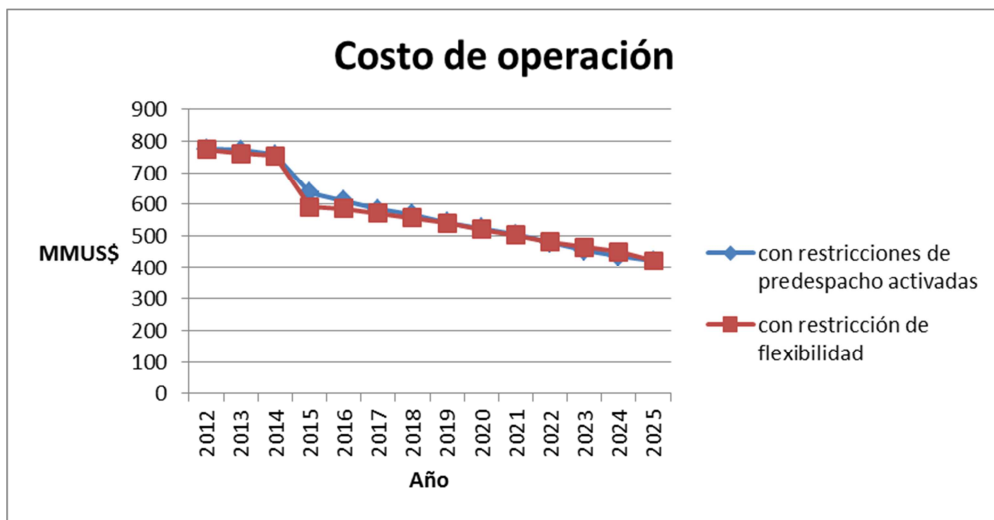


Figura 7.13: Costo de operación anual (Escenario 4)

- Composición del parque al final del periodo

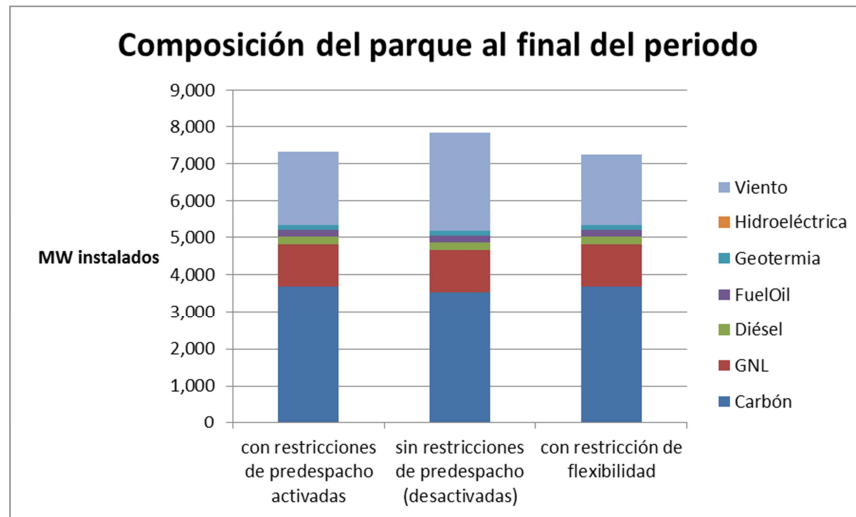


Figura 7.14: Composición del parque al final del periodo (Escenario 4)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.540	3.690
	2.040	2.040	2.190	2.190	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	2.090	3.240	3.540
	2.040	2.040	2.190	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390	3.690
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.280
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	864	1.048	1.179	1.242	1.348	1.403	1.460	1.595	1.777	1.902	1.996
	0	0	0	1.329	2.005	2.433	2.452	2.454	2.511	2.532	2.588	2.652	2.652	2.652
	0	0	0	1.169	1.365	1.407	1.459	1.527	1.577	1.631	1.707	1.746	1.781	1.903

Tabla 7.20: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 4)

7.2.5 Escenario 5: greenfield con disminución de costo de inversión eólico

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	13.394,99	6.808,29
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	13.218,85	6.172,07
Con restricción de flexibilidad	13.388,81	7.103,56

Tabla 7.21: Costo total y de operación (Escenario 5)

- Costo de operación anual

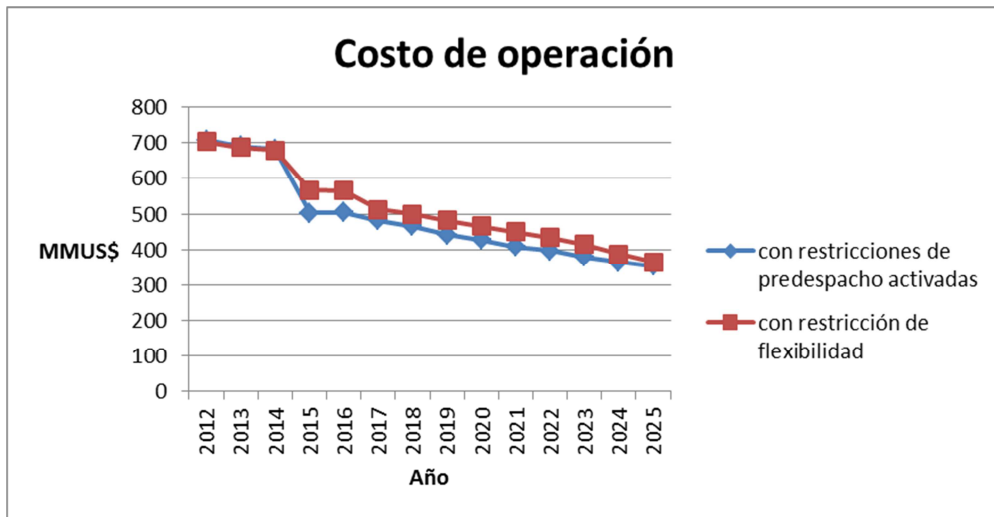


Figura 7.15: Costo de operación anual (Escenario 5)

- Composición del parque al final del periodo

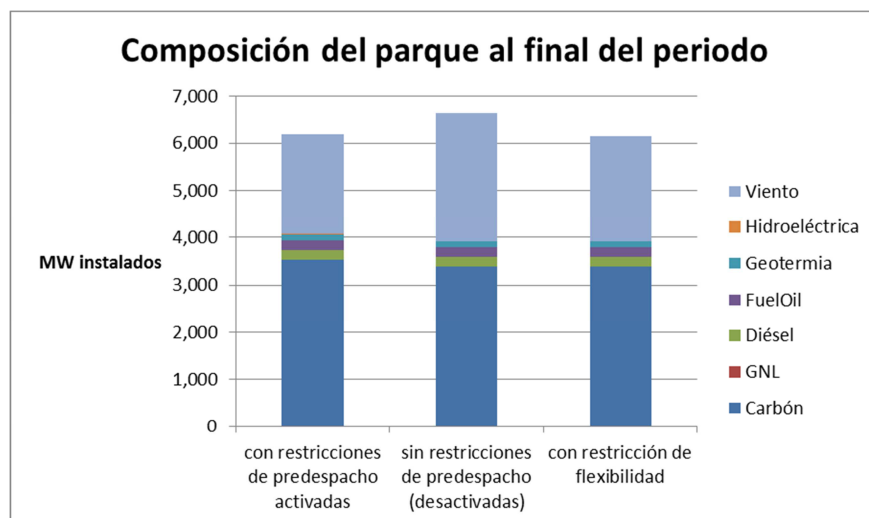


Figura 7.16: Composición del parque al final del periodo (Escenario 5)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.640	2.790	2.940	3.240	3.390	3.540
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
	1.740	1.890	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240	3.390
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	8	8	8	8	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	0	51	51	51	51	66	66	66	66	200	200	200	200	200
	0	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	1.288	1.288	1.421	1.501	1.677	1.884	2.015	2.015	2.015	2.122	2.122
	0	0	0	2.000	2.189	2.231	2.331	2.331	2.331	2.353	2.438	2.477	2.535	2.740
	0	0	0	814	814	1.362	1.401	1.447	1.447	1.925	1.930	1.991	2.167	2.224

Tabla 7.22: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 5)

7.2.6 Escenario 6: parque existente con disminución de costo de inversión eólico

- Costo total (inversión + operación) (para todo el horizonte) y costo de operación

Simulación	Costo total MMUS\$	Costo de operación MMUS\$
Con restricciones de predespacho activadas	14.882,97	6.829,42
Sin restricciones de predespacho (desactivadas)	14.608,41	6.018,33
Con restricción de flexibilidad	14.798,33	6.974,86

Tabla 7.23: Costo total y de operación (Escenario 6)

- Costo de operación anual

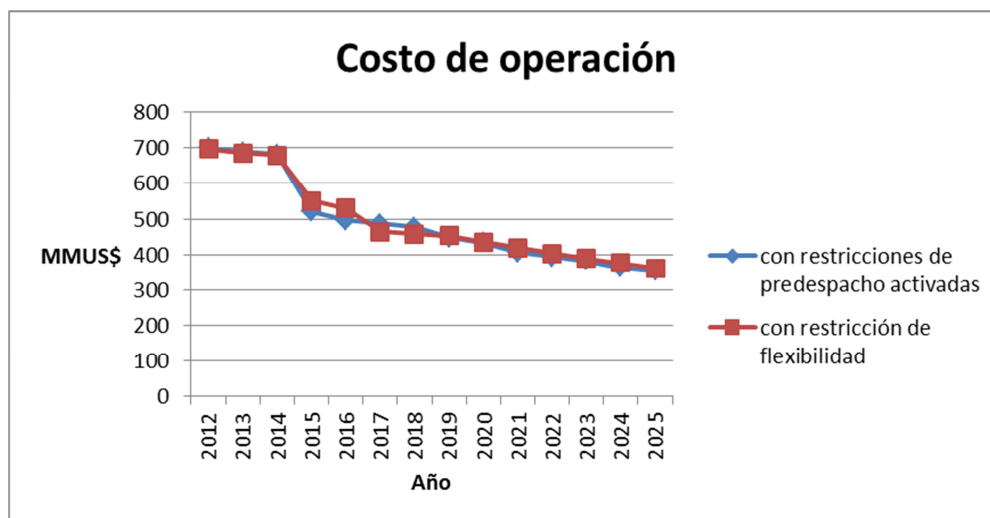


Figura 7.17: Costo de operación anual (Escenario 6)

- Composición del parque al final del periodo

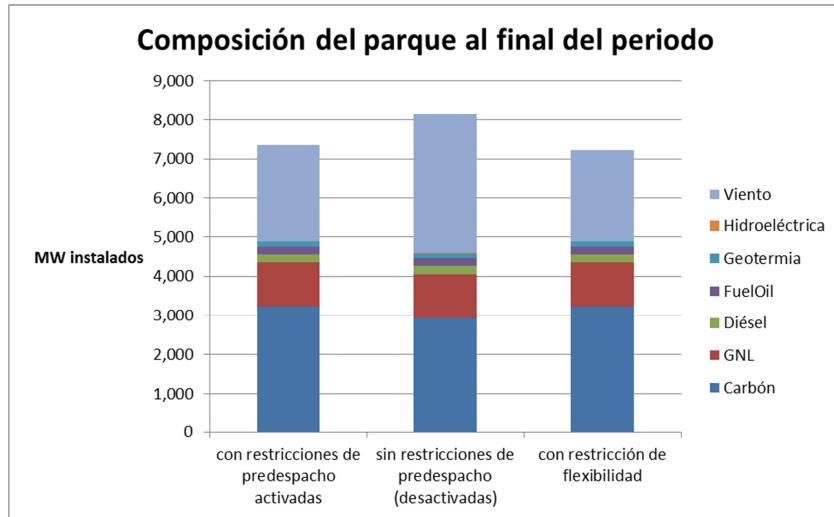


Figura 7.18: Composición del parque al final del periodo (Escenario 6)

- Parque de generación anual (por tecnología)

Tecnología	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Carbón	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.490	2.640	2.790	2.940	3.090	3.240
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.340	2.490	2.490	2.640	2.790	2.940
	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.040	2.190	2.190	2.340	2.490	2.640	2.790	2.940	3.240
GNL	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120	1.120
Diésel	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
FuelOil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Geotermia	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Hidro	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Viento	0	0	0	1.145	1.490	1.490	1.514	1.710	1.994	2.201	2.250	2.252	2.425	2.476
	0	0	0	2.000	2.087	2.340	2.619	2.655	2.750	2.880	3.100	3.260	3.414	3.547
	0	0	0	823	1.096	1.788	1.834	1.916	1.979	2.043	2.108	2.177	2.248	2.322

Tabla 7.24: Parque de generación anual (por tecnología) (Escenario 6)