



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

INTEGRACIÓN ÓPTIMA DE ENERGÍA EÓLICA Y SU CONTRIBUCIÓN A LA
REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SECTOR GENERACIÓN
ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

ERICK MANUEL SIERRA BAEZA

PROFESOR GUÍA:
CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RIGOBERTO TORRES AVILA
MARK FALVEY

SANTIAGO DE CHILE
2017

INTEGRACIÓN ÓPTIMA DE ENERGÍA EÓLICA Y SU CONTRIBUCIÓN A LA REDUCCIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DEL SECTOR GENERACIÓN ELÉCTRICA

La energía eólica permite a los países diversificar su matriz energética utilizando un recurso natural y disponible localmente, lo cual contribuye a su independencia de los mercados internacionales de combustibles fósiles. En Chile, actualmente existe potencial para la instalación de 40.000 MW en turbinas eólicas. La baja huella de carbono asociada a esta tecnología ha promovido su integración al Sistema Eléctrico Nacional. Debido a la naturaleza estocástica del viento, la energía eléctrica generada con fuentes eólicas se comporta de forma variable e intermitente. Estas variaciones se producen a escala diaria e incluso intra-horaria y suponen un problema para el operador del sistema eléctrico, lo cual convierte a este fenómeno en una de las barreras que deben ser sorteadas para favorecer su incorporación a cualquier sistema eléctrico de potencia. En el presente documento, se propone la diversificación geográfica como mecanismo de mitigación de la variabilidad intra-diaria de la producción conjunta de electricidad de un grupo de parques eólicos, utilizando la desviación estándar de la curva diaria de generación eléctrica como métrica de la variabilidad de las fuentes eólicas. Para esto se utilizó un modelo de optimización adaptado del modelo de Selección de Carteras de Markowitz, que permite hallar la forma óptima de repartir la potencia nominal instalada sobre un conjunto de perfiles geográficos de generación eléctrica, de manera de cumplir con un nivel dado de potencia media generada y minimizar la variabilidad. A partir de la curva de Markowitz, se eligen tres configuraciones diferentes que representan tres planes de expansión de generación eólica al año 2025, estos planes de expansión se comparan con el plan de expansión del caso base obtenido de un estudio previo.

La primera configuración, presenta el menor promedio de desviación estándar intra-diaria, y un factor de planta 7.6% menor que el caso base. Se obtuvo una reducción del promedio de variabilidad anual del 36.5%. La segunda configuración, presenta un promedio de desviación estándar intra-diaria menor que el caso base, con igual factor de planta que éste. En este caso se reduce la variabilidad intra-diaria en un 32.4%, y la energía generada por fuentes eólicas mantiene su nivel. Finalmente, se estudió una tercera configuración, en la cual se logra producir un 7.6% más de energía, con una variabilidad prácticamente igual que el caso base. La energía generada por los proyectos considerados en estos planes de expansión permite, en promedio, evitar la emisión de 9.4 millones de toneladas de CO_2 que resultarían de generar dicha energía con unidades termoeléctricas a carbón. Finalmente estos planes se evaluaron utilizando el modelo de Programación de Corto Plazo (PCP) que utiliza actualmente el CDEC-SIC, para analizar, el impacto de estas configuraciones sobre el sistema. Los resultados indican que los casos 2 y 3 requieren de una menor cantidad de energía generada por fuentes térmicas para mantener el balance, con respecto al caso base, con lo cual se logra una reducción del 0.4% y del 3.4% -respectivamente- en las emisiones de CO_2 . Mientras que para el primer caso, la generación térmica aumenta en un 0.9% con respecto al caso base, lo que implica un 0.8% más de emisiones de CO_2 .

Agradecimientos

Quiero comenzar agradeciendo a mi madre Monica, a mi padre Manuel, a mis hermanos Rodolfo y Dominique, y a toda mi familia, cuyo apoyo y cariño ha sido el pilar fundamental de mi vida durante estos años. El haber llegado a este momento es gracias a ustedes.

A mi polola Daniela, por tu amor y apoyo durante los momentos difíciles, por llegar a mi vida de forma mágica, por caminar este camino junto a mi, y por dejarme caminar el tuyo junto a ti.

A mis amigos del alma, Raúl, Yerko, Felipe, Nico Patrickson y Nico Soto por tantos buenos momentos, por acompañarme en las buenas y en las malas, y por ser parte de los recuerdos más felices de esta época que termina.

A mi profesor guía Carlos Benavides, por su paciencia, dedicación y tiempo, sin las cuales este trabajo no hubiera salido adelante.

Al 910, a los Martes Mágicos, a la FAE y todos sus integrantes, por tantos humos, alegría y relax juntos. Por hacer de Beauchef un lugar más humano y cálido.

A mi Católica querida, por tantas alegrías y tristezas, por ser un sentimiento descontrolado, y los colores que llevo en el corazón.

Al tiempo, por avanzar sin importar lo que ocurra, y cada persona que me ayudó aunque sea mínimamente, a quienes espero algún día poder devolver la mano.

Tabla de Contenido

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 1.1. Motivación | 1 |
| 1.2. Objetivos | 2 |
| 1.3. Objetivos específicos | 2 |
| 1.4. Alcance | 3 |
| 1.5. Estructura del documento | 3 |
| 2. Revisión Bibliográfica | 4 |
| 2.1. Medidas de tendencia de variables aleatorias | 4 |
| 2.1.1. Esperanza, Varianza y Desviación estándar | 4 |
| 2.1.2. Covarianza y Correlación | 5 |
| 2.2. Modelo de Selección de Carteras de Markowitz | 6 |
| 2.3. Mercado eléctrico en Chile | 8 |
| 2.4. Energía eólica | 10 |
| 2.4.1. Potencia contenida en el viento | 11 |
| 2.4.2. Curvas de potencia de una turbina eólica | 12 |
| 2.5. Despacho económico de unidades de generación | 13 |
| 2.5.1. Formulación | 13 |
| 2.5.2. Modelo de Operación Económica de Corto Plazo de un Sistema Eléctrico (PCP) | 15 |
| 3. Metodología y Formulación matemática | 17 |
| 3.1. Descripción | 17 |
| 3.2. Datos de entrada | 20 |
| 3.3. Formulación matemática | 23 |
| 3.4. Optimización | 24 |
| 3.5. Impacto sobre el sistema eléctrico y emisiones de CO_2 | 25 |
| 3.6. Caracterización del caso base (Caso 0) | 27 |
| 3.6.1. Descripción | 27 |
| 3.6.2. Desempeño esperado | 31 |
| 3.6.3. Desempeño sistémico | 32 |
| 4. Resultados | 35 |
| 4.1. Análisis de Markowitz y Optimización | 35 |
| 4.2. Caso 1: Mínima Varianza | 36 |
| 4.2.1. Descripción | 36 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 4.2.2. | Desempeño esperado | 39 |
| 4.2.3. | Desempeño sistémico | 40 |
| 4.3. | Caso 2: Igual factor de planta y menor desviación intra-diaria que el caso base | 44 |
| 4.3.1. | Descripción | 44 |
| 4.3.2. | Desempeño esperado | 48 |
| 4.3.3. | Desempeño sistémico | 49 |
| 4.4. | Caso 3: Mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 53 |
| 4.4.1. | Descripción | 53 |
| 4.4.2. | Desempeño esperado | 57 |
| 4.4.3. | Desempeño sistémico | 58 |
| 5. | Análisis | 62 |
| 5.1. | Análisis de Markowitz | 62 |
| 5.2. | Caso 1: Mínima Varianza | 62 |
| 5.3. | Caso 2: Menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 63 |
| 5.4. | Caso 3: Mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 64 |
| 5.5. | Resumen Resultados | 65 |
| 5.5.1. | Potencia instalada por perfil y desempeño esperado | 65 |
| 5.5.2. | Desempeño sistémico y emisiones de CO_2 | 70 |
| | Conclusión | 71 |
| | Bibliografía | 77 |
| | Anexo | 79 |

Índice de Tablas

| | | |
|-------|---|----|
| 2.1. | Capacidad instalada SIC separada por tecnología, año 2015 | 9 |
| 2.2. | Capacidad instalada SING separada por tipo de combustible, año 2015 | 10 |
| 2.3. | Características del modelo de predespacho utilizado para realizar las simulaciones | 16 |
| 3.1. | Descripción de la base de datos de zonas, perfiles y centrales | 21 |
| 3.2. | Resumen potencias instaladas por zona al 2016 y 2025, base de datos inicial | 22 |
| 3.3. | Parámetros de emisiones de CO_2 por combustible | 26 |
| 3.4. | Potencia instalada por perfil, caso base | 28 |
| 3.5. | Potencia instalada por zona, caso base | 30 |
| 3.6. | Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso base | 32 |
| 3.7. | Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en miles de toneladas), caso base | 33 |
| 3.8. | Energía anual generada por tecnología, caso base | 34 |
| 4.1. | Potencia instalada por perfil, caso mínima varianza | 37 |
| 4.2. | Potencia instalada por zona, caso de mínima varianza | 38 |
| 4.3. | Energía anual generada por tecnología, caso de mínima varianza | 42 |
| 4.4. | Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso de mínima varianza | 43 |
| 4.5. | Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso de mínima varianza | 43 |
| 4.6. | Potencia instalada por perfil, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 45 |
| 4.7. | Potencia instalada por zona, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 46 |
| 4.8. | Energía anual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 51 |
| 4.9. | Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 52 |
| 4.10. | Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 52 |
| 4.11. | Potencia instalada por perfil, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 54 |
| 4.12. | Potencia instalada por zona, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 55 |

| | |
|---|----|
| 4.13. Energía anual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 60 |
| 4.14. Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 61 |
| 4.15. Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 61 |
| 5.1. Resumen producción de energía eólica anual y desviación intra-diaria promedio esperadas | 65 |
| 5.2. Potencias nominales a instalar por perfil, todos los casos | 66 |
| 5.3. Potencias nominales a instalar por zona, todos los casos | 68 |
| 5.4. Resumen producción de energía eólica anual y desviación intra-diaria promedio, según PCP | 70 |
| 5.5. Emisiones de CO_2 equivalentes de una central termoeléctrica a carbón para la energía eólica generada en todos los casos | 70 |
| 5.6. Energía anual generada por fuentes térmicas, en GWh | 71 |
| 5.7. Emisiones de CO_2 (en millones de toneladas) de todos los escenarios | 71 |
| 5.8. Número de partidas y paradas de unidades térmicas, todos los casos | 71 |
| 5.9. Correlación entre perfiles | 80 |
| 5.10. Factor de planta y desviación estándar intra-diaria (en pu) de cada perfil | 81 |

Índice de Ilustraciones

| | |
|---|----|
| 2.1. Parábola de retorno esperado - varianza, o Curva de Markowitz | 7 |
| 2.2. Región factible en el plano $\sigma - R$ | 8 |
| 2.3. Columna de aire | 11 |
| 2.4. Curva de potencia de un aerogenerador, y ajustes polinomiales sobre ella . . | 12 |
| 3.1. Diagrama de bloques de la metodología de trabajo | 19 |
| 3.2. Potencia instalada por perfil, caso base | 29 |
| 3.3. Potencia instalada por zona, caso base | 30 |
| 3.4. Perfil diario de producción esperada de energía eólica del caso base, año 2025 | 31 |
| 3.5. Perfil diario de producción de energía eólica del caso base, extraído del pre- despacho | 32 |
| 3.6. Energía anual generada por tecnología, caso base | 33 |
| 3.7. Energía mensual generada por tecnología, caso base | 34 |
| 4.1. Resultado: Curva de Markowitz | 35 |
| 4.2. Potencia instalada por perfil, caso de mínima varianza | 36 |
| 4.3. Potencia instalada por zona, caso de mínima varianza | 38 |
| 4.4. Perfil diario esperado de generación eólica, caso de mínima varianza | 39 |
| 4.5. Perfil diario de producción de energía eólica caso de mínima varianza, según PCP | 40 |
| 4.6. Energía anual generada por tecnología, caso de mínima varianza | 41 |
| 4.7. Energía mensual generada por tecnología, caso de mínima varianza | 42 |
| 4.8. Potencia instalada por perfil, caso menor desviación intra-diaria e igual poten- cia media que el caso base | 44 |
| 4.9. Potencia instalada por zona, caso menor desviación intra-diaria e igual poten- cia media que el caso base | 47 |
| 4.10. Perfil diario esperado de generación eólica, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 48 |
| 4.11. Perfil diario de producción de energía eólica, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base, según PCP | 49 |
| 4.12. Energía anual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 50 |
| 4.13. Energía mensual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base | 51 |
| 4.14. Potencia instalada por perfil, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 53 |

| | |
|--|----|
| 4.15. Potencia instalada por zona, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 56 |
| 4.16. Perfil diario esperado de generación eólica, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 57 |
| 4.17. Perfil diario producción de energía eólica caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base, según PCP | 58 |
| 4.18. Energía anual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 59 |
| 4.19. Energía mensual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base | 60 |
| 5.1. Potencias nominales a instalar por perfil, todos los casos | 67 |
| 5.2. Potencias nominales a instalar por zona, todos los casos | 69 |
| 5.3. N° total de partidas unidades a Carbón y GNL-CC, todos los casos | 72 |
| 5.4. Detalle por central, n° total de paradas unidades a Carbón, todos los casos . | 73 |
| 5.5. Detalle por central, n° total de paradas unidades GNL-CC, todos los casos . | 74 |
| 5.6. Escala de color para la tabla de correlaciones | 79 |

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Chile mantiene hasta 2020 un compromiso voluntario de reducción de emisiones, suscrito en Copenhague en 2009 y ratificado ante Naciones Unidas el 2010 por escrito. Adicionalmente, como resultado de las negociaciones bajo la plataforma de Durban, Chile se encuentra actualmente definiendo una contribución concreta a la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) desde el 2020 en adelante [15].

Este compromiso a nivel mundial, ha implicado esfuerzos en los diversos sectores productivos y consuntivos para reducir las emisiones de GEI propias de su actividad. El sector energía eléctrica no es la excepción, y ha comenzado la migración hacia tecnologías de generación más limpias. Actualmente, las fuentes de Energía Renovable No Convencionales (ERNC) se consolidan como la alternativa limpia elegida. Hace una década, un 0.8% de la energía mundial fue generada mediante ERNC. Para el año 2015, esta porción alcanzó el 6.7%, siendo la energía eólica la que realizó un mayor aporte, con una participación del 55.2% en la generación renovable mundial [1].

En Chile, el sector energía es responsable de la emisión de 44.3 millones de toneladas métricas de CO_2 equivalente al año [16], por lo que también se trabaja en adoptar la tendencia mundial de reducir la participación de los combustibles fósiles y aumentar la de ERNC en la matriz energética. En particular, la ley 20.698 define que un 20% de los retiros del sistema eléctrico debe ser suministrado por ERNC al año 2025 [13]. Actualmente, La energía eólica es las ERNC que toma mayor protagonismo a nivel país con una capacidad instalada de 909,9 MW hasta marzo del 2016, lo que representa un 4,5% de la capacidad instalada en el SING y el SIC, y 62.5% de la capacidad instalada de ERNC en ambos sistemas [2, 4].

Debido a la naturaleza estocástica del viento, la energía eléctrica generada por turbinas eólicas es variable e intermitente y puede afectar la calidad del producto eléctrico, así como la planificación de los sistemas de potencia [8]. Esta variabilidad puede significar un aumento en el costo total de operación del sistema, ya que el operador debe aumentar la flexibilidad de éste, aumentando la cantidad de reserva en giro u ordenando la adquisición de equipos de

compensación de energía activa [12].

Dadas las características geográficas de Chile, su longitud y variedad de climas, resulta de particular interés el efecto que se pueda conseguir sobre la variabilidad al considerar distribuciones geográficas alternativas al escenario considerado actualmente. Este problema ha sido planteado por diversos autores: Roques, Hiroux y Saguan en [22], Novacheck y Johnson en [19], y Tuzuner, Toran y Goner en [23]. Estos autores resuelven este problema utilizando versiones adaptadas del modelo de Selección de Carteras de Markowitz. De la revisión bibliográfica realizada, sólo Novacheck y Johnson aplican los resultados de sus simulaciones sobre un modelo de despacho de un sistema eléctrico real. A nivel local, no existen estudios que estudien la diversificación geográfica de energía eólica, ni su impacto sobre el Sistema Eléctrico Nacional.

1.2. Objetivos

Esta memoria tiene como objetivo estudiar la dispersión geográfica como mecanismo de mitigación de la variabilidad intra-diaria de la producción de energía eólica en Chile, su impacto sobre las unidades térmicas, y sobre las emisiones de CO_2 producidas por el sistema de generación de energía eléctrica.

1.3. Objetivos específicos

Para el desarrollo de este trabajo se deberá cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Seleccionar una métrica para medir la variabilidad de la energía generada con fuentes eólicas.
- Analizar el estado actual de la generación eólica y caracterizar su generación mediante medidas estadísticas.
- Desarrollar una metodología que incorpore la métrica elegida y que permita distribuir de la generación eólica a lo largo del país de manera tal de minimizar dicha medida.
- Evaluar la metodología y proponer distintos escenarios de expansión de la generación eólica.
- Evaluar el desempeño de estos escenarios utilizando un modelo de predespacho.
- Utilizar los resultados del predespacho para analizar el impacto de estos nuevos escenarios en el parque térmico.
- Estimar el impacto de los escenarios en las emisiones de CO_2 del sector generación de energía eléctrica.

1.4. Alcance

Este trabajo tiene como finalidad estudiar alternativas a la configuración futura del parque eólico chileno en el SIC y el SING, considerando su futura interconexión [21], de manera tal de mitigar la variabilidad natural de este tipo de energía. El análisis se considera de largo plazo, por lo cual no se modelan fenómenos dinámicos. También quedan fuera del alcance las complejidades asociadas a los ciclos de partida/parada y a la eficiencia de los generadores térmicos.

Se trabajó a partir de una base de datos desarrollada para el «Estudio de integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional» elaborado por el Centro de Energía de la U. de Chile [5].

1.5. Estructura del documento

La presente memoria se encuentra organizada en 5 capítulos numerados más la Conclusión. Cada uno de los cuales tiene una función específica:

El primer capítulo corresponde a la presente Introducción. El segundo capítulo, Marco Teórico, sienta las bases matemáticas y técnicas sobre las cuales se desarrolla el trabajo, incluyendo una revisión bibliográfica de los tópicos en estudio, de manera tal de caracterizar el estado del arte con respecto al tema.

El tercer capítulo, presenta la Metodología a seguir para la obtención de los resultados, incluyendo una caracterización del caso base en estudio y la expresión matemática del problema a resolver.

El cuarto capítulo presenta los Resultados obtenidos siguiendo dicha metodología, mediante gráficos y tablas. En el quinto capítulo, Análisis, se describen las deducciones y observaciones que pudieren hacerse de los Resultados.

El último capítulo trae las Conclusiones, las cuales sintetizarán lo encontrado en los Resultados y Análisis, identificando el cumplimiento de los objetivos y señalando el trabajo futuro a realizar para una eventual continuación del estudio realizado.

Finalmente, se podrá encontrar la Bibliografía y el Anexo, donde se encuentran los datos utilizados en la confección de este documento.

Capítulo 2

Revisión Bibliográfica

2.1. Medidas de tendencia de variables aleatorias

Para poder caracterizar la variabilidad de la energía eólica, es necesario incorporar algún indicador estadístico que permita darle una medida a la noción de variabilidad. En el contexto de las probabilidades y la estadística, existen transformaciones de una variable aleatoria que se ocupan para medir características interesantes de la distribución de ella. En esta sección se revisarán conceptos asociados a la tendencia y la dispersión de una variable, y a la relación esperada entre pares de éstas.

2.1.1. Esperanza, Varianza y Desviación estándar

La esperanza, o valor esperado, de una variable aleatoria es el promedio de ésta, y es una medida del centro de la distribución.

Definición 2.1 (Esperanza discreta) *Sea X variable aleatoria discreta con densidad de probabilidad f , la esperanza de X se define como:*

$$E(X) = \sum xf(x)$$

Definición 2.2 (Esperanza continua) *Sea X variable aleatoria continua con densidad de probabilidad f , la esperanza de X se define como:*

$$E(X) = \int xf(x)dx$$

Asumiendo la existencia de $E(X)$, se puede calcular la varianza de la variable:

Definición 2.3 (Varianza) *Sea X variable aleatoria real*

$$var(X) = E([X - E(X)]^2)$$

La desviación estándar es simplemente la raíz cuadrada de la varianza:

Definición 2.4 (Desviación estándar) *Sea X variable aleatoria real*

$$\text{std}(X) = \sqrt{\text{var}(X)}$$

La varianza y la desviación estándar de X son medidas de la dispersión en torno a la media. Físicamente, la varianza tiene unidades iguales al cuadrado de la unidad de medida de X . La desviación estándar tiene la ventaja de estar en las mismas unidades de X . La desviación estándar de X se denota comunmente por σ_X , y la varianza por σ_X^2 .

2.1.2. Covarianza y Correlación

La covarianza y la correlación son medidas de la dependencia entre variables aleatorias.

Definición 2.5 (Covarianza) *Sea X e Y variables aleatorias reales*

$$\text{cov}(X, Y) = E([X - E(X)][Y - E(Y)])$$

La covarianza tiene las siguientes propiedades [20]:

1. $\text{cov}(X, X) = \text{var}(X)$
2. Si X e Y son v.a independientes, entonces $\text{cov}(X, Y) = 0$
3. $\text{cov}(X, Y) = \text{cov}(Y, X)$
4. $\text{cov}(aX, Y) = a \cdot \text{cov}(X, Y)$
5. $\text{cov}(X + c, Y) = \text{cov}(X, Y)$
6. $\text{cov}(X + Y, Z) = \text{cov}(X, Z) + \text{cov}(Y, Z)$

Una de las aplicaciones particulares de la covarianza es encontrar la varianza de una suma de varias variables aleatorias. En particular, sean $X_{i=1}^n$ variables aleatorias ponderadas por una constante, entonces [26, 27]:

$$\begin{aligned} \text{var} \left(\sum_{i=1}^n a_i X_i \right) &= \text{cov} \left(\sum_{i=1}^n a_i X_i, \sum_{j=1}^n a_j X_j \right) \\ &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_i a_j \text{cov}(X_i, X_j) \end{aligned}$$

Definición 2.6 (Correlación) *Sea X e Y variables aleatorias reales*

$$\text{corr}(X, Y) = \frac{\text{cov}(X, Y)}{\sigma_X \sigma_Y}$$

La correlación es una versión escalada de la covarianza, y su recorrido es el intervalo $[-1, 1]$. Cuando el signo de ésta es positivo, se dice que las variables están positivamente correlacionadas, cuando el signo es negativo se dice que están negativamente correlacionadas, y cuando la correlación es nula, se dice que las variables no están correlacionadas.

2.2. Modelo de Selección de Carteras de Markowitz

En finanzas, existe una herramienta llamada modelo de Selección de Carteras de Markowitz, también conocida en inglés como *Mean Variance Portfolio Analysis*, la cual se utiliza para la toma de decisiones de inversión en portafolios riesgosos. Esta misma herramienta es utilizada en [19], [22] y [23] para calcular la distribución de turbinas eólicas que minimice la variabilidad del conjunto de parques eólicos.

Suponiendo que se tienen N distintos activos riesgosos, cuyas tasas de retorno están dadas por N variables aleatorias R_i con $i = 1, 2, \dots, N$, además, en cada activo se invierte una porción ω_i del total disponible, de manera tal que $\sum_{i=1}^N \omega_i = 1$. La tasa de retorno del portafolio que contiene los N activos es [14]:

$$R_P = \sum_{i=1}^N \omega_i R_i \quad (2.1)$$

La esperanza y la varianza de R_P son:

$$\mu_P = E[R_P] = \sum_{i=1}^N E[\omega_i R_i] = \sum_{i=1}^N \omega_i E[R_i] = \sum_{i=1}^N \omega_i \mu_i \quad (2.2)$$

$$\sigma_P^2 = var(R_P) = var\left(\sum_{i=1}^N \omega_i R_i\right) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \omega_i \omega_j \cdot cov(R_i, R_j) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \omega_i \sigma_{ij}^2 \omega_j \quad (2.3)$$

Denotando por σ^2 la matriz de covarianza entre las tasas de retorno, los elementos σ_{ij}^2 de la matriz representan la covarianza entre los activos i y j .

En el óptimo, se debe elegir un portafolio de inversiones que minimice la varianza σ_P^2 de éste (es decir, el riesgo), dado un retorno esperado objetivo μ_P . Matemáticamente, la formulación queda como sigue:

$$\text{mín} \frac{1}{2} \sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^N \omega_i \omega_j \sigma_{ij}^2 \quad (2.4)$$

s.a

$$\sum_{i=1}^N \omega_i R_i = \mu_P \quad (2.5)$$

$$\sum_{i=1}^N \omega_i = 1 \quad (2.6)$$

Donde $w_{i=1}^N \in [0, 1]$ son las variables de decisión del problema. Esta formulación es no lineal, debido a la relación cuadrática entre sus variables¹ (Ecuación 2.4).

Resolviendo mediante el método de los Multiplicadores de Lagrange, se encuentra que el conjunto de portafolios de mínima varianza es representado por una parábola cuadrática en el plano $\mu_P - \sigma_P^2$ como la mostrada en la Figura 2.1. Esta parábola es generada al variar el valor del parámetro μ_P [14].

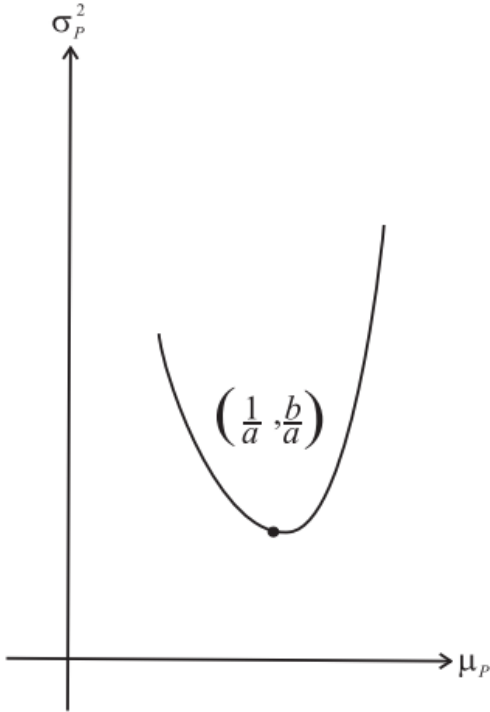


Figura 2.1: Parábola de retorno esperado - varianza, o Curva de Markowitz

¹En el contexto de problemas de optimización, un problema no lineal aquel que tiene relaciones no lineales entre sus variables, o en el que hay términos no lineales en la función objetivo [10]

Región factible Se tienen N activos riesgosos, con ellos se forman distintos portafolios. Sea (σ_P, R_P) la varianza y el retorno esperado de cada portafolio P , al graficar el conjunto de dichos puntos en el plano $\sigma - R$ se puede observar la región factible (Figura 2.2).

Si hay al menos 3 activos riesgosos (no perfectamente correlacionados y con distinta media), entonces la región factible es un área bidimensional. También, la región factible es *convexa a la izquierda*, esto es que, dado dos puntos cualquiera dentro de la región, la recta que los une no intersecta el límite izquierdo de la región factible. Esto se debe a que la curva de mínima varianza es cuadrática (Figura 2.1).

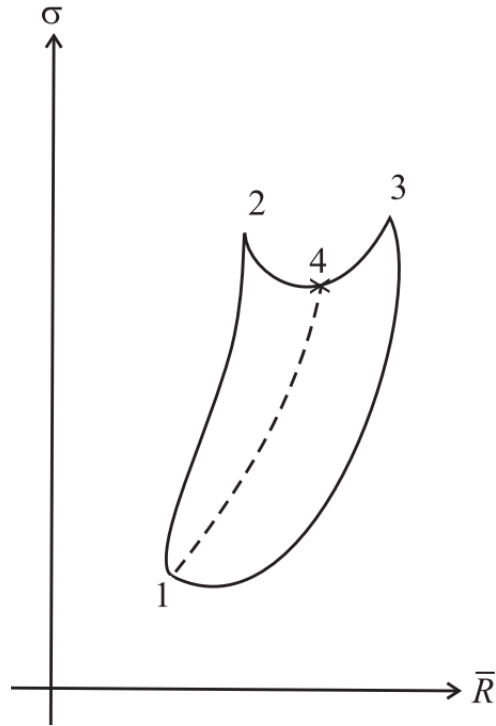


Figura 2.2: Región factible en el plano $\sigma - R$

Frontera óptima La curva que limita la región factible por abajo es llamada *frontera óptima*, el punto de más abajo de la frontera óptima es el *punto de mínima varianza*. Para un nivel dado de riesgo, sólo aquellos portafolios en la mitad derecha de la frontera óptima son deseados para invertir.

2.3. Mercado eléctrico en Chile

El mercado eléctrico chileno actual se basa fundamentalmente en la Ley General de Servicios Eléctricos. Ésta establece que los actores del mercado son las empresas generadoras, transmisoras y los clientes, pudiendo estos últimos ser regulados o libres. A su vez, crea el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC).

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) es un organismo que se encuentra encargado de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios; y que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada [3].

El costo marginal de la energía en un momento dado recibe el nombre de precio spot, y se define por los costos marginales de la unidad generadora más ineficiente que se incorpora a la generación. El CDEC ordena desde las generadoras más económicas a las más caras y las primeras en entrar a operar son aquellas con los costos marginales más bajos. A medida que la demanda por electricidad va creciendo, se van incorporando las empresas generadoras con costos marginales mayores, con lo que el precio de la energía va aumentando.

Las principales divisiones del sistema eléctrico son la del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC). El SING cubre principalmente la zona norte hasta la región de Antofagasta; mientras que el SIC abarca desde Antofagasta hasta la región de los Lagos. Las regiones de Aysén y Magallanes poseen sus propios sistemas. En el año 2015 el SIC produjo alrededor de 53.000 GWh [2] y el SING 19.000 GWh [4]. Actualmente se encuentra en curso el proceso de interconexión entre el SIC y el SING [21].

El SIC es un sistema mixto, que combina ERNC con tecnologías convencionales i.e centrales térmicas e hidráulicas. En la Tabla 2.1 se muestra la capacidad instalada del SIC en el año 2015, desglosada por tecnología:

Tabla 2.1: Capacidad instalada SIC separada por tecnología, año 2015

| Tecnología | Potencia Instalada [MW] |
|--------------|-------------------------|
| Térmica | 8.177,0 |
| Pasada | 3.402,0 |
| Embalse | 3.068,5 |
| Eólica | 819,9 |
| Solar | 443,6 |
| Total | 15.991,1 |

El SING, por otro lado, es un sistema mayoritariamente térmico, con aportes menores de hidroelectricidad y ERNC, en la Tabla 2.2 se muestra la capacidad instalada del SING en el año 2015, desglosada por tipo de combustible:

El Ministerio de energía proyectó un aumento del 60 % de la demanda de energía eléctrica a 2020, lo cual implicaría la necesidad de instalar una potencia de 8.000 MW a nivel nacional [17]. El Centro de Energías Renovables (CER) de CORFO señala que existen potenciales enormes para la incorporación de energías renovables dentro del sistema. Actualmente se tiene una cartera de proyectos de energía eólica cuya potencia nominal es de 10 veces la capacidad actual [7].

Tabla 2.2: Capacidad instalada SING separada por tipo de combustible, año 2015

| Combustible | Potencia Instalada [MW] |
|--------------|-------------------------|
| Pasada | 16 |
| Carbón | 2.121 |
| Diesel | 139 |
| Fuel Oil | 226 |
| Gas Natural | 1.469 |
| Solar | 103 |
| Eólico | 90 |
| Total | 4.181 |

Dentro de las fuentes de generación, la Ley 20.257 reconoce como No Convencionales a las fuentes eólica, solar, biomasa, geotermia, mareomotriz e hidráulica menores a 20 MW. La existencia de distintos perfiles de viento a lo largo del país permite estudiar el comportamiento del conjunto al seleccionar distintas combinaciones de éstos, así, en esta memoria se estudiará en detalle la energía eólica.

2.4. Energía eólica

La energía cinética contenida en el viento puede convertirse en energía eléctrica mediante la utilización de turbinas eólicas, éstas utilizan aspas que se ponen en movimiento al contacto con el viento, haciendo girar un generador que convierte la energía del viento en electricidad. El tipo más común de turbina, y el que se estudiará en este documento, es la turbina de eje horizontal.

Uno de los desafíos que presenta esta tecnología para su operación es su variabilidad e intermitencia asociada al viento: la potencia de las turbinas eólicas dependen del viento, y este recurso es por naturaleza estocástico; su velocidad puede bajar bruscamente de un momento a otro (intermitencia), o puede fluctuar dentro de un rango acotado de valores durante un tiempo dado (variabilidad). No tener en cuenta estos fenómenos al momento de planear la expansión del sistema con energía eólica puede afectar negativamente a la operación de éste.

2.4.1. Potencia contenida en el viento

Las turbinas eólicas extraen la energía contenida en el viento, y la convierten en energía eléctrica mediante el movimiento de sus aspas. En [25] se deduce la ecuación fundamental que permite relacionar la velocidad del aire con la potencia eléctrica que se puede generar a partir de éste:

Sea la columna de aire de masa m y sección transversal S de la Figura 2.3 que se mueve a velocidad constante \vec{v} :

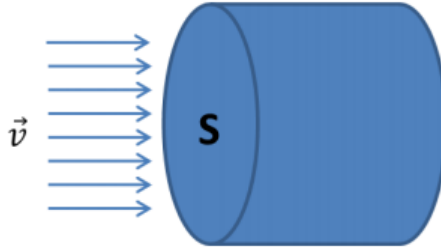


Figura 2.3: Columna de aire

La energía cinética de dicha columna es:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.7)$$

La potencia es igual a la tasa de cambio en el tiempo de la energía:

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (2.8)$$

Combinando ambas ecuaciones se tiene:

$$P = \frac{1}{2} \left(\frac{d}{dt}mv^2 \right) = \frac{1}{2} \left(2mv \frac{dv}{dt} + v^2 \frac{dm}{dt} \right) \quad (2.9)$$

Asumiendo que la velocidad es constante, i.e. $\frac{dv}{dt} = 0$:

$$P = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 \quad (2.10)$$

Sea ahora ρ la densidad del aire, el flujo de masa queda expresado como:

$$\dot{m} = \rho Sv \quad (2.11)$$

Reemplazando en la ecuación de la potencia se tiene que la potencia de la columna de aire es:

$$P = \frac{1}{2}\rho Sv^3 \quad (2.12)$$

La ecuación 2.12 muestra la dependencia entre la potencia eléctrica disponible en el viento y la velocidad de éste, esta relación permite estimar la producción de una turbina eólica en base a datos de velocidad del viento.

2.4.2. Curvas de potencia de una turbina eólica

Una curva de potencia describe cuanta potencia puede entregar una turbina eólica en función de la velocidad del viento que llega perpendicular al plano de giro de las aspas. Estas curvas tienen un punto de inflexión que representa la velocidad de partida de las aspas a la cual éstas comienzan a generar energía; a medida que la velocidad aumenta, las aspas giran más rápido y producen más potencia. Eventualmente, se alcanza un punto de saturación después del cual la turbina es regulada mecánicamente para producir potencia constante. Esta zona continúa hasta llegar a la velocidad máxima que la turbina puede soportar, más allá de esta velocidad, el generador es detenido y las aspas se giran con tal de mantener la estabilidad de la estructura en caso de vientos de magnitudes peligrosas. La Figura 2.4 muestra una curva típica para un aerogenerador, y los distintos tipos de ajuste polinomial que se pueden hacer sobre ella [23].

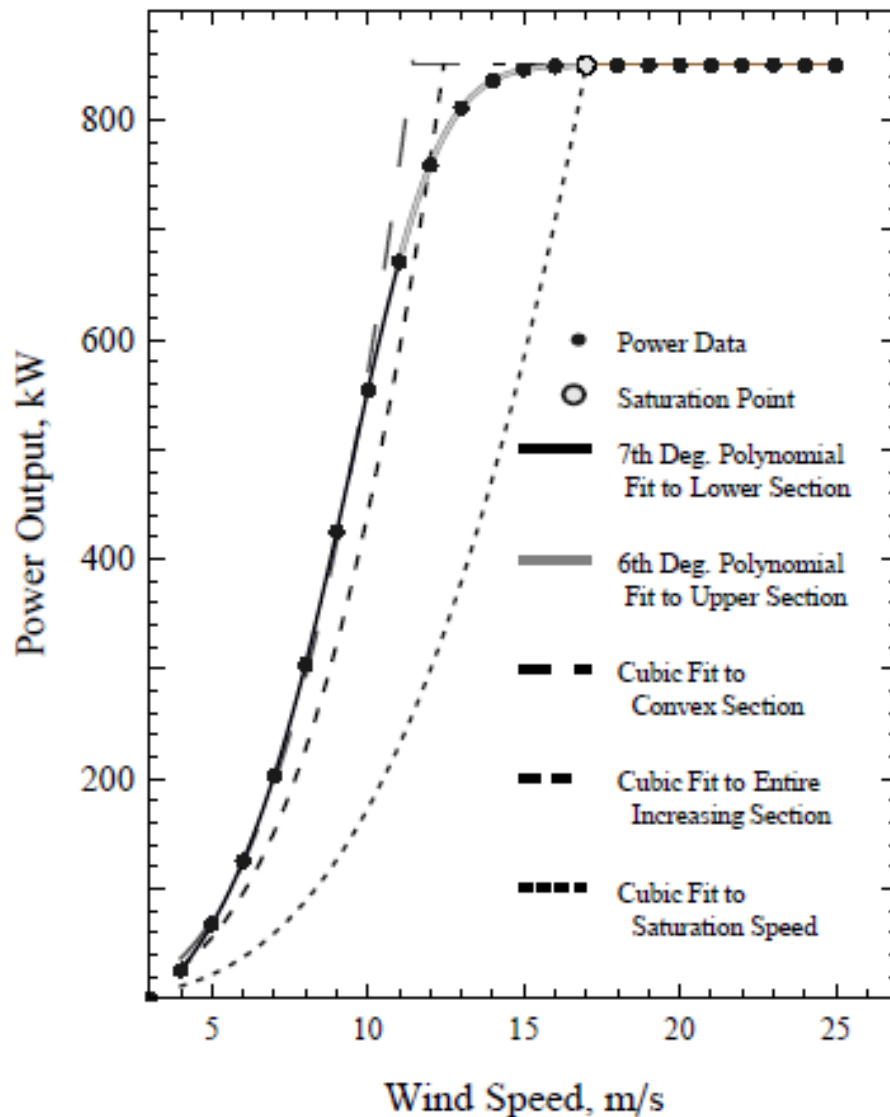


Figura 2.4: Curva de potencia de un aerogenerador, y ajustes polinomiales sobre ella

2.5. Despacho económico de unidades de generación

2.5.1. Formulación

El CDEC tiene como atribución asegurar la operación del sistema al mínimo costo sin dejar de lado la continuidad y calidad del suministro. Esto equivale a resolver un problema de minimización de costos, el cual se puede abordar utilizando herramientas de optimización.

Clásicamente, el despacho económico se resuelve minimizando el costo total del sistema, el cual tiene relación con la potencia generada por cada unidad, y el costo de producir dicha potencia, principalmente asociado al combustible que impulsa la máquina motriz. El objetivo es programar la consigna de potencia a generar en cada unidad, de manera tal que el costo total de combustible de todas las plantas sea mínimo, para un cierto nivel de demanda dado [18].

Matemáticamente, el objetivo del problema es minimizar el costo de operación y falla del sistema eléctrico [11]:

$$\text{mín} \sum_{i=1} C(P_i, V_i) \quad (2.13)$$

Donde:

- i : índice asociado a cada barra del sistema.
- P_i : Potencia activa inyectada en la barra i .
- V_i : Tensión de la barra i .
- $C(P_i, V_i)$: Función de costos que depende de la potencia inyectada en la barra i y la tensión en la misma.

La ecuación 2.13 se encuentra sujeta a tres restricciones. La primera restricción corresponde al balance eléctrico entre la demanda, las pérdidas y la potencia generada. La segunda restricción corresponde al conjunto de restricciones de desigualdad y el tercer grupo corresponde al conjunto de restricciones de igualdad. Los tres tipos de restricciones se presentan en las ecuaciones 2.14, 2.15 y 2.16 respectivamente.

$$D + L - \sum_i P_i = 0 \quad (2.14)$$

Donde:

- D : Demanda total del sistema.
- L : Pérdidas de transmisión.
- P_i : Potencia activa inyectada en la barra i .

$$h_k(P_i, V_i) \leq 0 \quad (2.15)$$

Donde:

- k : índice asociado a cada restricción de desigualdad.
- h_k : Conjunto de relaciones de desigualdad.
- P_i : Potencia activa inyectada en la barra i .
- V_i : Tensión de la barra i

$$N_j(P_i, V_i) = 0 \quad (2.16)$$

Donde:

- j : índice asociado a cada restricción de igualdad.
- N_j : Conjunto de relaciones de igualdad.
- P_i : Potencia activa inyectada en la barra i .
- V_i : Tensión de la barra i

La función objetivo corresponde al costo de operación del sistema, las restricciones de desigualdad pueden corresponder, entre otras cosas, a:

- Límites de potencia activa
- Límites de transferencia por las líneas y/o transformadores
- Límites de potencia reactiva
- Calidad y/o seguridad de servicio (reservas, etc.)
- Caudal mínimo a generar en hidráulicas
- Derechos de generación
- Volúmenes máximos y mínimos de embalses
- Capacidades máximas de aducción
- Potencia máxima y mínima por vórtices en embalses
- Suministro de gas

Mientras que las restricciones de igualdad representan las condiciones de borde tales como:

- Niveles finales de embalses
- Balances nodales
- Balances hidráulicos
- Transferencias convenidas con otras empresas o áreas
- Seguridad y calidad de servicio
- Tasas de toma de carga
- Tiempo de estabilización de las unidades generadoras
- Mantenimiento de reservas de agua en periodo de sequía

En la actualidad, cada operador del sistema cuenta con herramientas computacionales de alta complejidad y alto desempeño que determinan el despacho óptimo de las unidades.

2.5.2. Modelo de Operación Económica de Corto Plazo de un Sistema Eléctrico (PCP)

El Modelo de Operación Económica de Corto Plazo de un Sistema Eléctrico, o PCP, es un software de propiedad del CDEC-SIC, el cual resuelve un problema de optimización que minimiza los costos de operación del sistema y está sujeto a un conjunto de restricciones técnicas, las cuales modelan principalmente las restricciones de flexibilidad del parque termoelectrico.

La Tabla 2.3 resume aquellas restricciones a considerar en las simulaciones.

El modelo entrega como resultado salidas como las siguientes, entre otras [5]:

- Energía generada por tipo de central para cada periodo del horizonte de evaluación
- Caudales turbinados y vertidos por central.
- Volumen por embalse.
- Costos de operación total y por central.
- Costos de partida total y por central.
- Costos de detención total y por central.
- Niveles de reserva para el Control Primario de frecuencia a nivel de sistema y por central.
- Niveles de reserva para el Control Secundario de frecuencia a nivel de sistema y por central.
- Costos marginales por barra.
- Etc.

Tabla 2.3: Características del modelo de predespacho utilizado para realizar las simulaciones

| Ítem | Características |
|---|---|
| Función Objetivo | Costos variables de generación |
| | Costos asociados al arranque y detención de unidades. |
| | Costo de penalización asociado a la linealización en dos variables de la función de pérdidas por las líneas |
| | Costo de penalización por vertimientos. |
| | Costo de penalización asociado a caudales de déficit (“afluente ficticio”). |
| | Variables asociadas a hiperplanos de soporte de la función de costo futuro (conexión con el modelo PLP). |
| Restricciones | El balance nodal de demanda por barra. |
| | Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. |
| | Flujos DC por líneas de transmisión. |
| | Restricción de flujos máximos y mínimos por las líneas de transmisión. |
| | Restricciones de rampas para el volumen de los embalses. |
| | Restricciones de potencia para centrales con estados de operación binarios. |
| | Restricciones lógicas asociadas a variables de arranque y detención de centrales. |
| | Restricciones asociadas a hiperplanos de función de costo futuro (conexión con PLP). |
| | Tiempos mínimos de operación y fuera de servicio. |
| | Rampas de generación en centrales hidráulicas y térmicas. |
| | Restricciones para modelar reservas en giro (subida/bajada) a través de zonas. |
| Reservas y elección de máquinas que pueden realizar Control Primario de Frecuencia. | |

Capítulo 3

Metodología y Formulación matemática

3.1. Descripción

El criterio utilizado para determinar la ubicación de los parques eólicos consiste en minimizar la variabilidad de la producción de energía, para esto, es necesario definir una métrica para la variabilidad, y un objetivo a minimizar. Tuzuner, Turan y Goren en [23], definen la varianza intra-diaria de la producción de energía eólica como medida de variabilidad, y el promedio en el año de ésta como objetivo del problema de optimización.

Adoptando esta métrica, se decide utilizar, al igual que en [19], [22] y [23], la teoría de optimización de portafolios con activos riesgosos presentada en la sección 2.2. Para esto, es necesario levantar perfiles normalizados de generación real, o sintetizarlos usando datos meteorológicos de velocidad de viento. Estos perfiles generan series de tiempo, de las cuales se obtiene una media¹ y una varianza de la potencia eléctrica. además de las covarianzas entre cada par de perfiles. La media es calculada para todo el año, la varianza y covarianza son calculadas para cada uno de los días.

Estos perfiles son obtenidos de datos de producción de energía eólica esperada de un conjunto de centrales que incluye un plan de obras en generación al 2025 y las centrales actualmente en operación. En total, se cuenta con 23 perfiles de generación horaria a lo largo de Chile, y la potencia eléctrica generada durante un año por éstos. Los perfiles con datos de generación real durante 2015 fueron por los respectivos CDEC para los parques existentes. Para aquellas centrales ubicadas en zonas donde no existen datos de generación real se recurrió a datos sintetizados por el Centro de Energía, según la metodología descrita en [5].

Para minimizar el promedio en el año de la variabilidad de la producción diaria de energía eólica se requiere utilizar una versión modificada del análisis Markowitz, que agregue una dimensión extra: los días del año. Así, se encuentra el conjunto de potencia instalada en

¹Notese que, para ser consistente con la nomenclatura de Markowitz, se habla de «potencia media», y esto es, esencialmente, lo mismo que hablar de «factor de planta».

cada perfil que minimiza el promedio de la desviación estándar² intra-diaria de la producción agregada de energía eléctrica de todo el año³, considerando posibles ampliaciones en los parques existentes, y reducciones o ampliaciones en los parques proyectados, de manera tal de mantener la potencia instalada total del plan de obras.

Según la teoría de Markowitz, si es factible, existirá un conjunto de parques que minimice la desviación intra-diaria para cada potencia media ingresada como parámetro al problema de optimización. Así, para obtener distintos niveles de potencia media, se hacen sucesivas optimizaciones donde se cambia el valor de este parámetro, resultando una curva de Markowitz, que contiene varias configuraciones de potencia instalada en cada perfil, cada uno asociado a una determinada combinación de media y desviación.

Una vez encontrada la curva de Markowitz, se eligen 3 escenarios particulares de localización de parques eólicos, los cuales serán introducidos en el modelo de predespacho del CDEC-SIC. El resultado de este programa se utiliza para calcular, mediante parámetros promedio por tipo de combustible, las emisiones de CO_2 del sistema, y el impacto en las partidas/paradas de las unidades térmicas.

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de bloques con los pasos a seguir para el estudio, los bloques de color verde representan datos de entrada, los bloques rojos representan procesos, y los bloques amarillos representan resultados o datos de salida.

²Matemáticamente, minimizar la desviación estándar es análogo a minimizar la varianza.

³N. del A. Para facilitar la lectura, a partir de aquí se utilizará el término «desviación intra-diaria» para, en realidad, referirse al promedio en el año de ésta. A menos que se especifique lo contrario.

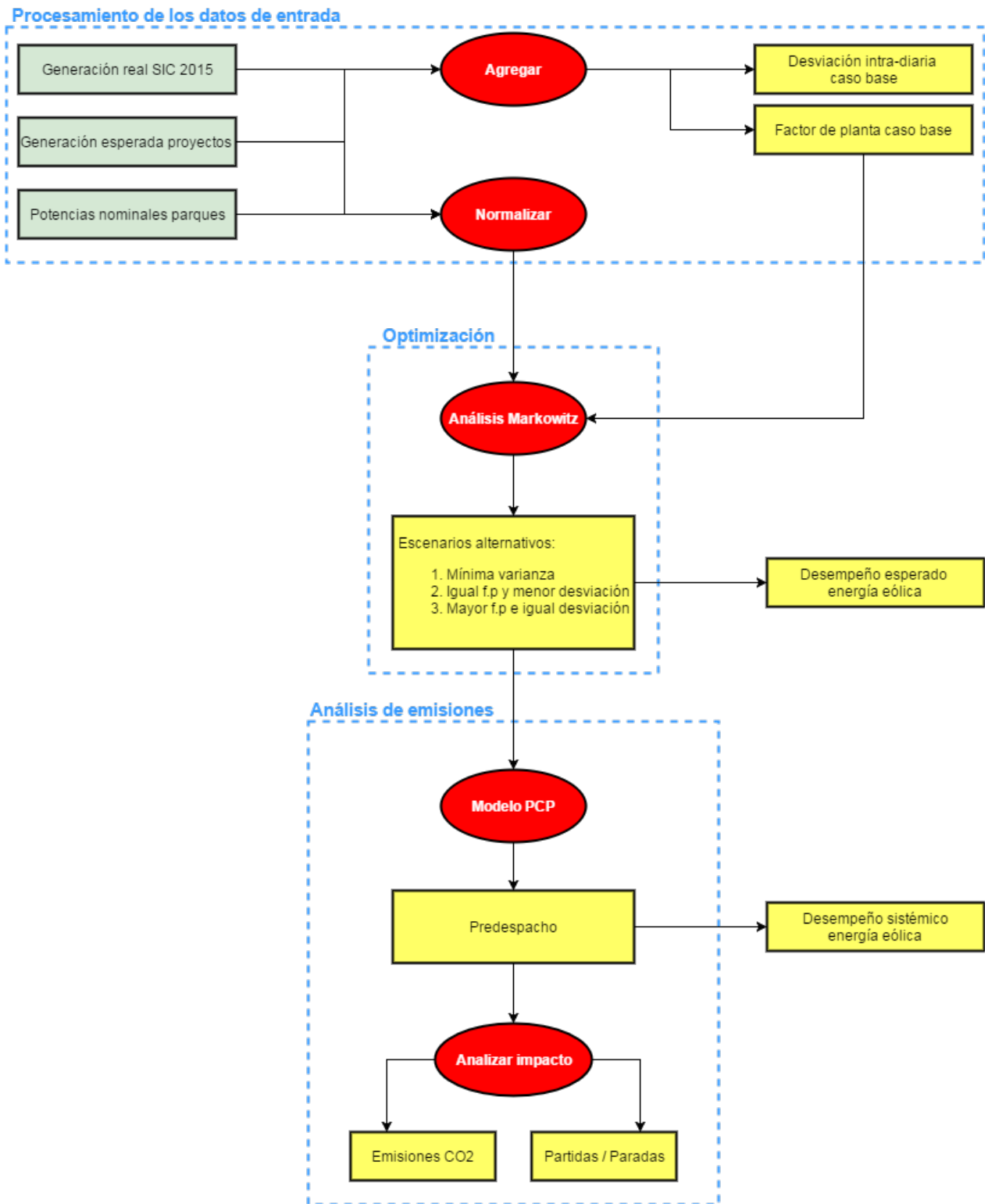


Figura 3.1: Diagrama de bloques de la metodología de trabajo

3.2. Datos de entrada

La base de datos de entrada consiste en:

- Curvas de generación real, con resolución horaria, de todos los parques eólicos en funcionamiento al 2016 y sus potencias instaladas.
- Datos esperados de generación para los parques eólicos en proyecto, con resolución horaria, y sus potencias nominales a instalar, según datos del CDEC-SIC en [5].
- Plan de expansión de generación considerado por el CDEC al año 2025 en [5].

Se tiene un conjunto de 38 centrales eólicas a analizar, esto incluye instalaciones existentes al 2016 y proyectos al 2025. A cada central eólica se le asigna un perfil característico de acuerdo a su ubicación geográfica. Además, de acuerdo con [5], los perfiles cercanos se agrupan en 12 zonas geográficas.

Esta base de datos considera una potencia instalada de **1016.1 MW** al año 2016, y **3851.9 MW** al 2025, es decir, la cartera de proyectos alcanza **2835.8 MW** de capacidad instalada. La Tabla 3.1 muestra el detalle de las potencias instaladas al 2016 y 2025 por central, el perfil asignado, y la zona geográfica a la que corresponde el perfil. Para los perfiles con más de una central, se muestra en color verde la central representativa de éste; a esta central se le asigna toda la potencia instalada en el perfil al momento de correr el programa PCP. La Tabla 3.2 agrupa la información por zonas de la Tabla 3.1. En el Anexo se presenta una tabla con la correlación de la potencia generada entre perfiles (Tabla 5.9).

Los datos de generación se normalizan por la potencia nominal de cada perfil instalada al momento de su síntesis, obteniéndose así las curvas de potencia en por unidad (pu). En la Tabla 5.10 se presentan el factor de planta y la desviación estándar intra-diaria (en pu) de cada perfil. Se destacan los valores de factor de planta por encima de su promedio, y los de desviación estándar por debajo del propio.

Tabla 3.1: Descripción de la base de datos de zonas, perfiles y centrales

| Zona | Perfil | Central | Estado | Potencia Instalada 2016 (MW) | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|--------------------|----------------------|--------------|---------------------------------|---------------------------------|
| XIV | XIV | CAMAN | En proyecto | - | 150 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | TCHAMMA_SING | En proyecto | - | 150 |
| | | VALLE_VIENTOS_SING | En operación | 90 | 90 |
| II-Norte | II-Norte | CKANI_SING | En proyecto | - | 108 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | SIERRA_GORDA_SING | En proyecto | - | 112 |
| II-Sur | II-Sur | CERRO_TIGRE_SING | En proyecto | - | 147 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | EOLICA_TALTAL | En operación | 99 | 99 |
| | | CABO_LEONES_II | En proyecto | - | 204 |
| III-Costa | III-Maitencillo | CABO_LEONES_III | En proyecto | - | 124 |
| | | EOLICA_CABO_LEONES_I | En proyecto | - | 170 |
| | | SARCO | En proyecto | - | 140 |
| | | CANELA | En operación | 18.2 | 18.2 |
| IV-Costa | | CANELA2 | En operación | 60 | 60 |
| | | EL_ARRAYAN | En operación | 115 | 115 |
| | | EOL_TALINAY_PONIENTE | En operación | 60.8 | 60.8 |
| | | EOL_TOTORAL | En operación | 46 | 46 |
| | | LOS_CURUROS | En operación | 109.6 | 109.6 |
| | | MONTEREDONDO | En operación | 48 | 48 |
| | | PTA_PALMERA | En operación | 45 | 45 |
| | | TALINAY_ORIENTE | En operación | 99 | 99 |
| IV-Norte | EOL_P_COLORADA | EOL_P_COLORADA | En operación | 20 | 20 |
| | | EOL_SAN_JUAN | En proyecto | - | 184.4 |
| VI-Rapel | | EOLICA_UCUQUER | En operación | 7 | 7 |
| | | EOLICA_UCUQUER_II | En operación | 11 | 11 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | EOL_COIHUE | En proyecto | - | 216 |
| | | EOL_DUQUECO | En proyecto | - | 59 |
| | | EOL_ESPERANZA | En proyecto | - | 202 |
| | | EOL_LOS_GUINDOS | En proyecto | - | 376 |
| | | EOL_PUELICHE_SUR | En proyecto | - | 132 |
| | | EOL_RENAICO | En operación | 88 | 88 |
| | | EOL_SANTA_FE | En proyecto | - | 204 |
| | | L_BUENOS_AIRES | En operación | 24 | 24 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | MALLECO | En proyecto | - | 2.4 |
| | | NEGRETE_CUEL | En operación | 33 | 33 |
| X-Puerto Montt | AURORA | AURORA | En proyecto | - | 90 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | EOL_SAN_PEDRO | En operación | 36 | 36 |
| | | EOL_SAN_PEDRO_II | En proyecto | - | 65 |

Tabla 3.2: Resumen potencias instaladas por zona al 2016 y 2025, base de datos inicial

| Zona | Potencia instalada 2016 (MW) | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| XIV | 0.0 | 150.0 |
| II-Calama | 90.0 | 240.0 |
| II-Norte | 0.0 | 108.0 |
| II-Sierra Gorda | 0.0 | 112.0 |
| II-Sur | 0.0 | 147.0 |
| II-Taltal | 99.0 | 99.0 |
| III-Costa | 0.0 | 638.0 |
| IV-Costa | 601.6 | 601.6 |
| IV-Norte | 20.0 | 204.4 |
| VI-Rapel | 18.0 | 18.0 |
| VIII Centro-Sur | 145.0 | 1336.4 |
| VIII-Costa | 6.5 | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | 36.0 | 101.0 |
| X-Puerto Montt | 0.0 | 90.0 |
| Total | 1016.1 | 3851.9 |

3.3. Formulación matemática

Según lo explicado en la Sección 3.1, es necesario implementar una versión modificada del modelo de Markowitz. Este modelo de optimización utiliza los datos de generación de todos los perfiles para encontrar la combinación de potencias instaladas en cada uno que minimice el promedio anual de la desviación intra-diaria de la energía generada con fuentes eólicas. Formulando matemáticamente lo anterior, el problema de optimización se plantea como:

$$\text{mín } \frac{1}{T} \sum_{d=1}^T \sum_{j=1}^L \sum_{i=1}^L \sigma_{d,i,j}^2 n_i n_j \quad (3.1)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^L \mu_i \cdot n_i = \mu_e \quad (3.2)$$

$$\sum_{i=1}^L n_i = B \quad (3.3)$$

$$n_i \geq P_{2016,i} \quad (3.4)$$

VARIABLES DE DECISIÓN:

n_i : Potencia nominal a instalar en el perfil i (MW)

PARÁMETROS:

$\sigma_{d,i,j}^2$ Covarianza entre la potencia producida en el perfil i y el perfil j , día d (pu²)
 μ_i Potencia promedio anual en el perfil i (pu)
 μ_e Potencia media anual esperada (MW)
 B Potencia nominal total disponible para instalar (MW)
 $P_{2016,i}$ Potencia instalada en el año 2016 en el perfil i (MW)

INDICES:

$d \in \{1, \dots, T\}$ índice de días
 $i, j \in \{1, \dots, L\}$ índice de perfiles

Los parámetros μ_i y $\sigma_{d,i,j}^2$ se obtienen a partir de las series de tiempo de la potencia eléctrica normalizada generada en cada perfil $p_{i,t}$. Para calcular las medias de cada perfil y los elementos de la matriz de covarianza intra-diaria, los datos de T días y M muestras diarias de cada perfil i se deben agrupar en una sola serie de tiempo. De esta forma, para cada perfil se obtiene una media anual de potencia μ_i , y T matrices de covarianza -una por día-.

$$\mu_i = \frac{1}{T \cdot M} \sum_{t=1}^{T \cdot M} p_{i,t} \quad (3.5)$$

$$\sigma_{d,i,j}^2 = \frac{1}{M-1} \sum_{t=M \cdot d - (M-1)}^{M \cdot d} \left(p_{i,t} - \frac{1}{M} \sum_{t=M \cdot d - (M-1)}^{M \cdot d} p_{i,t} \right) \cdot \left(p_{j,t} - \frac{1}{M} \sum_{t=M \cdot d - (M-1)}^{M \cdot d} p_{j,t} \right) \quad (3.6)$$

3.4. Optimización

Para resolver el problema planteado en 3.3 se utiliza FICO XPRESS IVE en su versión 7.9, este software permite programar el problema de optimización y sus restricciones. Como se trata de un problema no lineal, se utiliza el módulo MMXNLP para resolver el problema mediante el algoritmo Xpress-SLP.

Para obtener una curva de Markowitz se requiere resolver el problema con distintos niveles de potencia media esperada, para esto se realizan 100 corridas del programa de optimización, cada corrida utiliza un valor de este parámetro seleccionado entre un 80 % y un 120 % de la potencia media del caso base. De esta forma, se obtienen distintas combinaciones, cada una asociada a una potencia media y una varianza intra-diaria específica. Cada una de estas combinaciones, con las potencias a instalar en cada caso, y la generación agregada durante el año, son exportadas a MATLAB R2011a mediante un archivo .dat para su posterior procesamiento.

Una vez generada la curva, se espera que el caso base se encuentre dentro de la región sub óptima⁴, con lo cual se podrán elegir tres parques óptimos distintos que cumplan con las siguientes condiciones:

1. **Caso 1:** Parque eólico que ofrezca la mínima desviación intra-diaria posible (punto de mínima varianza).
2. **Caso 2:** Parque eólico que ofrezca menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base.
3. **Caso 3:** Parque eólico que ofrezca igual desviación intra-diaria y mayor potencia media que el caso base.

⁴Vease 2.2

3.5. Impacto sobre el sistema eléctrico y emisiones de CO_2

Las configuraciones de parques resultantes del apartado anterior, son introducidas en el modelo PCP descrito en 2.5.2, el cual entrega como salida un pre-despacho de unidades para todo el año, éste será utilizado para ver el impacto sobre el sistema de cada escenario propuesto.

Para esto, se modifica el archivo de entrada referente a la configuración de centrales con los datos de potencia instalada en cada caso. Los demás datos de entrada necesarios, tales como unidades de generación, sistema de transmisión, barras, costos, etc, son tomados directamente de los datos utilizados en [5]. Con esto, se simula la operación del sistema durante 53 semanas, y se consolidan y almacenan los resultados del despacho. Este proceso se realiza una vez por cada caso. Todas las simulaciones se realizan considerando hidrología media.

Para la estimación de las emisiones totales de las centrales térmicas se utilizó una metodología de Nivel 1 para combustión estacionaria descrita en [24]. Esta considera que las emisiones de CO_2 producidas por la operación de una central eléctrica que opera en base a combustibles fósiles puede estimarse como:

$$\text{Emisiones} = \text{Consumo}_{\text{comb}} \cdot k_{\text{e,comb}} \quad (3.7)$$

- Emisiones: Cantidad de emisiones de CO_2 emitidas por la central en un período de tiempo, en unidades de masa.
- Consumo: Cantidad del combustible *comb* quemado en un período de tiempo, en unidades de energía.
- $k_{\text{e,comb}}$: Factor de emisión de CO_2 del combustible *comb*, en unidades de masa de CO_2 por unidad de energía.

Tal cual señala el autor de [24], es importante destacar que, debido a que los procesos de combustión de las centrales térmicas están optimizados para entregar la máxima cantidad de energía por unidad de combustible consumido, la combustión eficiente de estas centrales asegura la oxidación de prácticamente todo el carbono disponible en el combustible. Por esta razón, es posible asumir que las emisiones de CO_2 producto del consumo de combustibles en fuentes estacionarias no dependen de la tecnología y de las condiciones de operación, sino que sólo del contenido de carbono del combustible utilizado, por lo que es posible utilizar factores de emisión genéricos para todas las centrales que utilicen el mismo tipo de combustible.

La cantidad de combustible quemado utilizado en la ecuación 3.7 puede ser estimada mediante la aplicación de la siguiente ecuación [6]:

$$\text{Consumo}_{\text{comb}} = \text{Generación} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{comb}}} \quad (3.8)$$

Donde:

- Generación: Generación eléctrica de la central en un período de tiempo, en unidades de energía.
- η_{comb} : Eficiencia de las plantas que utilizan el combustible *comb*.

Los parámetros utilizados para cada combustible son los siguientes:

Tabla 3.3: Parámetros de emisiones de CO_2 por combustible

| Combustible | k_e (t CO_2 /MWh) | Eficiencia |
|-------------|-----------------------|------------|
| Carbón | 0.322 | 32.5 % |
| Gas Natural | 0.195 | 45.0 % |
| Diesel | 0.261 | 30.0 % |

3.6. Caracterización del caso base (Caso 0)

3.6.1. Descripción

El caso base corresponde a los parques eólicos operando al 2016, más los parques proyectados en [5] al 2025.

La Tabla 3.4 y la Figura 3.2 muestran la potencia instalada en cada perfil. En este escenario, la generación eólica está desarrollada mayoritariamente en el perfil NEGRETE_CUEL de la zona VIII-Centro-Sur, y en el perfil III-Maitencillo de la zona III-Costa. Estos perfiles poseen factores de planta superiores al promedio (32%), pero solamente NEGRETE_CUEL tiene desviación intra-diaria inferior al promedio. La correlación entre ambas zonas es de 0.16, es decir, se ubica en el rango medio alto de correlaciones, esto es inesperado, dado que la distancia geográfica entre las regiones VIII y III es de 1.303 km⁵. La Tabla 3.5 y la Figura 3.3 muestran el detalle de las potencias nominales instaladas en cada zona. La zona IV-Costa no aumenta su capacidad instalada al 2025, pero sigue estando dentro de las zonas más desarrolladas.

Este plan de obras privilegia la instalación de energía eólica en las zonas III-Costa, IV-Costa y VIII-Centro Sur. Esto es contrario al concepto de diversificación geográfica, lo que conlleva a que el promedio de la desviación intra-diaria de la energía generada por el conjunto de parques eólicos alcance el 28.3% de la potencia media del mismo (Tabla 5.4).

⁵Distancia entre ambas capitales regionales

Tabla 3.4: Potencia instalada por perfil, caso base

| Zona | Perfil | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|----------------------|------------------------------|
| XIV | XIV | 150.0 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | 240.0 |
| II-Norte | II-Norte | 108.0 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | 112.0 |
| II-Sur | II-Sur | 147.0 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | 99.0 |
| III-Costa | III-Maitencillo | 638.0 |
| | CANELA | 18.2 |
| | CANELA2 | 60.0 |
| | EL_ARRAYAN | 115.0 |
| | EOL_TALINAY_PONIENTE | 60.8 |
| IV-Costa | EOL_TOTAL | 46.0 |
| | LOS_CURUROS | 109.6 |
| | MONTEREDONDO | 48.0 |
| | PTA_PALMERA | 45.0 |
| | TALINAY_ORIENTE | 99.0 |
| IV-Norte | EOL_P_COLORADA | 204.4 |
| | EOLICA_UCUQUER | 7.0 |
| VI-Rapel | EOLICA_UCUQUER_II | 11.0 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | 1336.4 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | 101.0 |
| X-Puerto Montt | AURORA | 90.0 |
| Total | | 3851.9 |

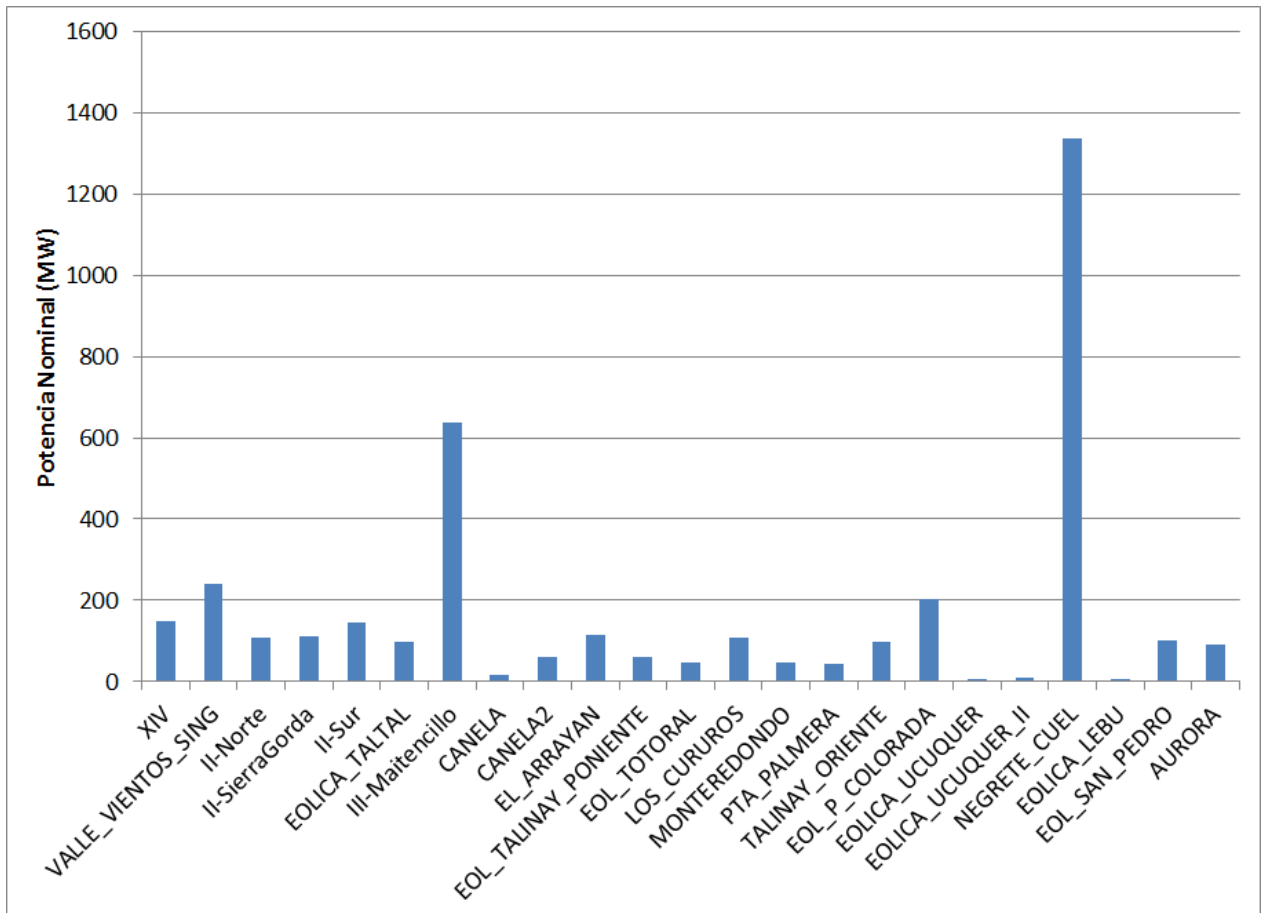


Figura 3.2: Potencia instalada por perfil, caso base

Tabla 3.5: Potencia instalada por zona, caso base

| Zona | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|------------------------------|
| XIV | 150.0 |
| II-Calama | 240.0 |
| II-Norte | 108.0 |
| II-Sierra Gorda | 112.0 |
| II-Sur | 147.0 |
| II-Taltal | 99.0 |
| III-Costa | 638.0 |
| IV-Costa | 601.6 |
| IV-Norte | 204.4 |
| VI-Rapel | 18.0 |
| VIII Centro-Sur | 1336.4 |
| VIII-Costa | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | 101.0 |
| X-Puerto Montt | 90.0 |

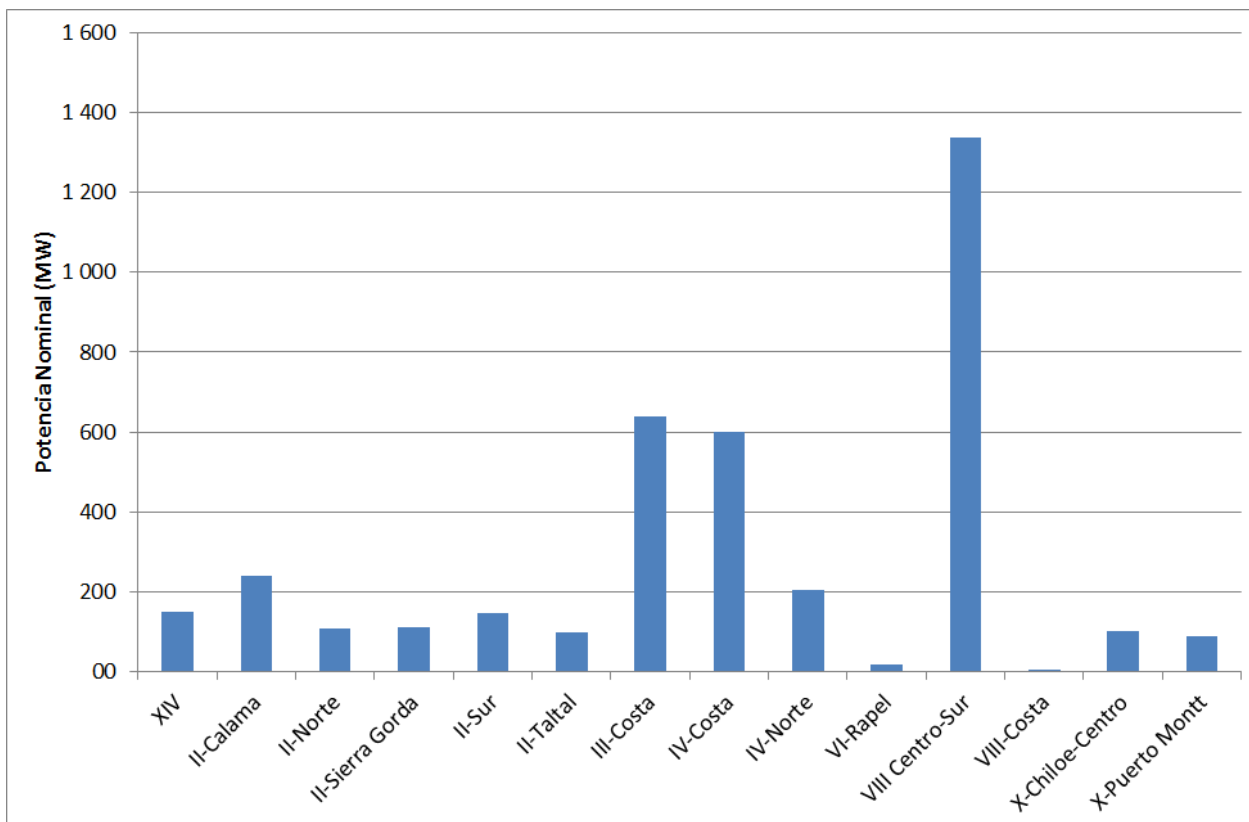


Figura 3.3: Potencia instalada por zona, caso base

3.6.2. Desempeño esperado

Antes de su ejecución en PCP, esta configuración de potencias ofrece un factor de planta del **29.7%** y una desviación estándar intra-diaria de la potencia de **323.5 MW**. En la Figura 3.4 se muestra el perfil diario esperado de generación al 2025, utilizando un gráfico de caja. Los diagramas de caja son una presentación visual que describe características importantes al mismo tiempo, tales como dispersión y simetría. Para su realización se representan sobre un rectángulo alineado verticalmente los tres cuartiles y los valores mínimo y máximo de los datos [9].

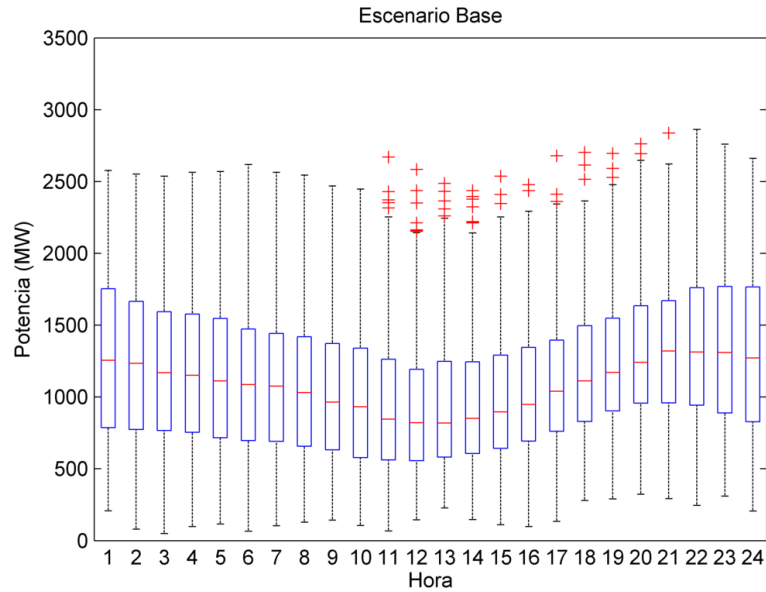


Figura 3.4: Perfil diario de producción esperada de energía eólica del caso base, año 2025

3.6.3. Desempeño sistémico

La Figura 3.5 muestra el perfil diario de la generación eólica obtenido de la ejecución del PCP. Del predespacho también se obtiene el gráfico de áreas apiladas de la Figura 3.7, que muestra la energía generada mensualmente, separado por tecnología.

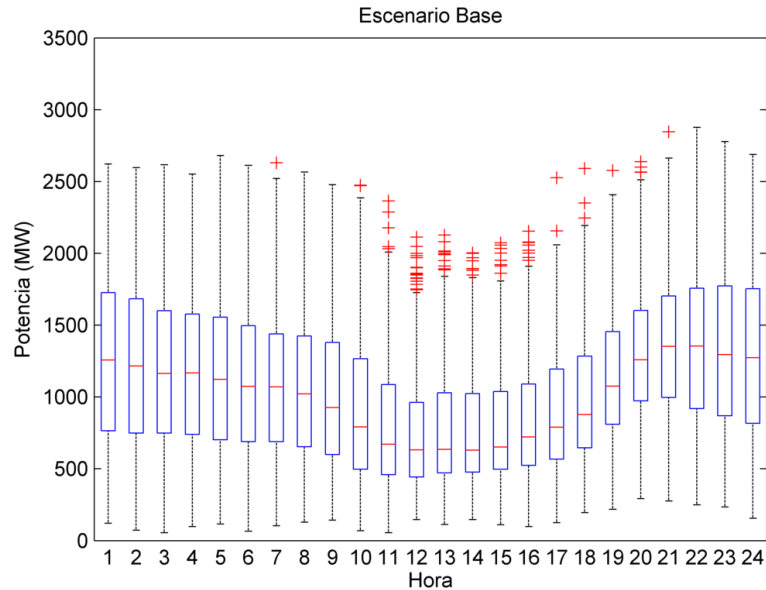


Figura 3.5: Perfil diario de producción de energía eólica del caso base, extraído del predespacho

La Tabla 3.8 y la Figura 3.6 muestran la energía total generada durante el año, por tecnología. Se observa que las fuentes mayoritarias de generación son: Carbón, Embalse y Solar. La energía eólica genera 9420.5 GWh, igual a un factor de planta de **27.9%**. La desviación estándar intra-diaria de la potencia es de **359.5 MW**.

De la Tabla 3.8, se aprecia que la energía térmica es generada principalmente con carbón. Con los parámetros de la Tabla 3.3 se construye la Tabla 3.7, donde se calculan las emisiones de CO_2 de este escenario. En la Tabla 3.6 se muestra la cantidad de partidas en el año de las unidades térmicas, separado por tecnología.

Tabla 3.6: Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso base

| Tecnología | Partidas |
|--------------|------------|
| Carbón | 90 |
| GNL-CC | 745 |
| Total | 835 |

Tabla 3.7: Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en miles de toneladas), caso base

| Tecnología | Energía (GWh) | Emisiones ($MtCO_2$) |
|--------------|----------------|------------------------|
| Carbón | 28469.0 | 28.6 |
| GNL | 5980.3 | 2.6 |
| Petróleo | 891.0 | 0.8 |
| Total | 35340.3 | 32.0 |

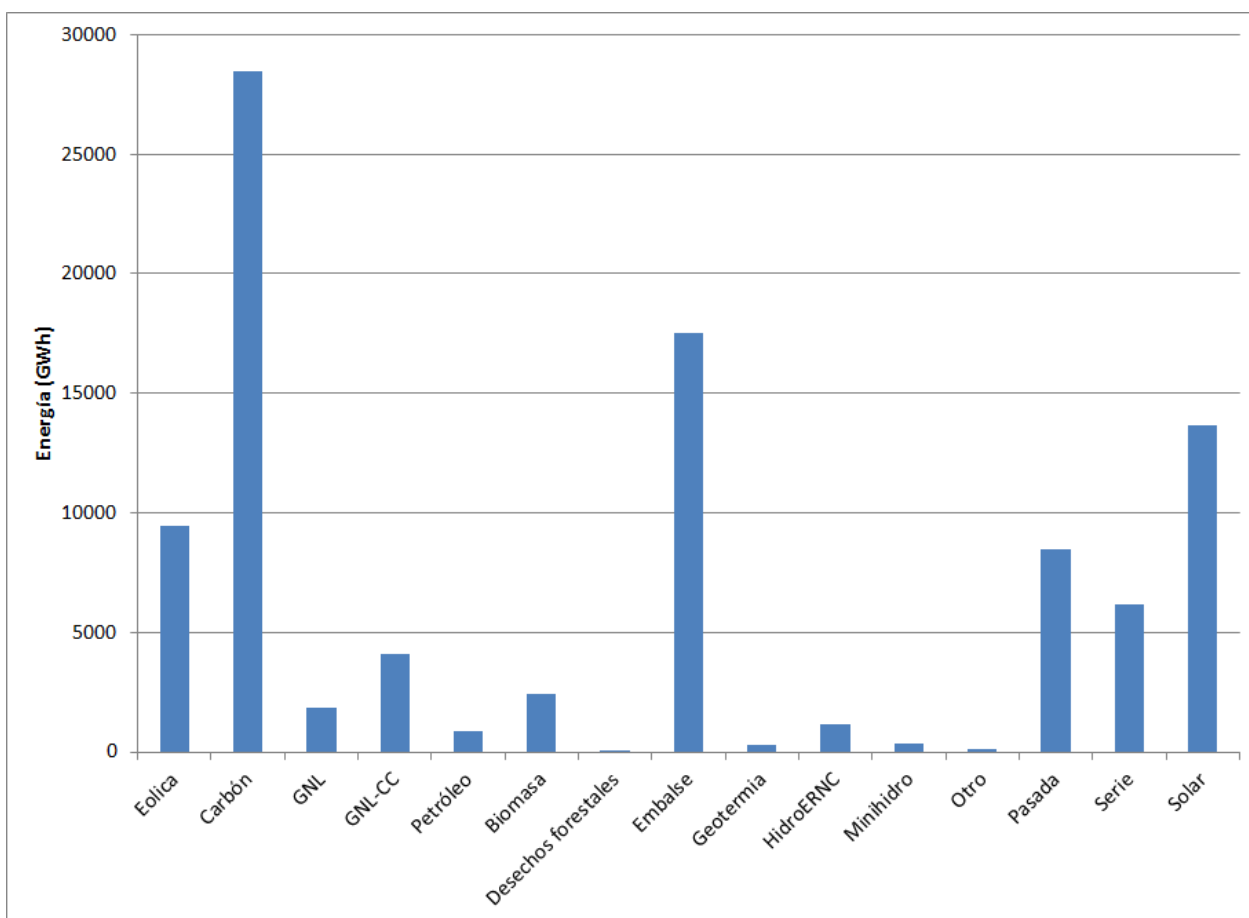


Figura 3.6: Energía anual generada por tecnología, caso base

Tabla 3.8: Energía anual generada por tecnología, caso base

| Tecnología | Energía anual (GWh) |
|---------------------|---------------------|
| Eólica | 9426.1 |
| Carbón | 28469.0 |
| GNL | 1869.7 |
| GNL-CC | 4110.6 |
| Petróleo | 891.0 |
| Biomasa | 2448.1 |
| Desechos forestales | 51.0 |
| Embalse | 17547.4 |
| Geotermia | 295.3 |
| HidroERNC | 1177.6 |
| Minihidro | 372.6 |
| Otro | 131.9 |
| Pasada | 8448.1 |
| Serie | 6183.6 |
| Solar | 13643.2 |

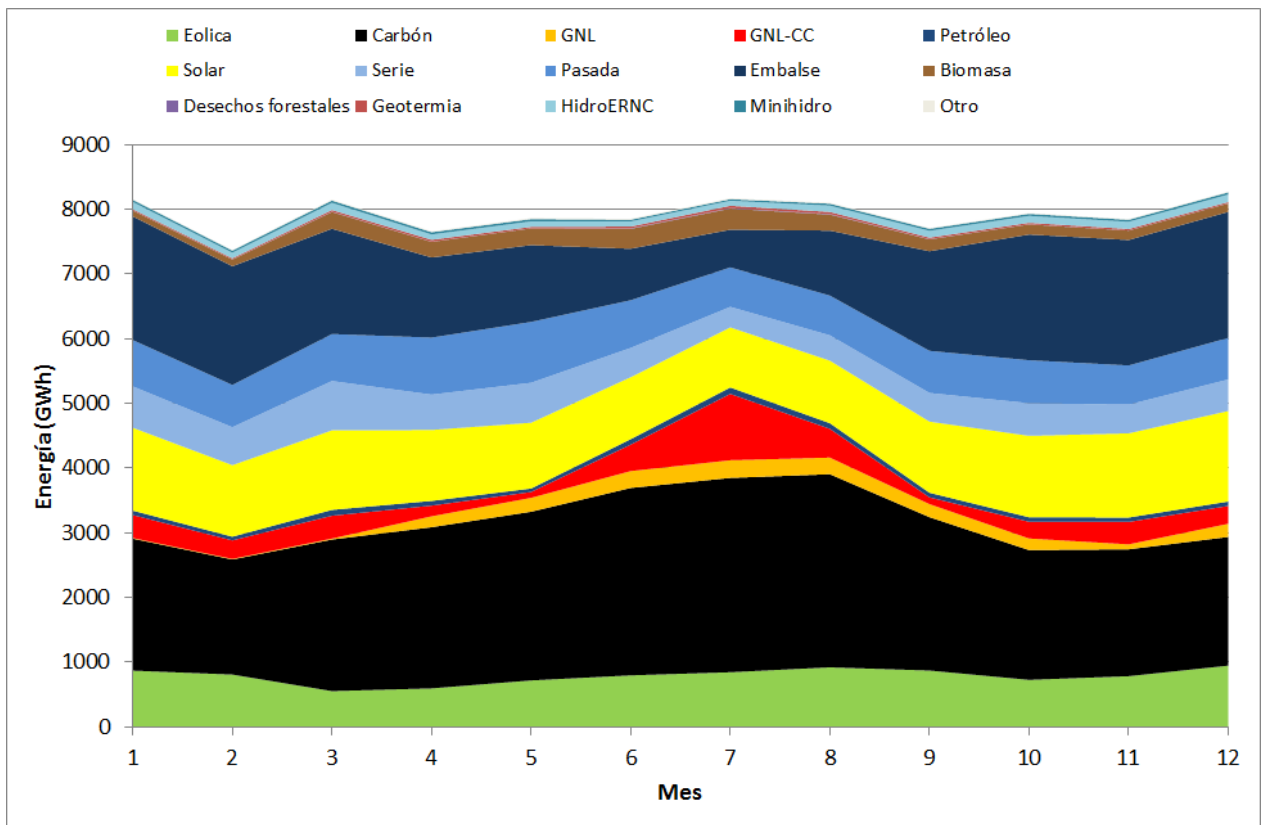


Figura 3.7: Energía mensual generada por tecnología, caso base

Capítulo 4

Resultados

4.1. Análisis de Markowitz y Optimización

De acuerdo a expuesto en 3.4, se realizó una búsqueda de una curva de Media-Varianza con los perfiles descritos en 3.2 mediante un programa de optimización. En la Figura 4.1 se muestra el resultado de dicha optimización, la curva de Markowitz. Dentro del gráfico se encuentran señalados y etiquetados los casos de estudio descritos en 3.4.

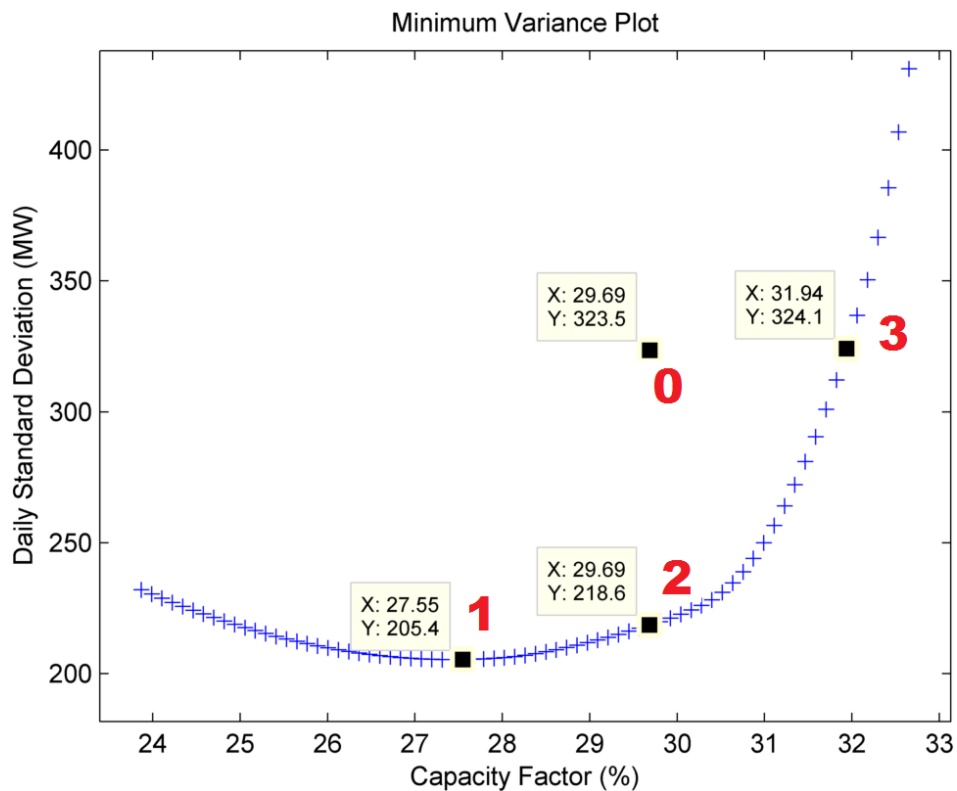


Figura 4.1: Resultado: Curva de Markowitz

Como era esperado, el caso base se encuentra dentro de la región sub-óptima definida en 2.2, así, se pueden definir tres escenarios diferentes según su potencia media y desviación intra-diaria promedio relativas al caso base.

4.2. Caso 1: Mínima Varianza

4.2.1. Descripción

Esta configuración de parques posee, para el rango de potencias medias escogido, la mínima desviación intra-diaria de la potencia posible.

La distribución de potencia instalada de este escenario se encuentra en la Tabla 4.1. En la Figura 4.2 se muestran las potencias instaladas de este escenario comparadas con el caso base. La Tabla 4.2 y la Figura 4.3 muestran el detalle de las potencias nominales instaladas en cada zona.

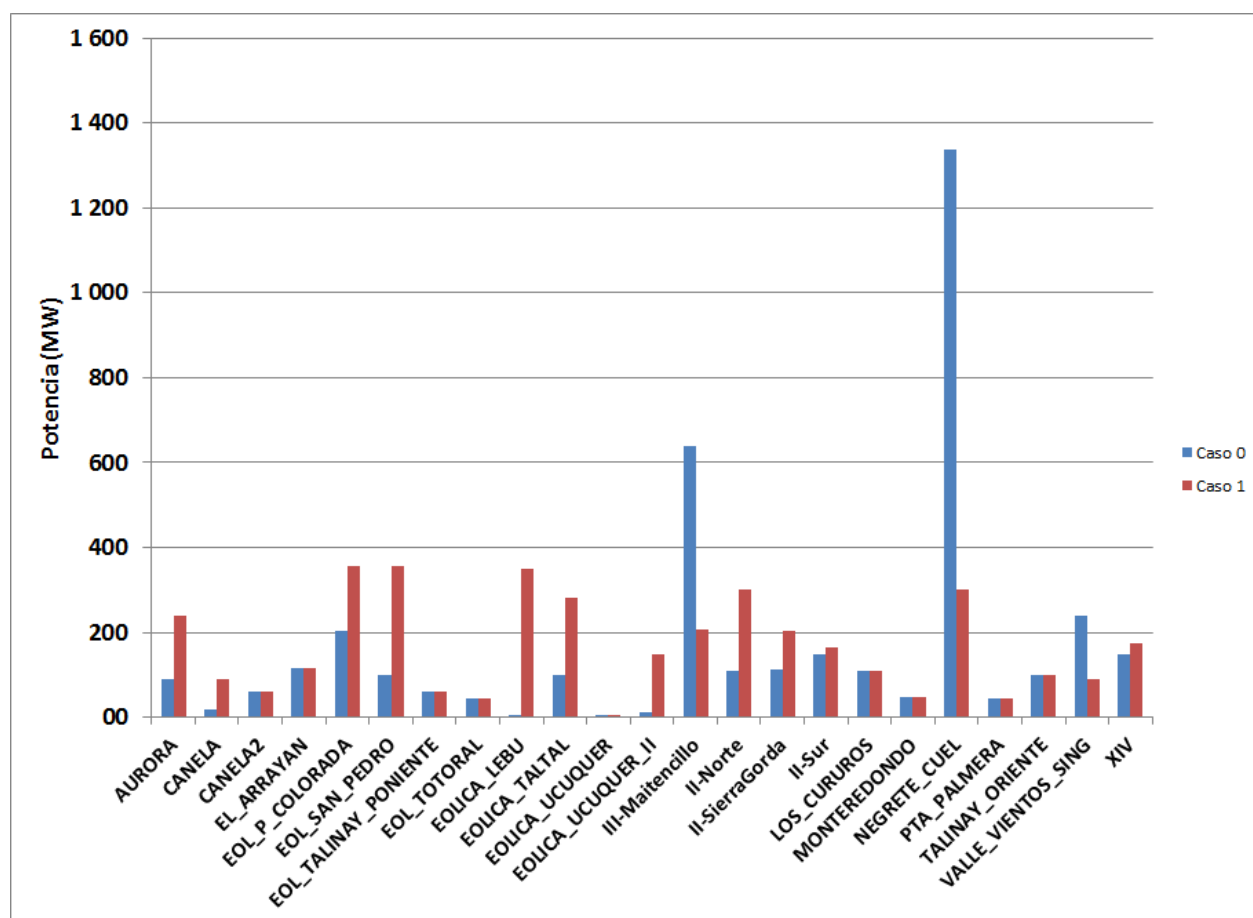


Figura 4.2: Potencia instalada por perfil, caso de mínima varianza

Tabla 4.1: Potencia instalada por perfil, caso mínima varianza

| Zona | Perfil | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|----------------------|-------------------------------------|
| XIV | XIV | 173.5 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | 90.0 |
| II-Norte | II-Norte | 299.9 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | 205.2 |
| II-Sur | II-Sur | 163.5 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | 280.7 |
| III-Costa | III-Maitencillo | 208.3 |
| | CANELA | 90.4 |
| | CANELA2 | 60.0 |
| | EL_ARRAYAN | 115.0 |
| | EOL_TALINAY_PONIENTE | 60.8 |
| IV-Costa | EOL_TOTORAL | 46.0 |
| | LOS_CURUROS | 109.6 |
| | MONTEREDONDO | 48.0 |
| | PTA_PALMERA | 45.0 |
| | TALINAY_ORIENTE | 99.0 |
| IV-Norte | EOL_P_COLORADA | 355.8 |
| | EOLICA_UCUQUER | 7.0 |
| VI-Rapel | EOLICA_UCUQUER_II | 147.9 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | 301.0 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | 348.2 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | 357.6 |
| X-Puerto Montt | AURORA | 239.5 |

Tabla 4.2: Potencia instalada por zona, caso de mínima varianza

| Zona | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|------------------------------|
| XIV | 173.5 |
| II-Calama | 90.0 |
| II-Norte | 299.9 |
| II-Sierra Gorda | 205.2 |
| II-Sur | 163.5 |
| II-Taltal | 280.7 |
| III-Costa | 208.3 |
| IV-Costa | 673.8 |
| IV-Norte | 355.8 |
| VI-Rapel | 154.9 |
| VIII Centro-Sur | 301.0 |
| VIII-Costa | 348.2 |
| X-Chiloe-Centro | 357.6 |
| X-Puerto Montt | 239.5 |

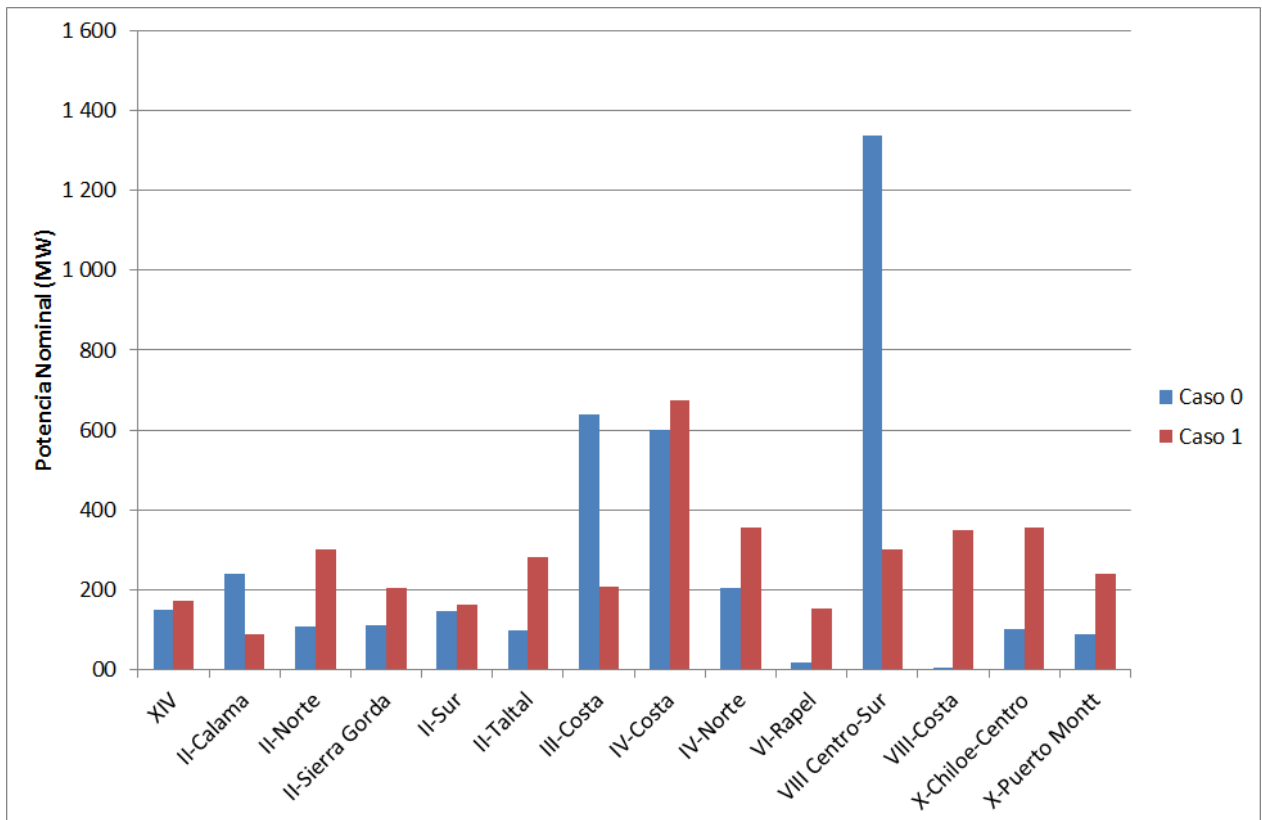


Figura 4.3: Potencia instalada por zona, caso de mínima varianza

4.2.2. Desempeño esperado

Esta configuración de potencias ofrece un factor de planta del **27.4 %**, y una desviación estándar intra-diaria de la potencia de **205.4 MW**. La Figura 4.4 muestra el perfil diario de generación esperado para esta configuración, comparado con el caso base.

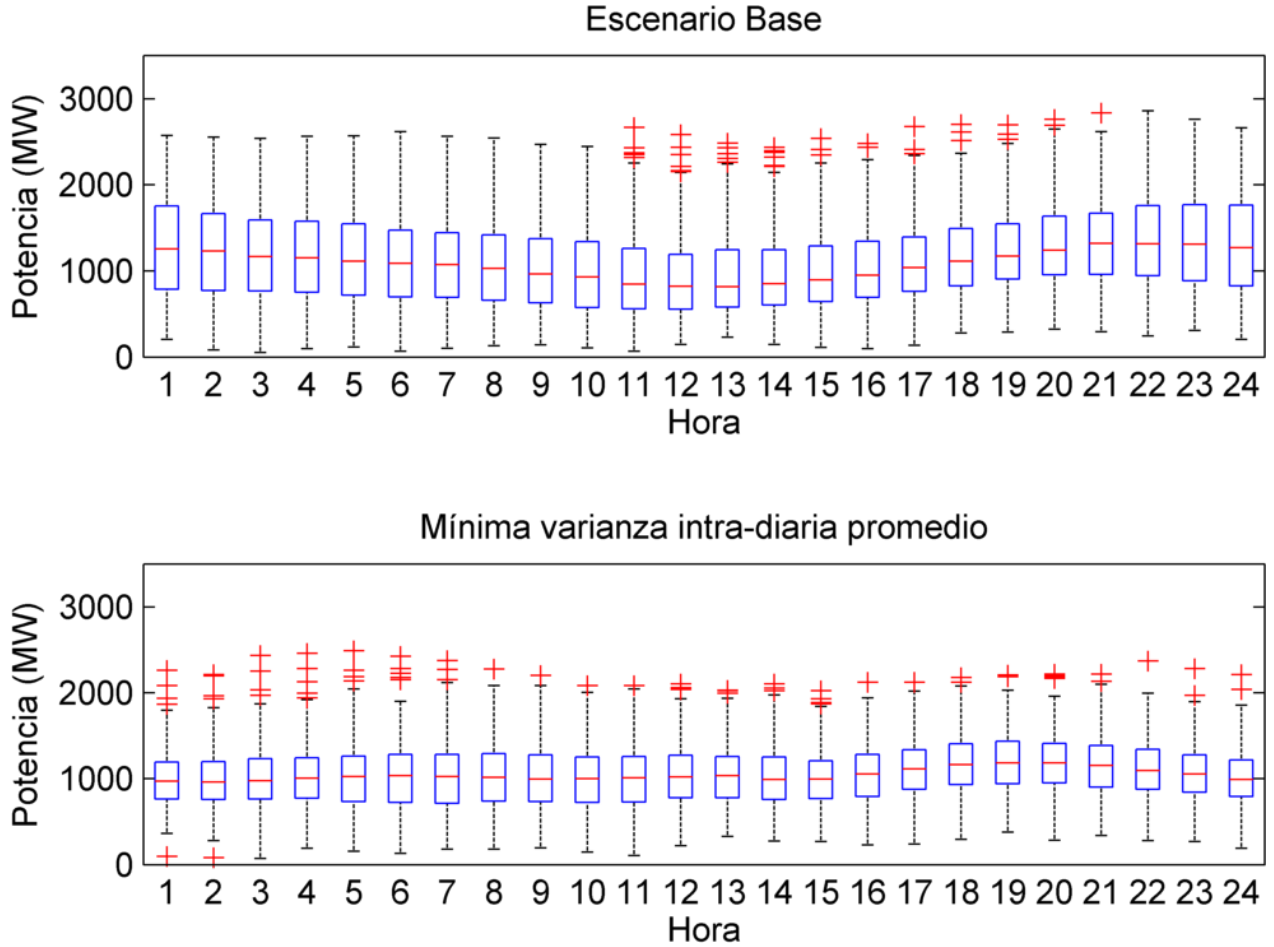


Figura 4.4: Perfil diario esperado de generación eólica, caso de mínima varianza

4.2.3. Desempeño sistémico

La Figura 4.5 muestra el perfil diario de la generación eólica obtenido de la ejecución del PCP. Del predespacho también se obtiene el gráfico de áreas apiladas de la Figura 4.7, que muestra la energía generada mensualmente, separado por tecnología.

La Tabla 4.3 y la Figura 4.6 muestran la energía total generada durante el año, por tecnología. La energía eólica genera 8558 GWh, igual a un factor de planta de **25.4%**. La desviación estándar intra-diaria de la potencia es de **211.9 MW**.

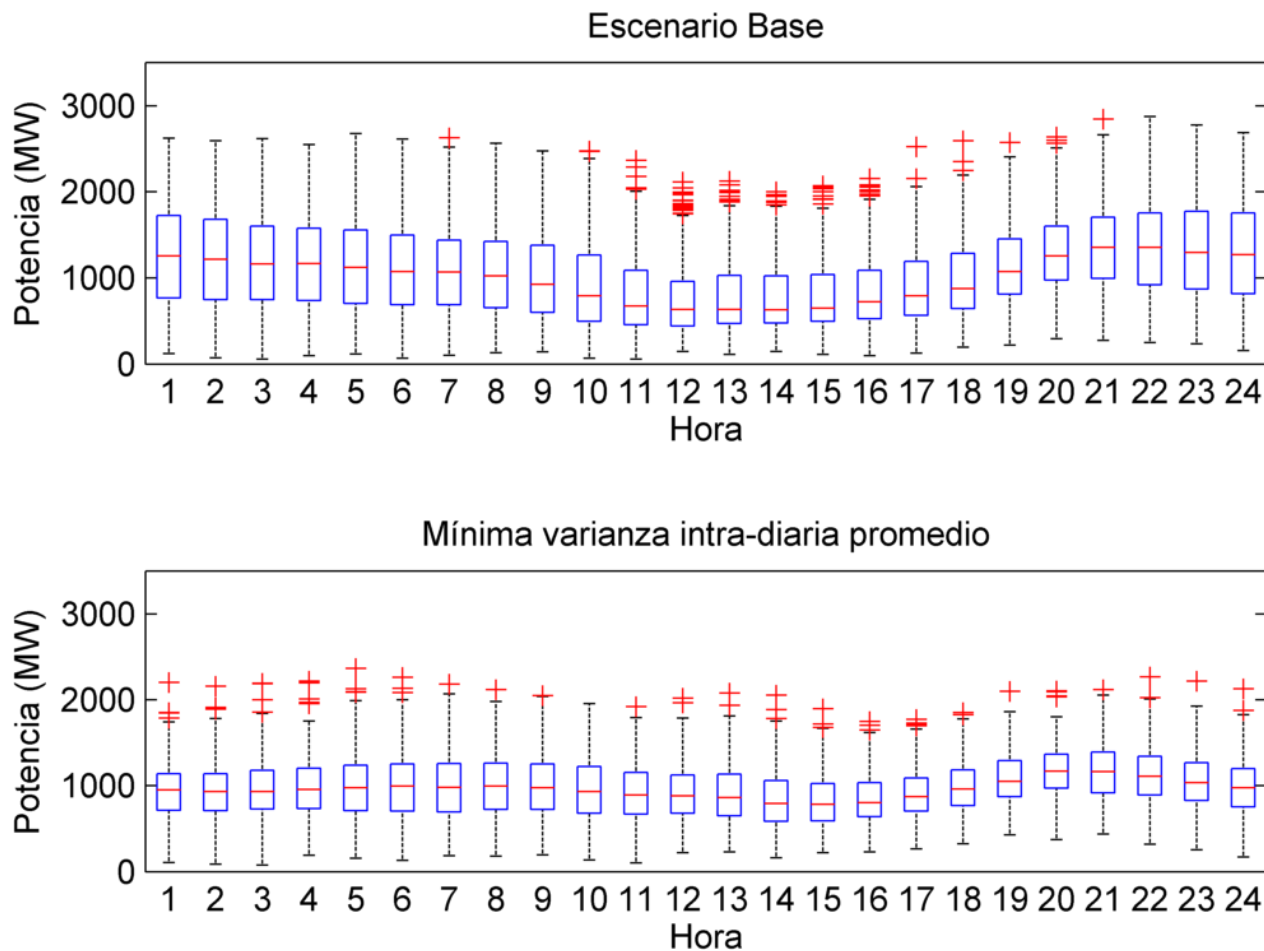


Figura 4.5: Perfil diario de producción de energía eólica caso de mínima varianza, según PCP

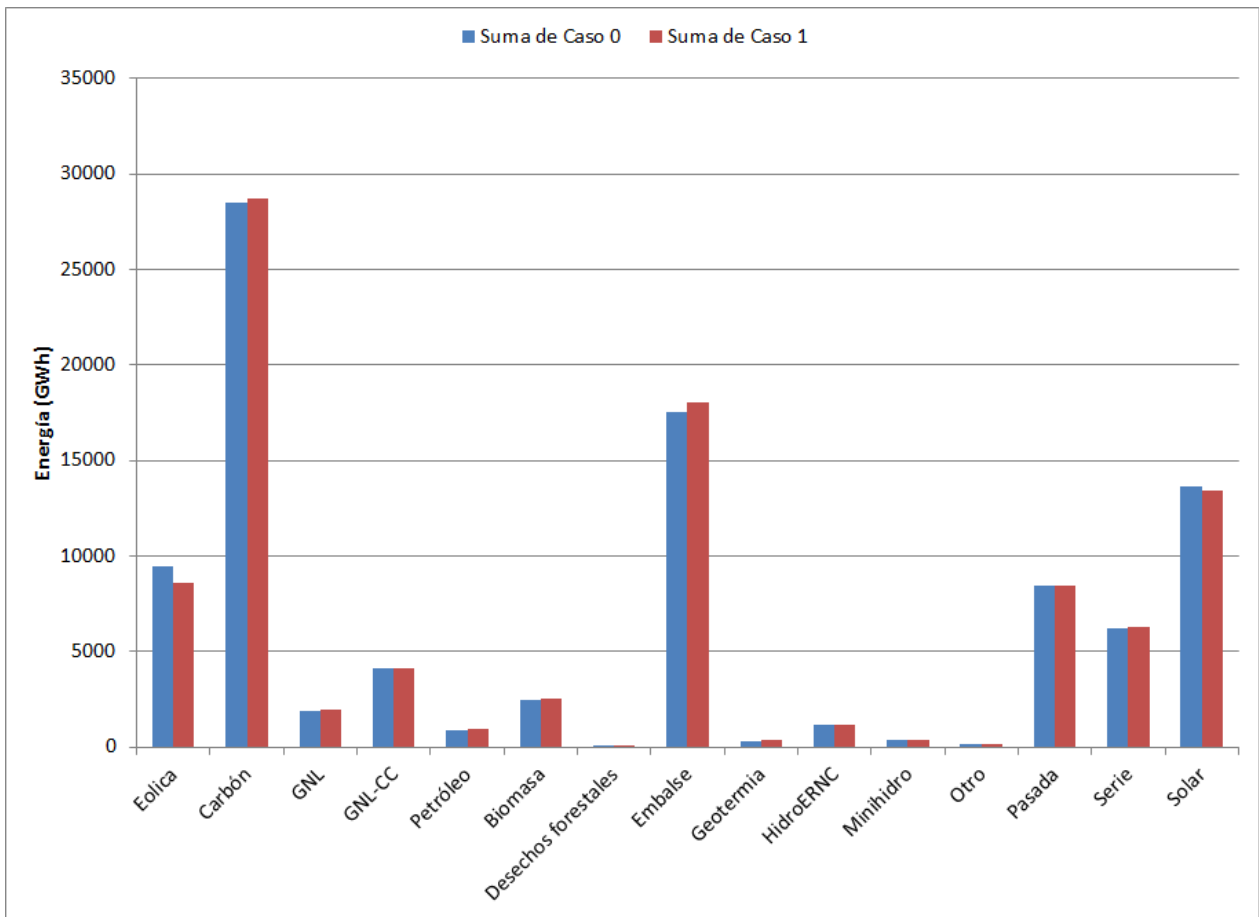


Figura 4.6: Energía anual generada por tecnología, caso de mínima varianza

Tabla 4.3: Energía anual generada por tecnología, caso de mínima varianza

| Tecnología | Energía anual (GWh) |
|---------------------|---------------------|
| Eólica | 8580.8 |
| Carbón | 28693.4 |
| GNL | 1922.4 |
| GNL-CC | 4133.4 |
| Petróleo | 903.9 |
| Biomasa | 2525.0 |
| Desechos forestales | 52.8 |
| Embalse | 18046.9 |
| Geotermia | 334.0 |
| HidroERNC | 1170.9 |
| Minihidro | 372.6 |
| Otro | 134.2 |
| Pasada | 8456.8 |
| Serie | 6262.9 |
| Solar | 13438.4 |

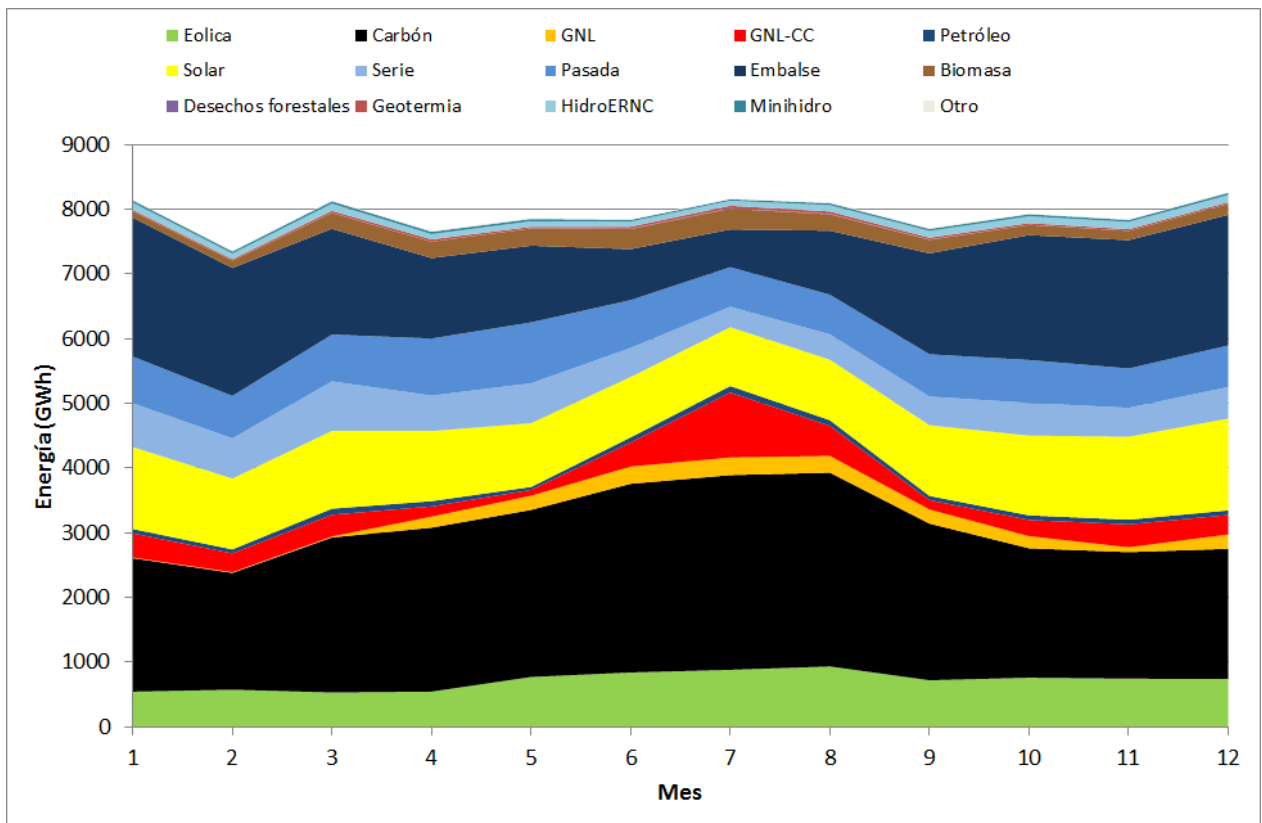


Figura 4.7: Energía mensual generada por tecnología, caso de mínima varianza

Energía térmica y emisiones de CO_2

Con la información la Tabla 4.3 y los parámetros de la Tabla 3.3 se construye la Tabla 4.5, donde se calculan las emisiones de CO_2 de este escenario. En la Tabla 4.4 se muestra la cantidad de partidas en el año de las unidades térmicas, separado por tecnología.

Tabla 4.4: Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso de mínima varianza

| Tecnología | Partidas |
|--------------|------------|
| Carbón | 83 |
| GNL-CC | 786 |
| Total | 869 |

Tabla 4.5: Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso de mínima varianza

| Tecnología | Energía anual (GWh) | Emisiones (Mt CO_2) |
|--------------|---------------------|------------------------|
| Carbón | 28693.4 | 28.8 |
| GNL | 6055.8 | 2.7 |
| Petróleo | 903.9 | 0.8 |
| Total | 35653.1 | 32.3 |

4.3. Caso 2: Igual factor de planta y menor desviación intra-diaria que el caso base

4.3.1. Descripción

Aquí, el punto de media-varianza es tal que se ubica en el mismo punto de las abscisas que el caso base, pero más cercano al origen de las ordenadas, por estar sobre la frontera óptima. Esto quiere decir que esta configuración de parques ofrece el mismo factor de planta que el caso base, pero su desviación intra-diaria es menor.

La distribución de potencia instalada de este escenario se encuentra en la Tabla 4.6. En la Figura 4.8 se muestran las potencias instaladas de este escenario comparadas con el caso base. La Tabla 4.7 y la Figura 4.9 muestran el detalle de las potencias nominales instaladas en cada zona.

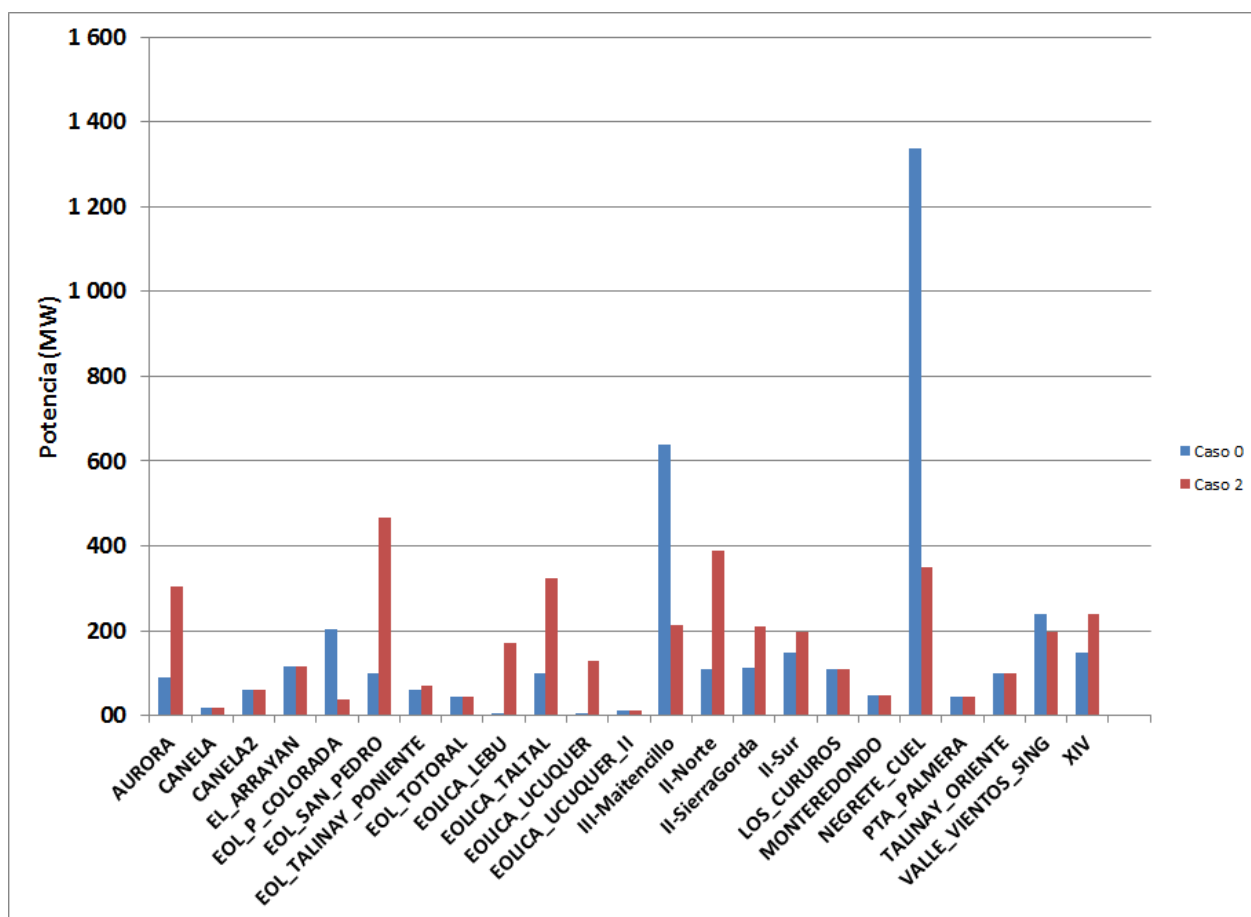


Figura 4.8: Potencia instalada por perfil, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

Tabla 4.6: Potencia instalada por perfil, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

| Zona | Perfil | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|----------------------|------------------------------|
| XIV | XIV | 238.5 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | 196.1 |
| II-Norte | II-Norte | 388.4 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | 209.7 |
| II-Sur | II-Sur | 197.4 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | 322.6 |
| III-Costa | III-Maitencillo | 212.1 |
| IV-Costa | CANELA | 18.2 |
| | CANELA2 | 60.0 |
| | EL_ARRAYAN | 115.0 |
| | EOL_TALINAY_PONIENTE | 71.5 |
| | EOL_TOTORAL | 46.0 |
| | LOS_CURUROS | 109.6 |
| | MONTEREDONDO | 48.0 |
| | PTA_PALMERA | 45.0 |
| | TALINAY_ORIENTE | 99.0 |
| IV-Norte | EOL_P_COLORADA | 39.7 |
| VI-Rapel | EOLICA_UCUQUER | 130.1 |
| | EOLICA_UCUQUER_II | 11.0 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | 349.4 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | 172.5 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | 466.2 |
| X-Puerto Montt | AURORA | 305.9 |

Tabla 4.7: Potencia instalada por zona, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

| Zona | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|-------------------------------------|
| XIV | 238.5 |
| II-Calama | 196.1 |
| II-Norte | 388.4 |
| II-Sierra Gorda | 209.7 |
| II-Sur | 197.4 |
| II-Taltal | 322.6 |
| III-Costa | 212.1 |
| IV-Costa | 612.3 |
| IV-Norte | 39.7 |
| VI-Rapel | 141.1 |
| VIII Centro-Sur | 349.4 |
| VIII-Costa | 172.5 |
| X-Chiloe-Centro | 466.2 |
| X-Puerto Montt | 305.9 |

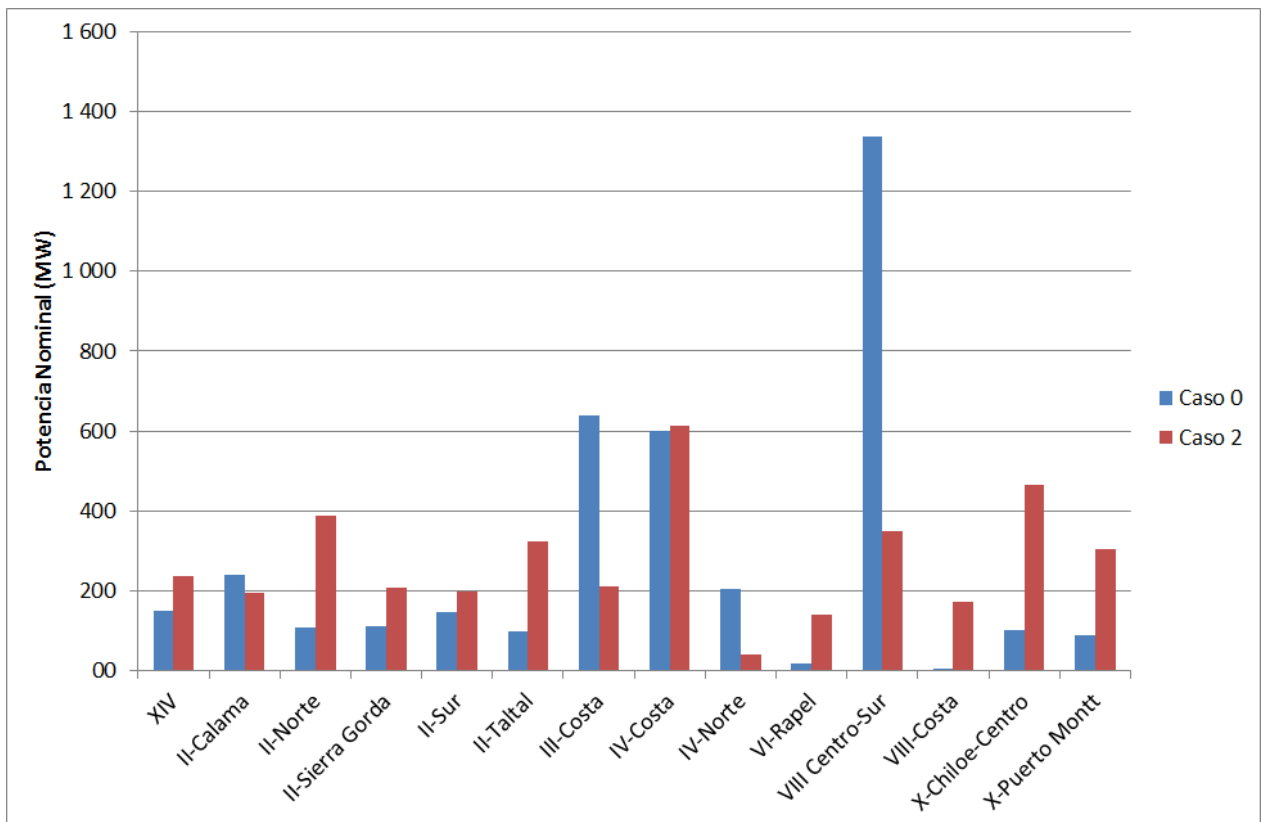


Figura 4.9: Potencia instalada por zona, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

4.3.2. Desempeño esperado

Esta configuración de potencias ofrece un factor de planta del **29.7%**, y una desviación estándar intra-diaria de la potencia de **218.6 MW**. La Figura 4.10 muestra el perfil diario de generación esperado para esta configuración, comparado con el caso base.

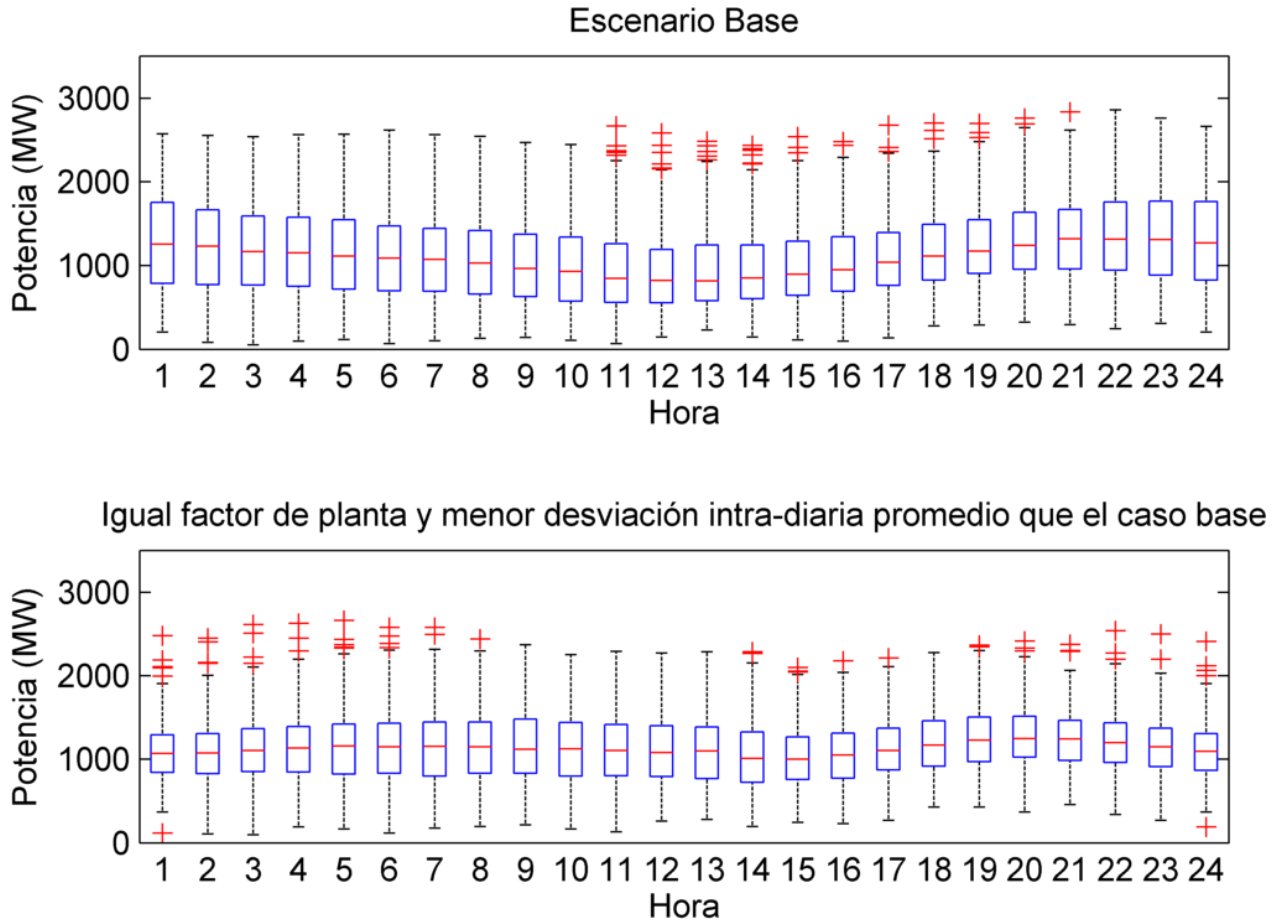


Figura 4.10: Perfil diario esperado de generación eólica, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

4.3.3. Desempeño sistémico

La Figura 4.11 muestra el perfil diario de la generación eólica obtenido de la ejecución del PCP. Del predespacho también se obtiene el gráfico de áreas apiladas de la Figura 4.13, que muestra la energía generada mensualmente, separado por tecnología.

La Tabla 4.8 y la Figura 4.12 muestran la energía total generada durante el año, por tecnología. La energía eólica genera 9276.8 GWh, igual a un factor de planta de **27.5 %**. La desviación estándar intra-diaria de la potencia es de **228.1 MW**.

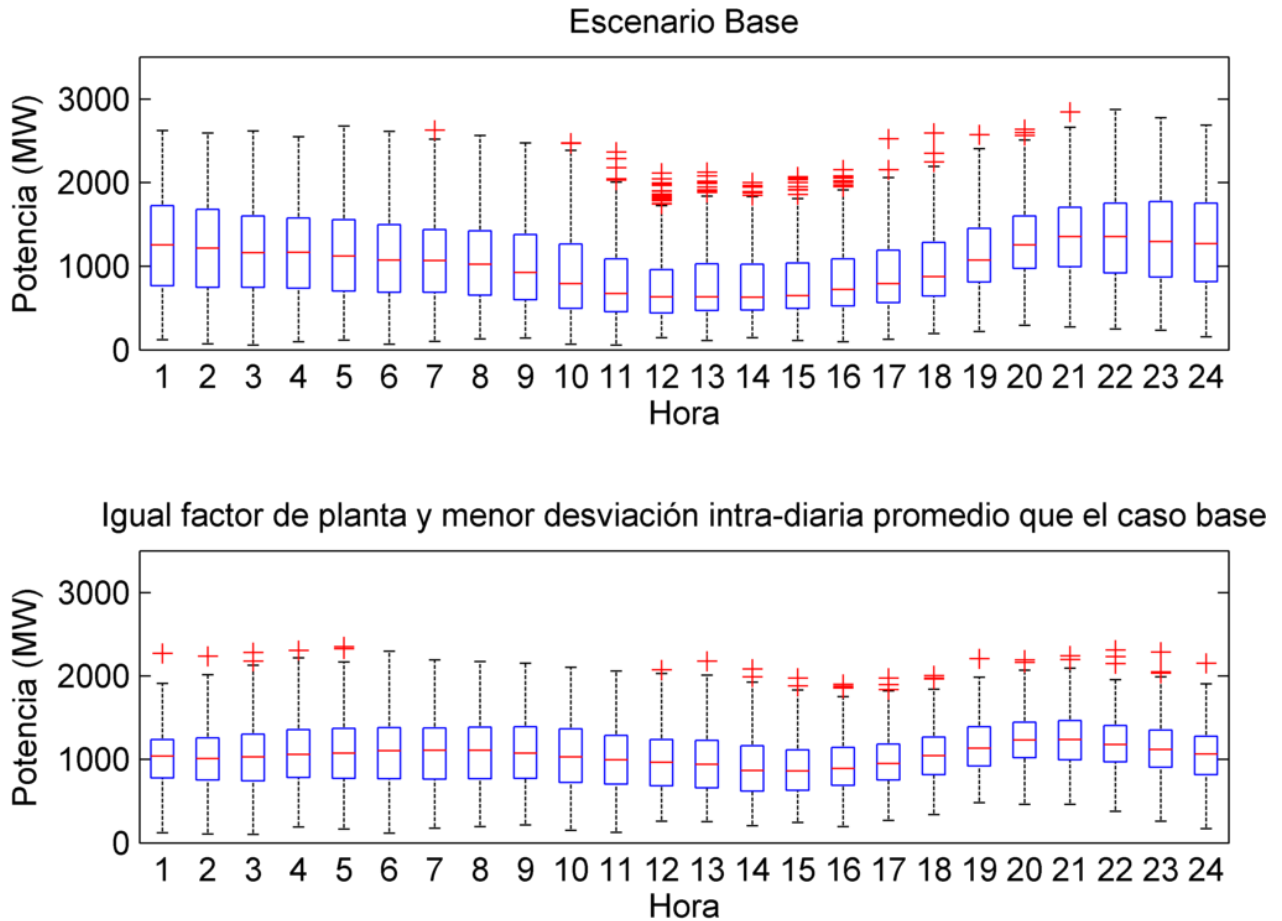


Figura 4.11: Perfil diario de producción de energía eólica, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base, según PCP

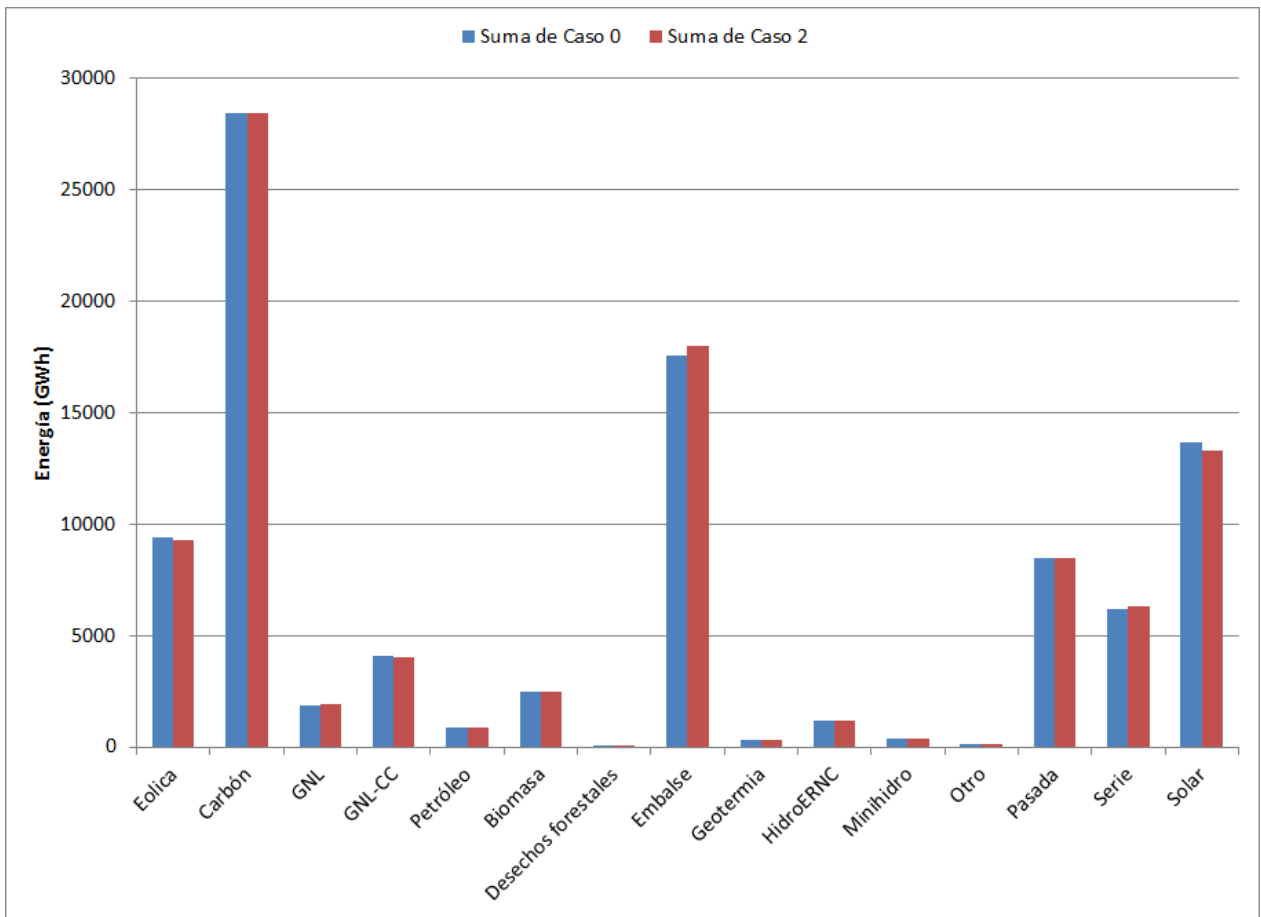


Figura 4.12: Energía anual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

Tabla 4.8: Energía anual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

| Tecnología | Energía anual (GWh) |
|---------------------|---------------------|
| Eólica | 9301.4 |
| Carbón | 28413.1 |
| GNL | 1887.7 |
| GNL-CC | 3991.9 |
| Petróleo | 876.9 |
| Biomasa | 2474.2 |
| Desechos forestales | 53.7 |
| Embalse | 17967.5 |
| Geotermia | 316.3 |
| HidroERNC | 1169.6 |
| Minihidro | 372.7 |
| Otro | 134.0 |
| Pasada | 8465.5 |
| Serie | 6276.9 |
| Solar | 13285.3 |

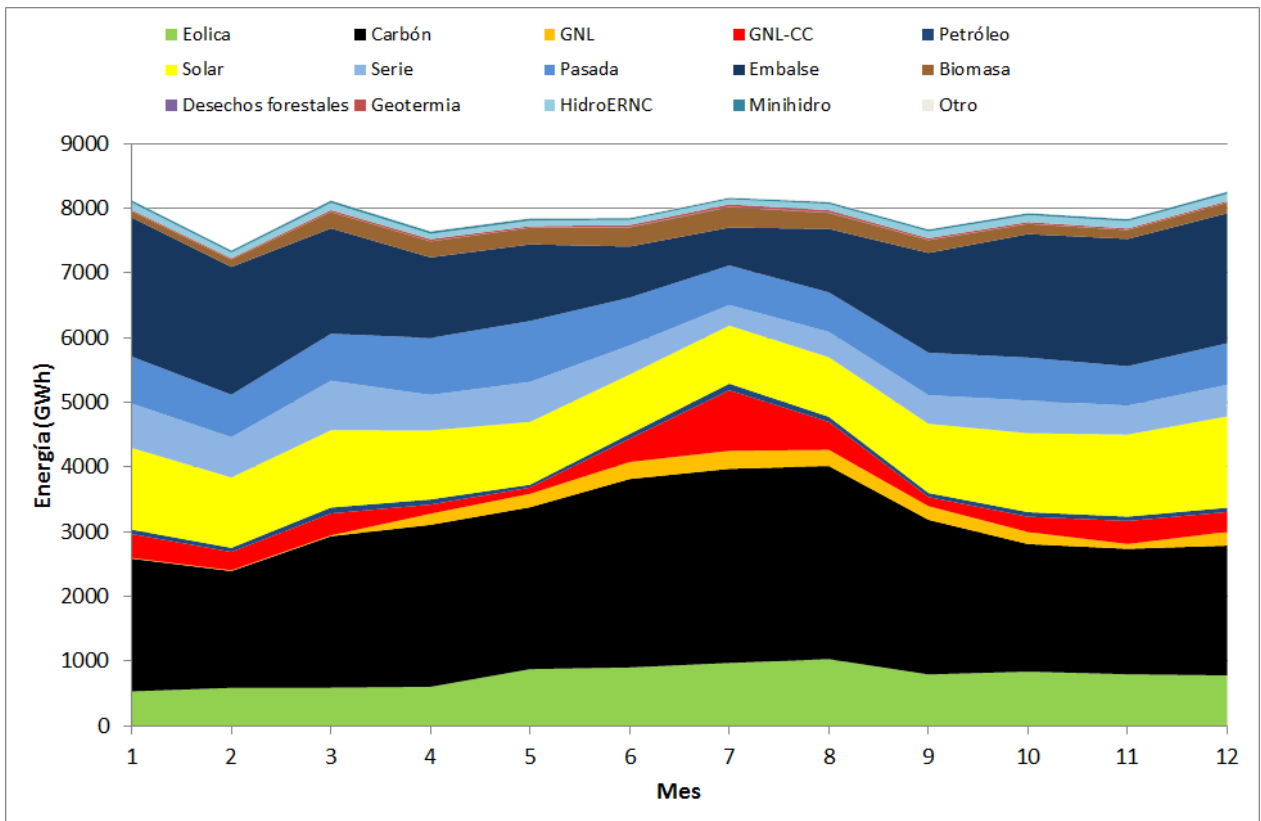


Figura 4.13: Energía mensual generada por tecnología, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

Energía térmica y emisiones de CO_2

Con la información la Tabla 4.8 y los parámetros de la Tabla 3.3 se construye la Tabla 4.10, donde se calculan las emisiones de CO_2 de este escenario. En la Tabla 4.9 se muestra la cantidad de partidas en el año de las unidades térmicas, separado por tecnología.

Tabla 4.9: Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

| Tecnología | Partidas |
|--------------|------------|
| Carbón | 94 |
| GNL-CC | 767 |
| Total | 861 |

Tabla 4.10: Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

| Tecnología | Energía anual (GWh) | Emisiones ($MtCO_2$) |
|--------------|---------------------|------------------------|
| Carbón | 28413.1 | 28.5 |
| GNL | 5879.6 | 2.6 |
| Petróleo | 876.9 | 0.8 |
| Total | 35169.6 | 31.9 |

4.4. Caso 3: Mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

4.4.1. Descripción

En esta oportunidad, el punto de media-varianza es tal que se ubica en el mismo punto de las ordenadas que el caso base, pero más lejano al origen de las abscisas, esto quiere decir que esta configuración de parques ofrece un mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base.

La distribución de potencia instalada de este escenario se encuentra en la Tabla 4.11. En la Figura 4.14 se muestran las potencias instaladas de este escenario comparadas con el caso base. La Tabla 4.12 y la Figura 4.15 muestran el detalle de las potencias nominales instaladas en cada zona.

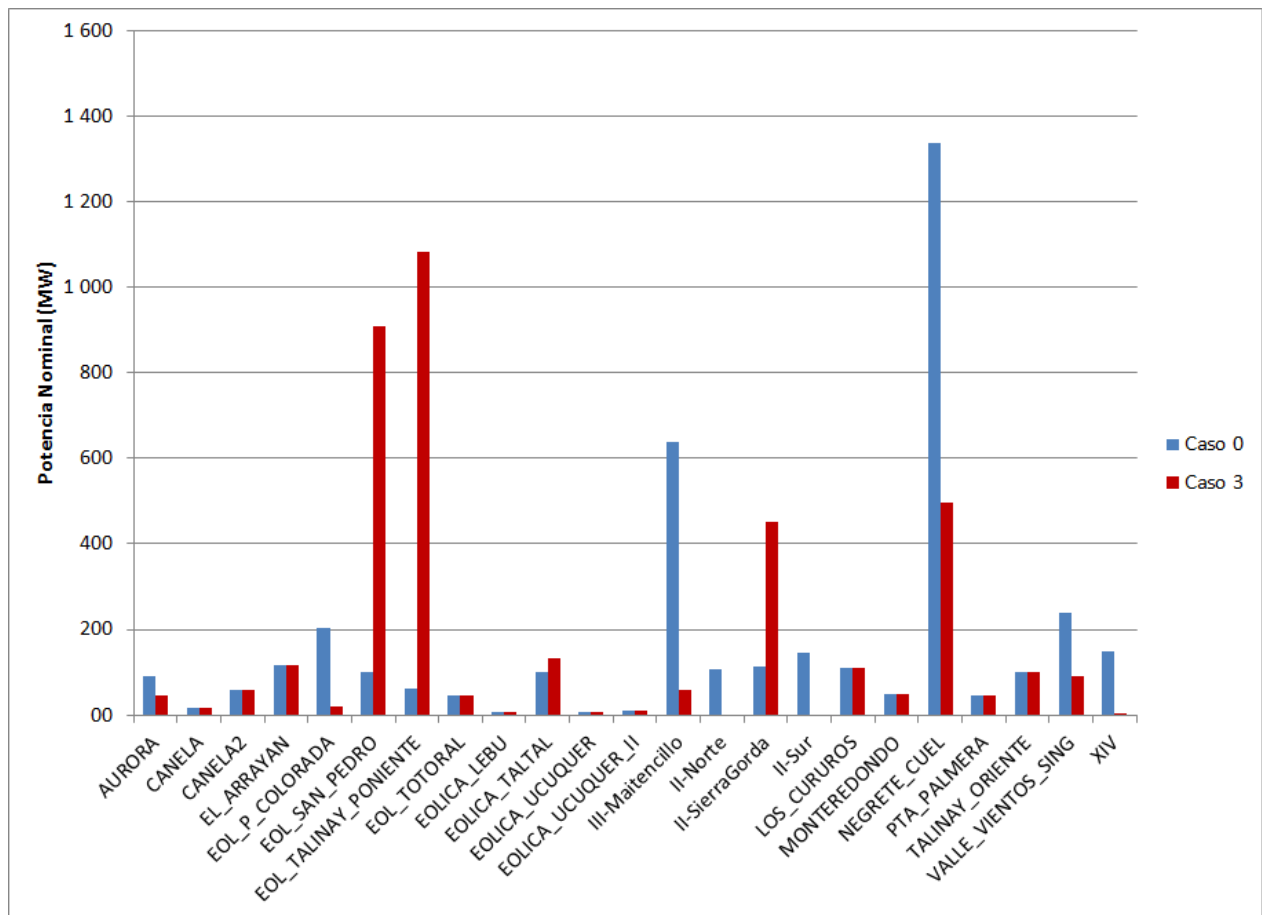


Figura 4.14: Potencia instalada por perfil, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

Tabla 4.11: Potencia instalada por perfil, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

| Zona | Perfil | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|----------------------|------------------------------|
| XIV | XIV | 0.0 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | 90.0 |
| II-Norte | II-Norte | 0.0 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | 451.4 |
| II-Sur | II-Sur | 0.0 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | 133.5 |
| III-Costa | III-Maitencillo | 59.6 |
| | CANELA | 18.2 |
| | CANELA2 | 60.0 |
| | EL_ARRAYAN | 115.0 |
| | EOL_TALINAY_PONIENTE | 1082.1 |
| IV-Costa | EOL_TOTORAL | 46.0 |
| | LOS_CURUROS | 109.6 |
| | MONTEREDONDO | 48.0 |
| | PTA_PALMERA | 45.0 |
| | TALINAY_ORIENTE | 99.0 |
| IV-Norte | EOL_P_COLORADA | 20.0 |
| VI-Rapel | EOLICA_UCUQUER | 7.0 |
| | EOLICA_UCUQUER_II | 11.0 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | 497.7 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | 907.5 |
| X-Puerto Montt | AURORA | 44.8 |

Tabla 4.12: Potencia instalada por zona, caso mayor factor de planta e igual desviación intradiaria que el caso base

| Zona | Potencia instalada 2025 (MW) |
|-----------------|-------------------------------------|
| XIV | 0.0 |
| II-Calama | 90.0 |
| II-Norte | 0.0 |
| II-Sierra Gorda | 451.4 |
| II-Sur | 0.0 |
| II-Taltal | 133.5 |
| III-Costa | 59.6 |
| IV-Costa | 1622.9 |
| IV-Norte | 20.0 |
| VI-Rapel | 18.0 |
| VIII Centro-Sur | 497.7 |
| VIII-Costa | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | 907.5 |
| X-Puerto Montt | 44.8 |

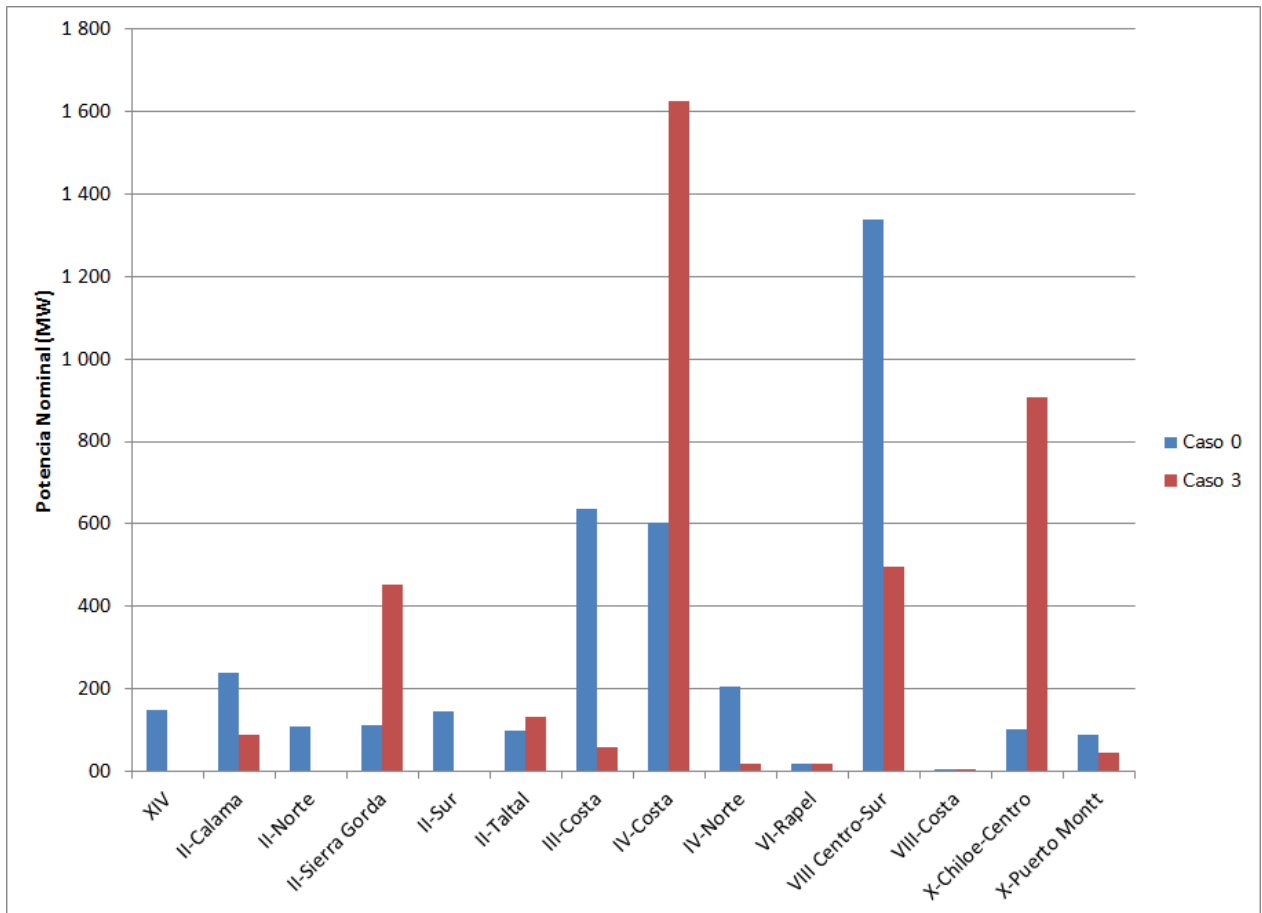


Figura 4.15: Potencia instalada por zona, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

4.4.2. Desempeño esperado

Esta configuración de potencias ofrece un factor de planta del **31.9%**, y una desviación estándar intra-diaria de la potencia de **324.1 MW**. La Figura 4.16 muestra el perfil diario de generación esperado para esta configuración, comparado con el caso base.

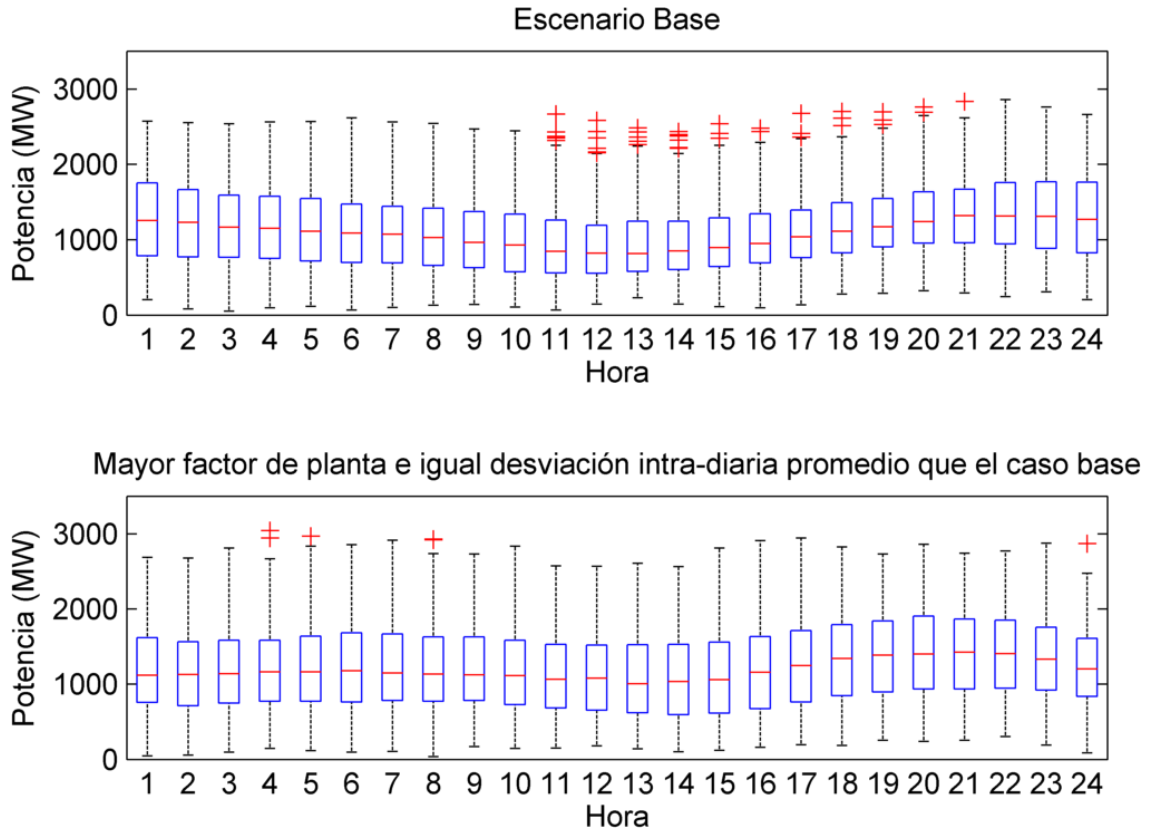


Figura 4.16: Perfil diario esperado de generación eólica, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

4.4.3. Desempeño sistémico

La Figura 4.17 muestra el perfil diario de la generación eólica obtenido de la ejecución del PCP. Del predespacho también se obtiene el gráfico de áreas apiladas de la Figura 4.19, que muestra la energía generada mensualmente, separado por tecnología.

La Tabla 4.13 y la Figura 4.18 muestran la energía total generada durante el año, por tecnología. La energía eólica genera 10778.3 GWh, igual a un factor de planta de **31.9 %**. La desviación estándar intra-diaría de la potencia es de **348.5 MW**.

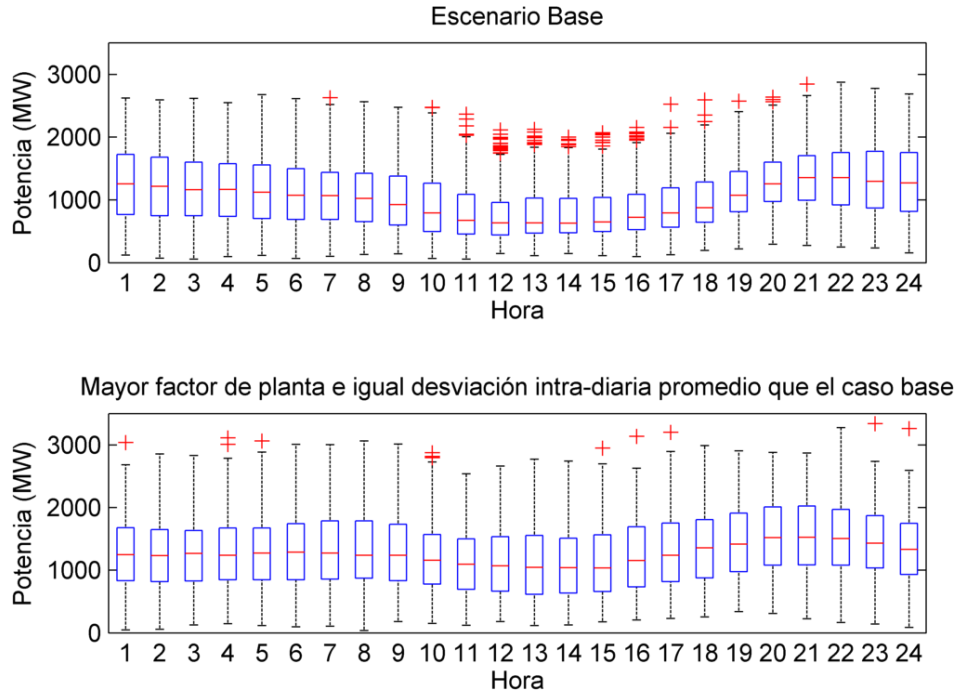


Figura 4.17: Perfil diario producción de energía eólica caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaría que el caso base, según PCP

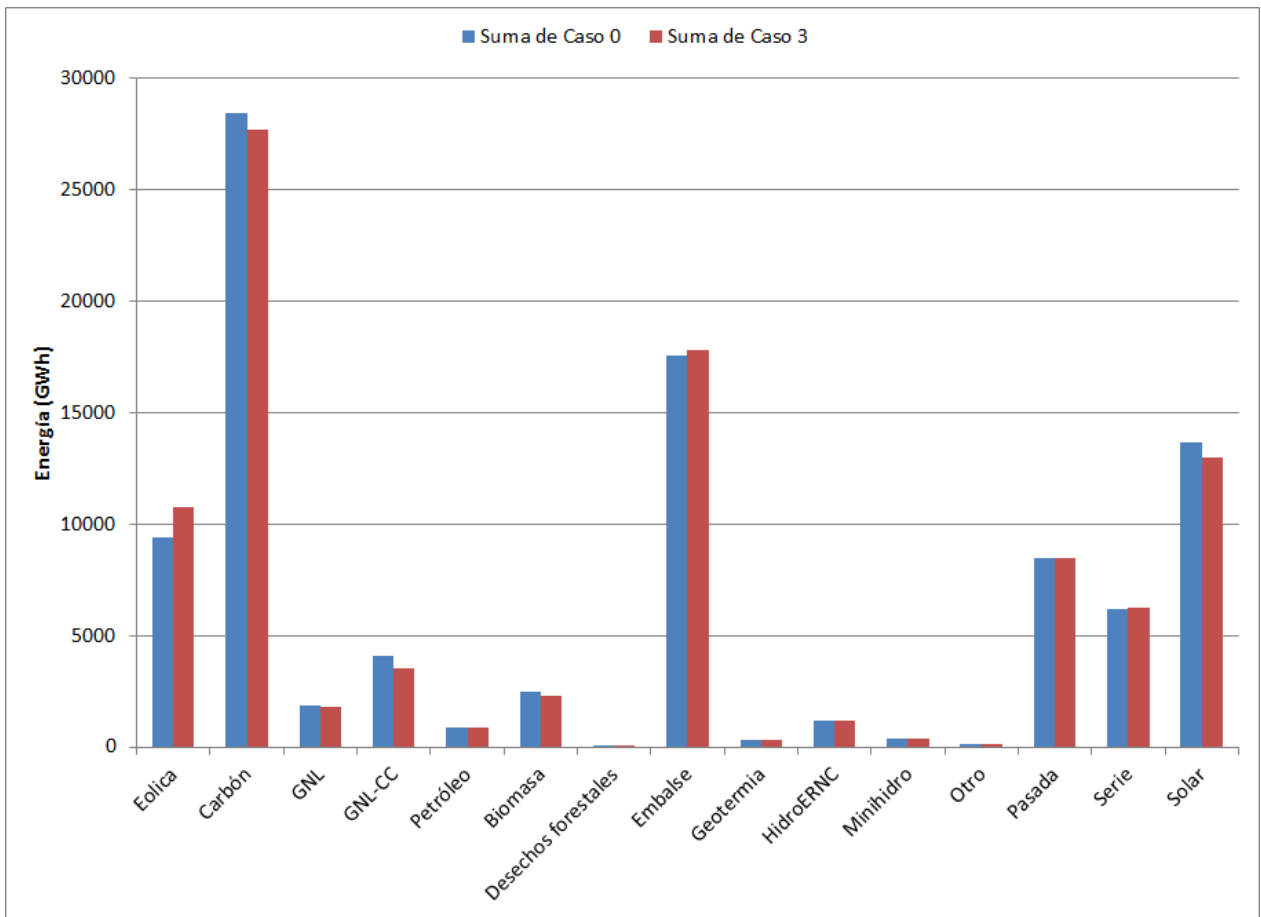


Figura 4.18: Energía anual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaría que el caso base

Tabla 4.13: Energía anual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

| Tecnología | Energía anual (GWh) |
|---------------------|---------------------|
| Eólica | 10778.3 |
| Carbón | 27718.4 |
| GNL | 1170.3 |
| GNL-CC | 3540.8 |
| Petróleo | 849.3 |
| Biomasa | 2265.6 |
| Desechos forestales | 50.6 |
| Embalse | 17782.1 |
| Geotermia | 304.8 |
| HidroERNC | 1177.5 |
| Minihidro | 372.6 |
| Otro | 124.0 |
| Pasada | 8454.1 |
| Serie | 6231.1 |
| Solar | 12964.7 |

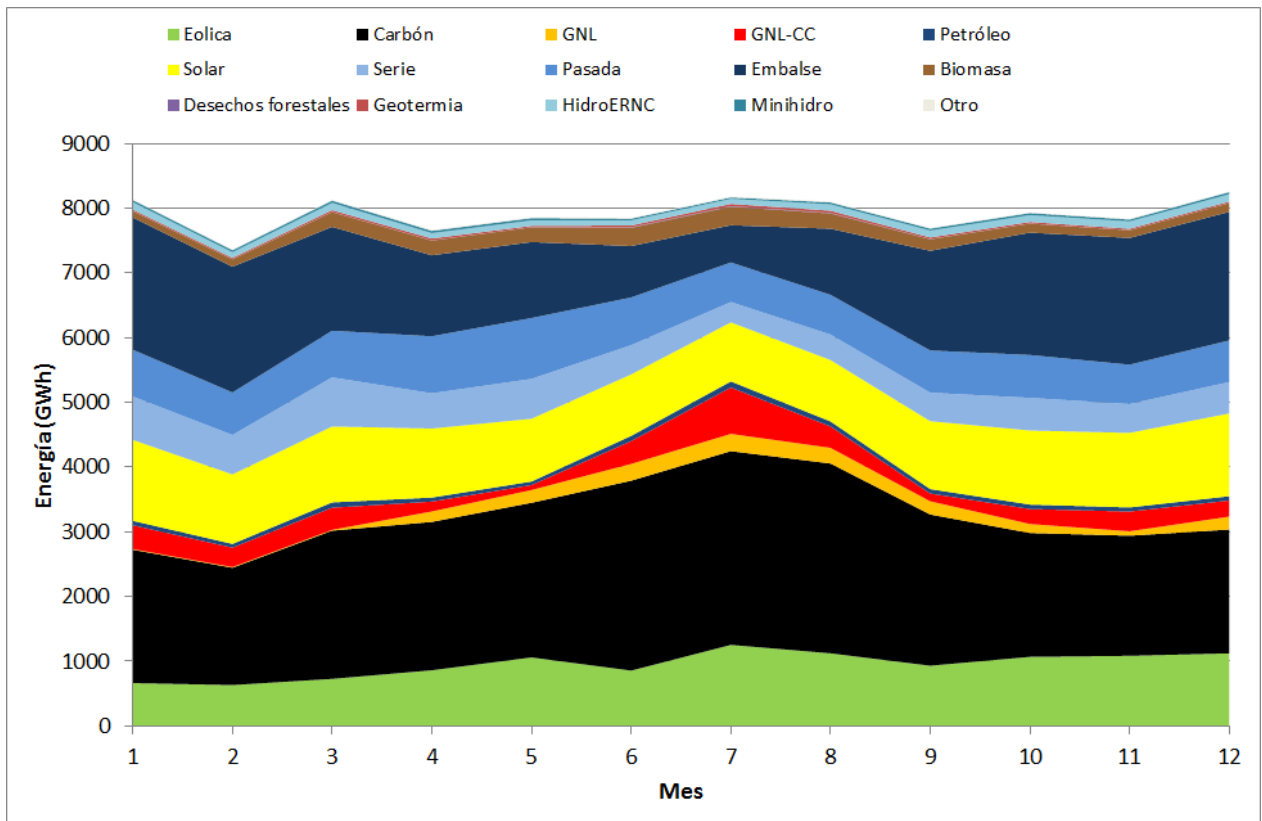


Figura 4.19: Energía mensual generada por tecnología, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

Energía térmica y emisiones de CO_2

Con la información la Tabla 4.13 y los parámetros de la Tabla 3.3 se construye la Tabla 4.15, donde se calculan las emisiones de CO_2 de este escenario. En la Tabla 4.14 se muestra la cantidad de partidas en el año de las unidades térmicas, separado por tecnología.

Tabla 4.14: Número total de partidas de unidades térmicas en el año, caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

| Tecnología | Partidas |
|--------------|------------|
| Carbón | 119 |
| GNL-CC | 740 |
| Total | 859 |

Tabla 4.15: Energía anual y emisiones de CO_2 del parque térmico (en millones de toneladas), caso mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

| Tecnología | Energía anual (GWh) | Emisiones ($MtCO_2$) |
|--------------|---------------------|------------------------|
| Carbon | 27718.4 | 27.8 |
| GNL | 5311.1 | 2.3 |
| Petroleo | 849.3 | 0.8 |
| Total | 33878.8 | 30.9 |

Capítulo 5

Análisis

5.1. Análisis de Markowitz

De la curva obtenida en la Figura 4.1 se observa una característica parabólica, como la descrita en 2.2. Esta parábola tiene su mínimo local para un factor de planta igual a 27.6 %, a la derecha de este punto, la curva comienza a ser creciente. A partir de un factor de planta de aproximadamente 31 %, comienza a verse un espaciado cada vez mayor entre los puntos de la curva, y una pendiente cada vez mayor. Esto representa que el compromiso entre factor de planta y desviación intra-diaria se vuelve cada vez más difícil de lograr mediante combinaciones de perfiles, por lo cual el optimizador resuelve instalar la mayoría de potencia disponible en el perfil con mejor factor de planta.

La distribución de potencias en el caso base está concentrada en 3 zonas: III-Costa, VIII-Centro-Sur y IV-Costa, esto es contrario a la noción de distribuir geográficamente la generación eólica, por esto, el punto que representa al caso base se encuentra dentro de la región factible del problema, pero lejos de la frontera óptima. Esto sugiere que existen distribuciones alternativas a la original que permitirían generar energía eólica con menor variabilidad y/o con mayor factor de planta que el caso base.

5.2. Caso 1: Mínima Varianza

Este caso promete una variabilidad 36.5 % menor que el caso base, a cambio de un 7.6 % menos de energía generada (Tabla 5.1). De la Figura 4.4 se observa que el perfil esperado de generación de este caso tiene una tendencia central más "plana" que el caso base, y las cajas de dispersión son menores para todas las horas.

De la Figura 4.2 se puede ver que este escenario distribuye la potencia instalada de forma más equitativa que el caso base; las zonas II-Calama, III-Costa y VIII-Centro Sur disminuyen su participación. El único perfil de la zona II-Calama posee desviación estándar intra-diaria por sobre el promedio (Tabla 5.10), y alta correlación con los perfiles EOL_P_COLORADA

y MONTERREDONDO (Tabla 5.9), que cuentan con desviaciones intra-diarias menores al promedio, lo cual explica el descenso en la participación de dicha zona. La baja en las zona III-Costa se debe principalmente a su desviación intra-diaria sobre el promedio, mientras que la baja en la zona VIII-Centro-Sur es debido al alza de capacidad en otras zonas, ya que este perfil cuenta con buenos índices de factor de planta y desviación intra-diaria.

En todas las demás zonas, este escenario recomienda instalar más potencia que la que sugiere el escenario base. Siendo más notorio este aumento en las zonas II-Norte, IV-Norte, VIII-Costa, X-Chiloe-Centro y X-Puerto Montt; todas estas zonas cuentan con desviaciones intra-diarias menores al promedio.

En cuanto al desempeño de este escenario en el modelo de predespacho, la desviación intra-diaria es, en promedio, 41.1 % menor que el caso base, mientras que la energía producida es 9.2 % menor. El perfil diario de producción de este escenario se asemeja al esperado, al comparar con el escenario base, se observa que aumenta la media entre las horas 10 y 20, y que las cajas de dispersión son más pequeñas. La razón entre la desviación intra-diaria y la potencia media es de 21.7 %.

En cuanto a la participación de las demás tecnologías, no se aprecian diferencias considerables entre este escenario y el caso base. Al mirar en detalle la energía generada por fuentes térmicas, se aprecia un aumento en el total de la generación, de 312.8 GWh, es decir 0.9 % más. Este escenario disminuye las partidas totales de las unidades a Carbon, pero aumentan para las centrales de Ciclo Combinado. En total, se tienen 34 partidas más que el caso base (Tabla 4.4).

La mayor generación con fuentes térmicas implica mayores emisiones de CO_2 . Éstas aumentan en 268 mil toneladas, es decir, 0.8 % más (Tabla 5.7).

5.3. Caso 2: Menor desviación intra-diaria e igual potencia media que el caso base

Este caso promete una variabilidad 32.4 % menor que el caso base, manteniendo la energía generada (Tabla 5.1). De la Figura 4.10 se observa que el perfil esperado de generación es similar al del caso de mínima varianza, desplazado levemente hacia arriba del gráfico. Se aprecia un aporte mayor de generación eólica que el caso base entre las horas 10 a 20.

De la Figura 4.8 se puede ver que este escenario también distribuye la potencia instalada de forma más equitativa que el caso base; al igual que en el caso de mínima varianza las zonas II-Calama, III-Costa y VIII-Centro Sur disminuyen su participación. A ellas se les agrega la zona IV-Norte, cuyo único perfil posee desviación intra-diaria menor que el promedio, pero su factor de planta es mucho menor que el promedio (0.13 versus 0.27), lo cual explica lo observado, ya que en este escenario la producción de energía es mayor que en el escenario de mínima varianza.

En todas las demás zonas, este escenario recomienda instalar más potencia que la que

sugiere el escenario base. Siendo más notorio este aumento en las zonas II-Norte, VIII-Costa, X-Chiloe-Centro y X-Puerto Montt; todas estas zonas cuentan con desviaciones intradiarias menores al promedio. También se aprecia aumento de capacidad en las zonas II-Taltal y VI-Rapel, estas zonas están levemente por sobre el promedio de desviación (Ambas con 0.21, versus 0.18), pero sus factores de planta están por sobre el promedio del mismo. Además, la expansión de capacidad de VI-Rapel se realiza exclusivamente en el perfil EOLICA_UCUQUER, ya que dicho perfil cuenta con mejor factor de planta que EOLICA_UCUQUER_II.

El perfil diario de producción de este escenario se asemeja al esperado, y al escenario de mínima varianza. En cuanto a la comparación con el caso base, el perfil obtenido tiene una tendencia central pareja, y las cajas de dispersión son más pequeñas. Se observa un mayor aporte de generación eólica entre las horas 10 y 20, en comparación con el escenario base. Al comparar los indicadores de energía eólica con el caso base, se obtiene que la producción de energía eólica es 1.5 % menor, y la desviación intra-diaria promedio es un 36.6 % menos. La relación entre desviación y potencia media alcanza un 21.5 %.

En cuanto a la energía total, no se aprecian diferencias considerables entre este escenario y el caso base. En la energía térmica, disminuye la participación del Carbón y del Petróleo, y aumenta la de GNL. Esto trae como consecuencia una reducción de 170.7 GWh en la generación térmica, es decir un 0.5 % menos. Este escenario aumenta las partidas de las centrales de Carbón y de Ciclo Combinado. En total, se tiene 26 partidas más que el caso base (Tabla 4.9).

La menor generación con fuentes térmicas implica menor emisiones de CO_2 , éstas disminuyen en 112 mil toneladas, es decir, 0.4 % menos (Tabla 5.7).

5.4. Caso 3: Mayor factor de planta e igual desviación intra-diaria que el caso base

Este caso promete una variabilidad similar al caso base, a cambio de un 7.6 % más de energía generada (Tabla 5.1). De la Figura 4.16 se observa que el perfil esperado de generación de este caso tiene una tendencia central similar al caso base, con cajas de dispersión iguales o mayores, sin embargo, la cantidad de muestras fuera del rango de las cajas disminuye considerablemente. Se observa que, entre las horas 10 y 22, la media de producción es mayor que en el caso base.

De la Figura 4.14 se puede ver que este escenario distribuye la potencia instalada en las zonas II-Sierra Gorda, IV-Costa, VIII-Centro-Sur y X-Chiloe Centro, específicamente en los perfiles EOL_SAN_PEDRO, EOL_TALINAY_PONIENTE, II-Sierra Gorda y NEGRETE_CUEL. Estos perfiles cuentan con los 4 factores de planta más altos de la muestra y desviaciones intra-diaria inferiores al promedio, excepto por II-Sierra Gorda.

El perfil diario de producción de este escenario se asemeja al esperado. Comparando los indicadores de energía eólica con el caso base, la producción de energía eólica es un 14.4 %

mayor, y la desviación intra-diaria promedio un 3.1 % menor. La relación entre desviación y potencia media alcanza un 28.3 %.

En cuanto a la energía total, se aprecian diferencias entre este escenario y el caso base. Disminuye la energía generada con Carbón y GNL. Al mirar en detalle la energía generada por fuentes térmicas, se aprecia también un descenso en la generación con Petróleo. Esto implica una reducción de 1462.3 GWh en la generación térmica, es decir un 4.1 % menos. Este escenario disminuye las partidas de las unidades de Ciclo Combinado, pero aumenta para las centrales a Carbon. En total, se tienen 24 partidas más que en el caso base (Tabla 5.8). La menor generación con fuentes térmicas implica menores emisiones de CO_2 , éstas disminuyen en 1.1 millones de toneladas, es decir, 3.4 % menos (Tabla 5.7).

5.5. Resumen Resultados

5.5.1. Potencia instalada por perfil y desempeño esperado

La Tabla 5.2 y la Figura 5.1 resumen las potencias a instalar por perfil en cada uno de los escenarios. Agrupando la información anterior por zona geográfica, se construye la Tabla 5.3, y el gráfico de la Figura 5.2.

La Tabla 5.1 muestra el resumen de energía eólica, factor de planta y desviación intra-diaria para todos los casos.

Tabla 5.1: Resumen producción de energía eólica anual y desviación intra-diaria promedio esperadas

| | Caract. | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|-------------------------|-------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Producción de energía | Factor de planta anual | 29.7 % | 27.6 % | 29.7 % | 32.9 % |
| | Potencia media (MW) | 1143.5 | 1056.6 | 1143.5 | 1230.4 |
| | Energía anual (GWh) | 10017.1 | 9255.8 | 10017.1 | 10778.3 |
| | Diferencia con caso base (GWh) | | -761.2 | 0.0 | 761.2 |
| | Diferencia con caso base (%) | | -7.6 % | 0.0 % | 7.6 % |
| Desviación intra-diaria | Promedio (MW) | 323.5 | 205.4 | 218.6 | 324.1 |
| | Diferencia con caso base (MW) | | -118.1 | -104.9 | 0.5 |
| | Diferencia con caso base (%) | | -36.5 % | -32.4 % | 0.2 % |
| | Ratio desviación/potencia media (%) | 28.3 % | 19.4 % | 19.1 % | 26.3 % |

Tabla 5.2: Potencias nominales a instalar por perfil, todos los casos

| Zona | Perfil | Potencia instalada 2025 (MW) | | | |
|-----------------|----------------------|------------------------------|--------|--------|--------|
| | | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| XIV | XIV | 150.0 | 173.5 | 238.5 | 0.0 |
| II-Calama | VALLE_VIENTOS_SING | 240.0 | 90.0 | 196.1 | 90.0 |
| II-Norte | II-Norte | 108.0 | 299.9 | 388.4 | 0.0 |
| II-Sierra Gorda | II-SierraGorda | 112.0 | 205.2 | 209.7 | 451.4 |
| II-Sur | II-Sur | 147.0 | 163.5 | 197.4 | 0.0 |
| II-Taltal | EOLICA_TALTAL | 99.0 | 280.7 | 322.6 | 133.5 |
| III-Costa | III-Maitencillo | 638.0 | 208.3 | 212.1 | 59.6 |
| IV-Costa | CANELA | 18.2 | 90.4 | 18.2 | 18.2 |
| | CANELA2 | 60.0 | 60.0 | 60.0 | 60.0 |
| | EL_ARRAYAN | 115.0 | 115.0 | 115.0 | 115.0 |
| | EOL_TALINAY_PONIENTE | 60.8 | 60.8 | 71.5 | 1082.1 |
| | EOL_TOTORAL | 46.0 | 46.0 | 46.0 | 46.0 |
| | LOS_CURUROS | 109.6 | 109.6 | 109.6 | 109.6 |
| | MONTEREDONDO | 48.0 | 48.0 | 48.0 | 48.0 |
| | PTA_PALMERA | 45.0 | 45.0 | 45.0 | 45.0 |
| IV-Norte | TALINAY_ORIENTE | 99.0 | 99.0 | 99.0 | 99.0 |
| | EOL_P_COLORADA | 204.4 | 355.8 | 39.7 | 20.0 |
| VI-Rapel | EOLICA_UCUQUER | 7.0 | 7.0 | 130.1 | 7.0 |
| | EOLICA_UCUQUER_II | 11.0 | 147.9 | 11.0 | 11.0 |
| VIII Centro-Sur | NEGRETE_CUEL | 1336.4 | 301.0 | 349.4 | 497.7 |
| VIII-Costa | EOLICA_LEBU | 6.5 | 348.2 | 172.5 | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | EOL_SAN_PEDRO | 101.0 | 357.6 | 466.2 | 907.5 |
| X-Puerto Montt | AURORA | 90.0 | 239.5 | 305.9 | 44.8 |

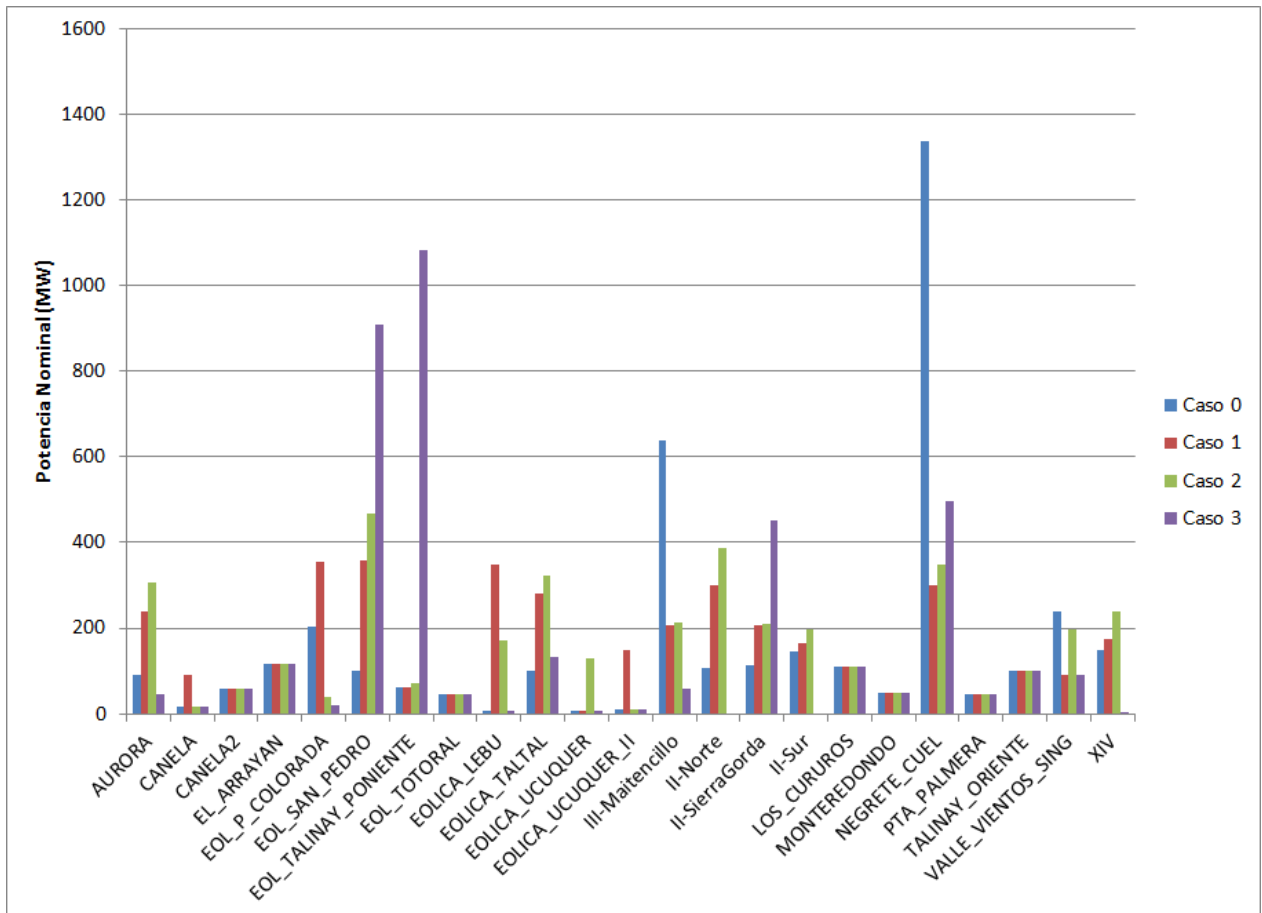


Figura 5.1: Potencias nominales a instalar por perfil, todos los casos

Tabla 5.3: Potencias nominales a instalar por zona, todos los casos

| Zona | Potencia instalada 2025 (MW) | | | |
|-----------------|-------------------------------------|--------|--------|--------|
| | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| XIV | 150.0 | 173.5 | 238.5 | 0.0 |
| II-Calama | 240.0 | 90.0 | 196.1 | 90.0 |
| II-Norte | 108.0 | 299.9 | 388.4 | 0.0 |
| II-Sierra Gorda | 112.0 | 205.2 | 209.7 | 451.4 |
| II-Sur | 147.0 | 163.5 | 197.4 | 0.0 |
| II-Taltal | 99.0 | 280.7 | 322.6 | 133.5 |
| III-Costa | 638.0 | 208.3 | 212.1 | 59.6 |
| IV-Costa | 601.6 | 673.8 | 612.3 | 1622.9 |
| IV-Norte | 204.4 | 355.8 | 39.7 | 20.0 |
| VI-Rapel | 18.0 | 154.9 | 141.1 | 18.0 |
| VIII Centro-Sur | 1336.4 | 301.0 | 349.4 | 497.7 |
| VIII-Costa | 6.5 | 348.2 | 172.5 | 6.5 |
| X-Chiloe-Centro | 101.0 | 357.6 | 466.2 | 907.5 |
| X-Puerto Montt | 90.0 | 239.5 | 305.9 | 44.8 |

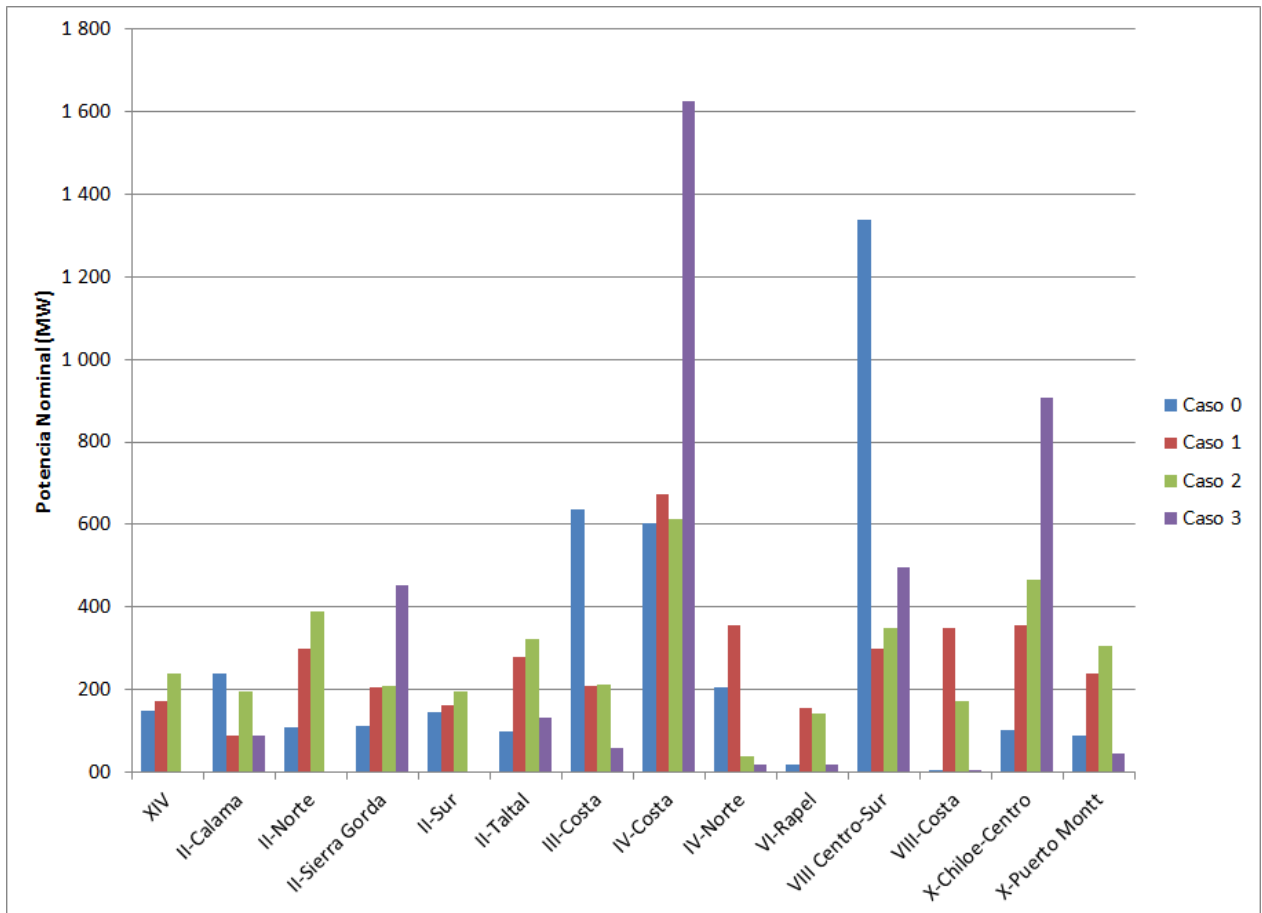


Figura 5.2: Potencias nominales a instalar por zona, todos los casos

5.5.2. Desempeño sistémico y emisiones de CO_2

En la Tabla 5.4 se muestra las estadísticas de la generación eólica tras la simulación en PCP de todos los casos. La Tabla 5.5 muestra las emisiones resultantes si centrales termoeléctricas a carbón produjeran la energía eólica de la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Resumen producción de energía eólica anual y desviación intra-diaria promedio, según PCP

| | Caract. | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|-------------------------|---------------------------------|--------|---------|---------|---------|
| Producción de energía | Potencia media (MW) | 871.3 | 872.8 | 941.3 | 1230.4 |
| | Factor de planta anual | 27.9 % | 25.4 % | 27.5 % | 31.9 % |
| | Energía anual (GWh) | 9420.5 | 8558.0 | 9276.8 | 10778.3 |
| | Diferencia con caso base (GWh) | | -862.5 | -143.7 | 1357.8 |
| | Diferencia con caso base (%) | | -9.2 % | -1.5 % | 14.4 % |
| Desviación intra-diaria | Promedio (MW) | 359.5 | 211.9 | 228.1 | 348.5 |
| | Diferencia con caso base (MW) | | -147.6 | -131.5 | -11.1 |
| | Diferencia con caso base (%) | | -41.1 % | -36.6 % | -3.1 % |
| | Razón desviación/potencia media | 33.4 % | 21.7 % | 21.5 % | 28.3 % |

Tabla 5.5: Emisiones de CO_2 equivalentes de una central termoeléctrica a carbón para la energía eólica generada en todos los casos

| Item | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 | Promedio |
|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------------|
| Energía (GWh) | 28986.2 | 26332.4 | 28544.1 | 33164.0 | 29256.7 |
| Emisiones (MtCO ₂) | 9.3 | 8.5 | 9.2 | 10.7 | 9.4 |

La Tabla 5.6 presenta la energía generada en el año por fuentes térmicas, desglosada por tipo de combustible.

Tabla 5.6: Energía anual generada por fuentes térmicas, en GWh

| Tecnología | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Carbon | 28 469.0 | 28 693.4 | 28 413.1 | 27 718.4 |
| GNL | 5 980.3 | 6 055.8 | 5 879.6 | 5 311.1 |
| Petroleo | 891.0 | 903.9 | 876.9 | 849.3 |
| TOTAL | 35 340.3 | 35 653.1 | 35 169.6 | 33 878.8 |

La Tabla 5.7 resume para todos los casos las emisiones de CO_2 anuales del parque térmico.

Tabla 5.7: Emisiones de CO_2 (en millones de toneladas) de todos los escenarios

| Tecnología | Caso 0 | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Carbon | 28.6 | 28.8 | 28.5 | 27.8 |
| GNL | 2.6 | 2.7 | 2.6 | 2.3 |
| Petroleo | 0.8 | 0.8 | 0.8 | 0.8 |
| Total | 32.0 | 32.3 | 31.9 | 30.9 |

En la Tabla 5.8 se encuentra la cantidad total de partidas en el año para las unidades a Carbón y GNL ciclo combinado, en todos los casos. Además, en la Figura 5.4 se encuentra el detalle por central para la tecnología Carbón, y en la Figura 5.5 se encuentra el detalle por central para la tecnología GNL ciclo combinado.

Tabla 5.8: Número de partidas y paradas de unidades térmicas, todos los casos

| Partidas | Carbon | GNL-CC | Total |
|----------|--------|--------|--------------|
| Caso 0 | 90 | 745 | 835 |
| Caso 1 | 83 | 786 | 869 |
| Caso 2 | 94 | 767 | 861 |
| Caso 3 | 119 | 740 | 859 |

Se observa que el número total de partidas es mayor que el caso base en todos los escenarios, además, el número de partidas totales de las centrales Ciclo Combinado es mayor que lo observado en [5]. Esto último se puede explicar por el mayor *gap* del Problema de Optimización Entero Mixto considerado en las simulaciones hechas en PCP, en esta memoria se usó 1 %, mientras que en [5] se usó el 0.5 %.

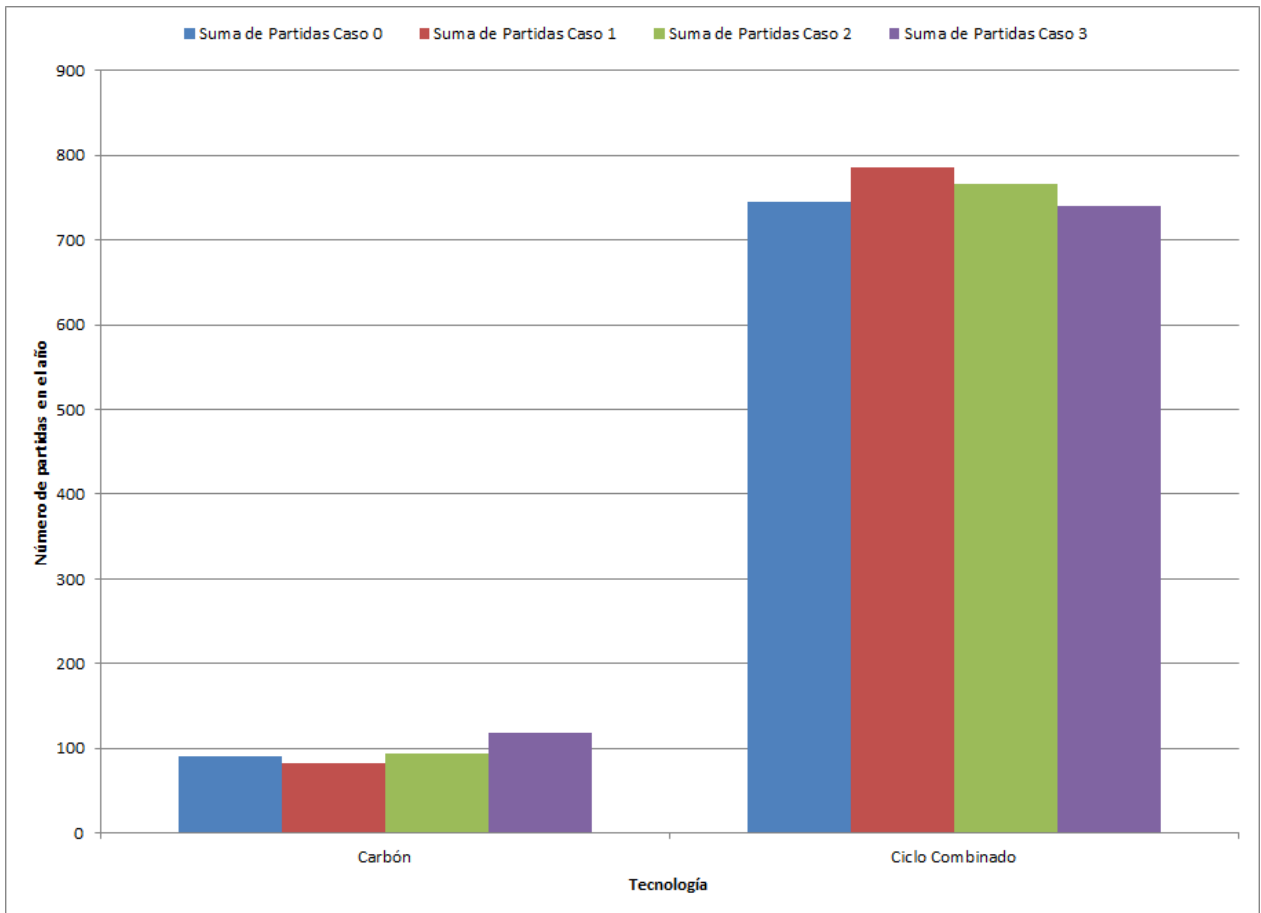


Figura 5.3: N° total de partidas unidades a Carbón y GNL-CC, todos los casos

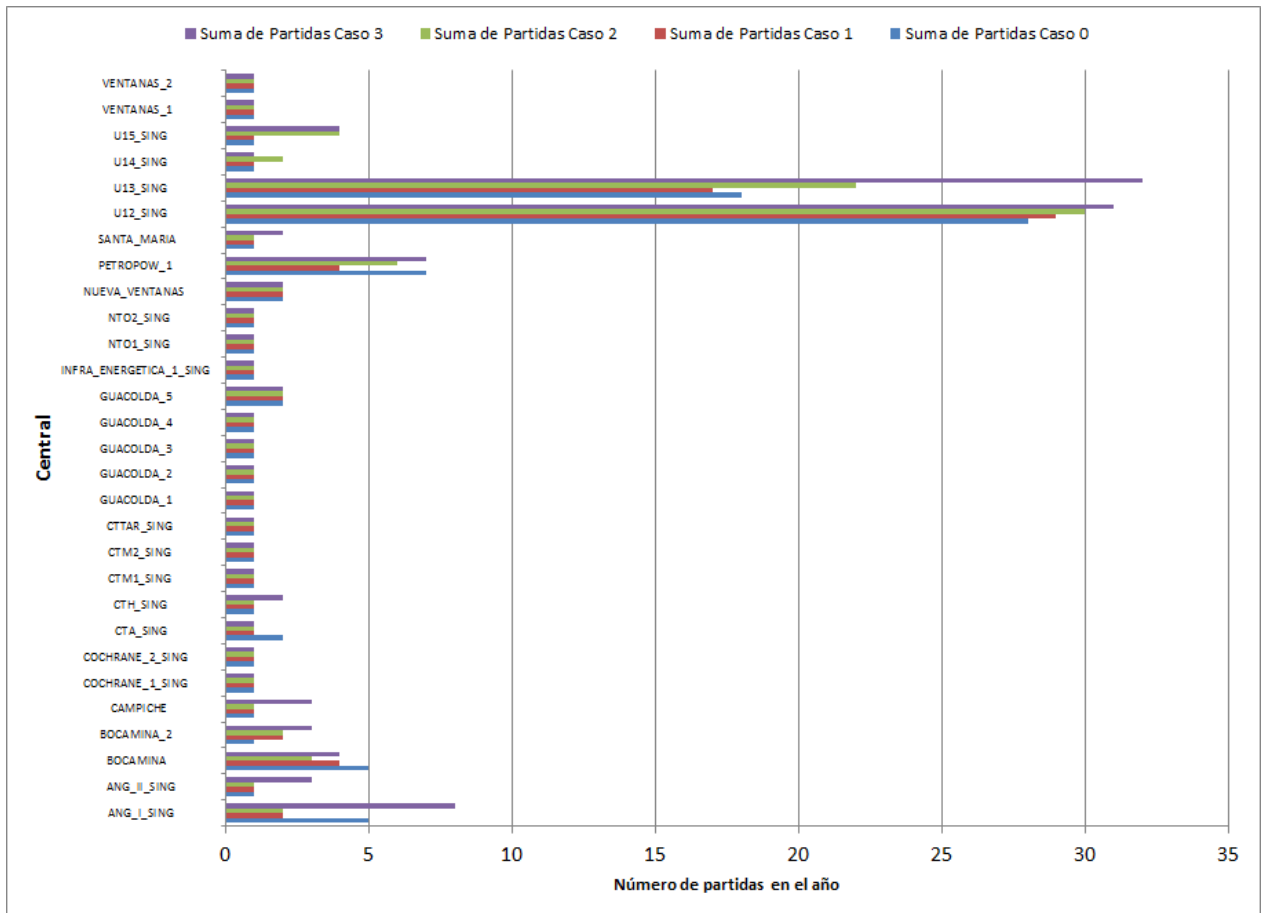


Figura 5.4: Detalle por central, n° total de paradas unidades a Carbón, todos los casos

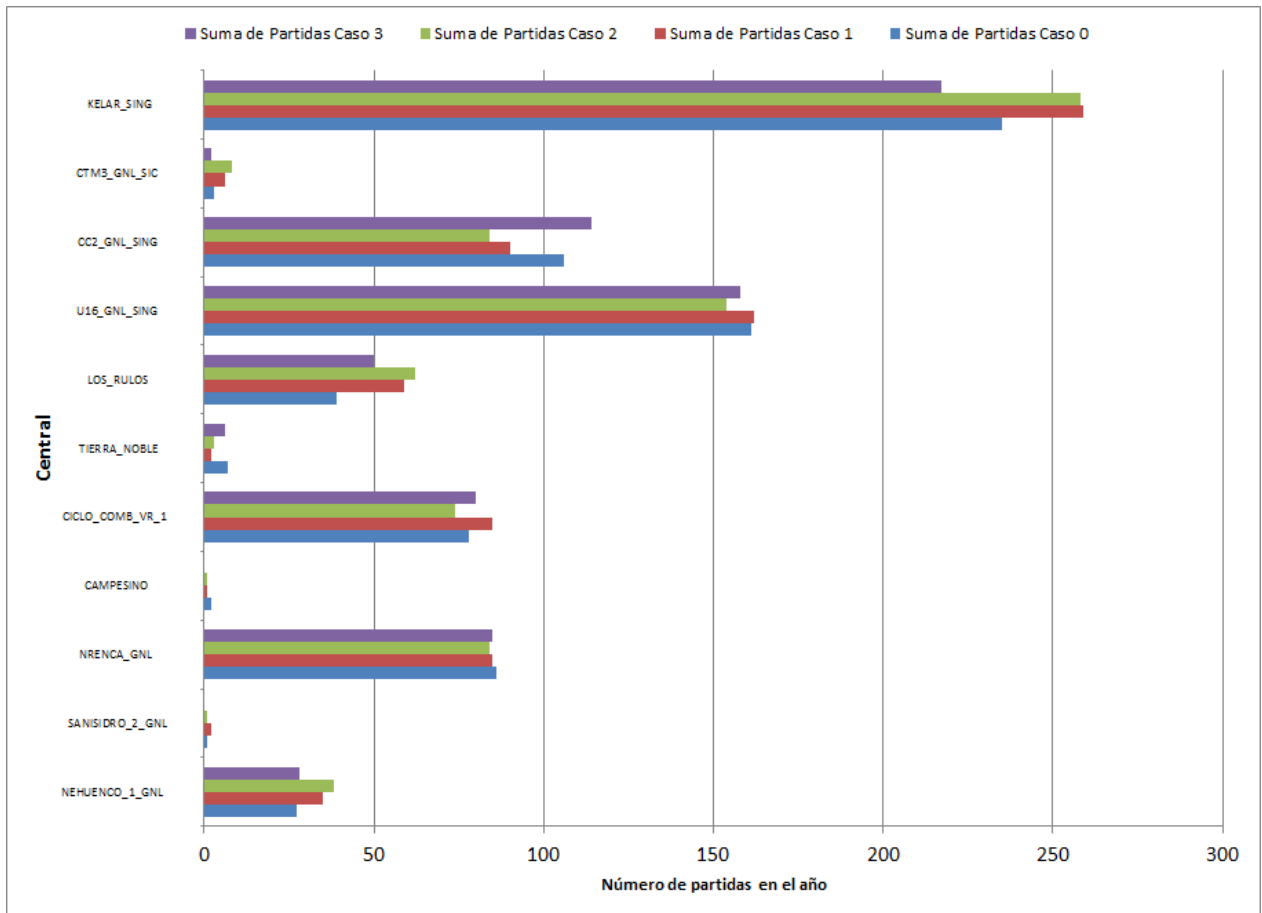


Figura 5.5: Detalle por central, n° total de paradas unidades GNL-CC, todos los casos

Conclusión

En este trabajo se logra desarrollar una metodología para distribuir centrales eólicas a lo largo del país con el objeto de disminuir la variabilidad intra-diaria de la generación eléctrica de éstas. La metodología desarrollada se basa en el Modelo de Selección de Carteras de Markowitz, y fue aplicada para analizar planes de expansión de la generación eólica al año 2025 en el sistema interconectado SIC-SING. Mediante un programa de optimización se obtienen 3 planes de expansión de la capacidad instalada en parques eólicos, los cuales se comparan con el caso base obtenido de un estudio previo realizado por el CDEC-SIC.

Para los casos 1 y 2, los resultados obtenidos muestran que, al buscar la reducción de la variabilidad intra-diaria, la distribución geográfica de potencia resultante es menos concentrada que en el caso base, esto se logra desarrollando más las regiones II, VI, VII-Costa, XIV y X, en desmedro de otras como la III y la VIII-Centro Sur. En el caso 3, al buscar maximizar la energía y mantener la variabilidad intra-diaria, los resultados sugieren desarrollar principalmente las zonas II-Sierra Gorda, IV-Costa, VIII-Centro Sur y X-Chiloe Centro. En promedio, la energía eólica generada en cada escenario evita la emisión de 9.4 millones de toneladas de CO_2 , en comparación a un escenario donde dicha energía fuera generada exclusivamente por centrales térmicas a carbón.

El primer caso, correspondiente al de mínima desviación intra-diaria promedio, permite una reducción teórica de la media de variabilidad anual del 36.5 % con respecto al caso base, generando un 9.2 % menos de energía. Debido a esto, el modelo de predespacho muestra que se requiere de un 0.9 % más energía térmica para mantener el balance del sistema, lo cual implica un aumento de las emisiones de CO_2 en un 0.8 %.

El segundo caso permite reducir la variabilidad intra-diaria en un 32.4 % con respecto al caso base, mientras que la energía generada por fuentes eólicas se mantiene. Se requiere de un 0.5 % menos de energía térmica que en el caso base, con lo cual las emisiones de CO_2 se reducen en un 0.4 %, que equivalen a 112 mil toneladas.

El tercer y último caso evaluado permite la producción de un 7.6 % más de energía eólica con respecto al caso base, con una desviación intra-diaria promedio igual al mismo. Se encontró una reducción de 1461.5 GWh en la energía generada por éstas, lo cual representa un 4.1 % menos que la energía térmica del caso base. Esta reducción de generación térmica significa evitar la emisión de 1.1 millones de toneladas de CO_2 al medio ambiente, equivalentes al 3.4 % de las emisiones del parque térmico del caso base.

A nivel general se observan leves diferencias entre los indicadores de potencia media y

variabilidad de la energía eólica al comparar los resultados del modelo teórico de optimización con el modelo Planificación de Corto Plazo. Estas diferencias obedecen principalmente a congestión en las líneas de transmisión, que impiden a momentos evacuar la energía eólica hacia las barras de consumo. Esto pone en evidencia la importancia de considerar herramientas de simulación sobre sistemas eléctricos reales antes de saltar a las conclusiones con datos puramente teóricos. Como trabajo futuro se sugiere la incorporación de un modelo de planificación de la transmisión para cada escenario, de manera tal de aislar el efecto de ésta sobre el despacho, y considerar el costo de dichas adecuaciones en el análisis final. También se sugiere explorar sobre cómo esta metodología se podría utilizar para reducir la variabilidad de la operación agregada de la generación solar y eólica, el impacto en los requerimientos de reserva debido a la menor variabilidad intra-diaria, y una mejor estimación de la predicción del recurso eólico.

Se concluye que la metodología aquí desarrollada alcanza los objetivos propuestos al inicio del presente trabajo al encontrar escenarios alternativos que ayuden a mitigar la variabilidad intra-diaria promedio de la producción de energía eólica, y analizar su impacto sobre las unidades térmicas y las emisiones de CO_2 del Sistema Eléctrico Nacional.

Bibliografía

- [1] British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. 2016.
- [2] CDEC-SIC. *Gráficos y estadísticas*. URL: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas> (visitado 27-12-2016).
- [3] CDEC-SIC. *Sobre el CDEC-SIC*. URL: <http://www.cdecsic.cl/sobre-cdec-sic/> (visitado 06-03-2017).
- [4] CDEC-SING. *Anuario y estadísticas operación 2015*. 2015.
- [5] CDEC-SING. *Estudio de integración de ERNC al Sistema Interconectado Nacional*. Inf. téc. 2016.
- [6] Centro de Cambio Global UC. *Análisis de opciones futuras de mitigación de gases de efecto invernadero para Chile en el sector energía*. Inf. téc. 2010.
- [7] Centro de Energías Renovables (CER). *Reporte CER*. 2013.
- [8] F Díaz-González y col. «A review of energy storage technologies for wind power applications». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.4 (2012), págs. 2154-2171. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.01.029>.
- [9] Estadística para todos. *Graficando estadística: Diagrama de Caja y Bigotes*. URL: <http://www.estadisticaparatodos.es/taller/graficas/cajas.html> (visitado 05-05-2017).
- [10] Fair Isaac Corporation. *Xpress-SLP Program Reference Manual*. 2008.
- [11] Yerko Nicolás Garrido. «Modelo de despacho económico para sistemas medianos». Santiago: Universidad de Chile, 2016.
- [12] GTD Ingenieros Consultores. *Análisis del impacto técnico-económico de generación eólica en el Sistema Interconectado del Norte Grande SING*. Inf. téc. 2011.
- [13] H. Congreso Nacional. *Ley 20.698 Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales*. 2013.
- [14] Yue Kuen Kwok. *Mean-variance portfolio theory*. URL: <https://www.math.ust.hk/%7B~%7Dmaykwok/courses/ma362/Topic2.pdf> (visitado 27-12-2016).
- [15] MAPS Chile. *MAPS: Un compromiso país*. URL: <http://www.mapschile.cl/maps-un-compromiso-pais/> (visitado 15-05-2017).
- [16] MAPS Chile. *Visualización de resultados de MAPS Chile*. URL: <http://visualizacion.mapschile.cl/visualization/scenario/> (visitado 15-05-2017).
- [17] Ministerio de Energía. *Estrategia Nacional de Energía 2012-2030*. 2012.
- [18] Krishnarayalu Movva. «Unit Commitment with Economic Dispatch». En: *International Electrical Engineering Journal* 6.June (2015), págs. 1913-1916.
- [19] Joshua Novacheck y Jeremiah X. Johnson. «Diversifying wind power in real power systems». En: *Renewable Energy* 106 (2017), págs. 177-185. ISSN: 09601481. DOI: 10.

- 1016/j.renene.2016.12.100. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116311697>.
- [20] Hossein Pishro-Nik. *Introduction to Probability*. Kappa Research, LLC, 2014, pág. 744. ISBN: 978-0990637202.
- [21] Revista Electricidad. «Proyecto de interconexión SIC SING tiene 60% de avance». En: (sep. de 2016). URL: <http://www.revistaei.cl/2016/09/21/proyecto-interconexion-sic-sing-60-avance/>.
- [22] Fabien Roques, Céline Hiroux y Marcelo Saguan. «Optimal wind power deployment in Europe-A portfolio approach». En: *Energy Policy* 38.7 (2010), págs. 3245-3256. ISSN: 03014215. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.07.048.
- [23] Akiner Tuzuner, Fikret Korhan Turan y Selcuk Goren. «Mitigation of Wind Farm Output Variability via Geographic Dispersion and Turbine Diversification : A Mean-Variance Economic Model». En: November (2015). DOI: 10.13140/2.1.2333.9205.
- [24] Hernan Ulloa. «Interconexión SIC-SING y emisiones de carbono del sector eléctrico». Tesis de mtría. Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012.
- [25] Ignacio Villavicencio. «Niveles de agregación de parques eólicos con capacidad de regulación de frecuencia». Universidad de Chile, 2015.
- [26] Eric W. Weisstein. *Variance*. URL: <http://mathworld.wolfram.com/Variance.html> (visitado 05-05-2017).
- [27] Erick W. Weisstein. *Covariance*. URL: <http://mathworld.wolfram.com/Covariance.html> (visitado 05-05-2017).

Anexo

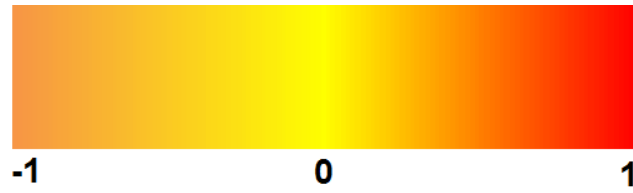


Figura 5.6: Escala de color para la tabla de correlaciones

Tabla 5.10: Factor de planta y desviación estándar intra-diaria (en pu) de cada perfil

| Perfil | Zona | Factor de planta (pu) | Desviación estándar intra diaria promedio(pu) |
|----------------------|-----------------|-----------------------|---|
| AURORA | X-Puerto Montt | 0.31 | 0.16 |
| CANELA | IV-Costa | 0.15 | 0.10 |
| CANELA2 | IV-Costa | 0.21 | 0.14 |
| EL_ARRAYAN | IV-Costa | 0.28 | 0.15 |
| EOL_P_COLORADA | IV-Norte | 0.13 | 0.18 |
| EOL_SAN_PEDRO | X-Chiloe-Centro | 0.33 | 0.16 |
| EOL_TALINAY_PONIENTE | IV-Costa | 0.35 | 0.17 |
| EOL_TOTORAL | IV-Costa | 0.20 | 0.14 |
| EOLICA_LEBU | VIII-Costa | 0.22 | 0.12 |
| EOLICA_TALTAL | II-Taltal | 0.31 | 0.21 |
| EOLICA_UCUQUER | VI-Rapel | 0.29 | 0.21 |
| EOLICA_UCUQUER_II | VI-Rapel | 0.28 | 0.20 |
| III-Maitencillo | III-Costa | 0.32 | 0.21 |
| II-Norte | II-Norte | 0.30 | 0.13 |
| II-SierraGorda | II-Sierra Gorda | 0.32 | 0.25 |
| II-Sur | II-Sur | 0.30 | 0.29 |
| LOS_CURUROS | IV-Costa | 0.27 | 0.19 |
| MONTEREDONDO | IV-Costa | 0.24 | 0.14 |
| NEGRETE_CUEL | VIII Centro-Sur | 0.32 | 0.18 |
| PTA_PALMERA | IV-Costa | 0.28 | 0.16 |
| TALINAY_ORIENTE | IV-Costa | 0.19 | 0.16 |
| VALLE_VIENTOS_SING | II-Calama | 0.29 | 0.30 |
| XIV | XIV | 0.31 | 0.19 |
| PROMEDIO | | 0.27 | 0.18 |