



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

**ANÁLISIS DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE DE CORTO
PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL REDUCIENDO TIEMPOS
DE SIMULACIÓN Y CONSIDERANDO INCERTIDUMBRE EÓLICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOAQUÍN FELIPE CEBALLOS NAVARRO

PROFESOR GUÍA:
CARLOS BENAVIDES FARÍAS
PROFESOR CO-GUÍA:
CLAUDIO CARVALLO CARO

COMISIÓN:
SEBASTIÁN ROMERO MOREAU

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JOAQUÍN FELIPE CEBALLOS NAVARRO
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: CARLOS BENAVIDES FARÍAS

ANÁLISIS DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE DE CORTO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL REDUCIENDO TIEMPOS DE SIMULACIÓN Y CONSIDERANDO INCERTIDUMBRE EÓLICA

Para las empresas de generación eléctrica es importante tener proyecciones de la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los próximos meses para la gestión y manejo de sus activos. En este contexto, en el presente trabajo de título se simula la operación del SEN considerando un horizonte de 1 año utilizando modelos de programación de corto plazo. Como parte de los objetivos de esta memoria, se propone una metodología para reducir los tiempos de simulación del problema de optimización y abordar la incertidumbre eólica en forma de distintos escenarios de disponibilidad del recurso. En el marco teórico se aborda el problema de programación de la operación que resuelve el Coordinador, viendo la formulación y manera que se resuelve, proponiendo técnicas de simulación similares a las actuales empleadas. También, se abordan las cadenas de Markov discretas, que se utilizarán para caracterizar las transiciones horarias de generación y crear escenarios eólicos horarios por central. La metodología utilizada para reducir los tiempos de simulación se resume en disminuir la cantidad de problemas enteros mixtos que se resuelven a la mitad, resolviendo la parte sin pérdidas del problema con iteraciones lineales.

Aplicando la metodología propuesta, se obtiene una reducción de aproximadamente el triple en el tiempo de simulación con respecto al caso sin simplificaciones, pasando de alrededor de 23 a 7 horas de simulación. Con respecto a la calidad de la solución obtenida, la generación mensual por tecnología varía levemente, teniendo una variación porcentual promedio del 2,9 % considerando todas las tecnologías. Las mayores diferencias fueron los costos marginales, donde el 80 % de las horas simuladas tenían una diferencia porcentual relativa del 13,6 % promedio de las 3 zonas representadas.

Las simulaciones de la operación se hicieron realizando un análisis simplificando del recurso y uno detallado considerando resolución horaria. El caso simplificado utiliza un perfil diario igual por central para todos los días de un mismo mes. Al comparar los resultados de ambas simulaciones, se concluye que debido a congestiones hacia la zona sur, la modelación considerando perfiles horarios para todo el horizonte de evaluación, impacta en mayor generación diésel que en el caso simplificado con un perfil promedio, produciendo un aumento en el costo marginal de la zona sur. Para abordar la incertidumbre eólica se desarrolló una metodología donde se generaron 1.000 escenarios de perfiles horarios de viento para un año completo. Los escenarios fueron filtrados según su probabilidad de excedencia, simulando los casos con 0 %, 25 %, 50 %, 75 % y 100 % de probabilidad de excedencia. Al simular los anteriores casos, se observa que la variación eólica llega a variaciones porcentuales máximas del 14 %, 13 % y 42 %, para el carbón, gas y diésel respectivamente, siendo el diésel el que mayor impacto tuvo. En las zonas norte y centro no tiene un gran impacto en el promedio del marginal, mientras que la zona que más variaciones tuvo fue la sur.

A mis padres
Por su apoyo incondicional

Agradecimientos

En estas líneas me gustaría agradecer a todas las personas que han sido parte de mi vida universitaria y me han apoyado en este proceso que culmina con este trabajo.

En primer lugar, quisiera agradecer a mis padres Carlos y Gabriela, quienes han estado ahí en los momentos más difíciles, siempre apoyándome y brindándome su cariño. De ustedes aprendí a que con esfuerzo y perseverancia se puede salir adelante. A mi hermano Francisco, con quien crecí y siempre me ha ayudado desde pequeño.

Quisiera agradecer a Generadora Metropolitana, quienes me brindaron mi primer acercamiento al mundo laboral. A toda la gente de la Gerencia Comercial, quienes me acogieron y guiaron en el rubro de la generación. A Sebastián, por su orientación y darme la oportunidad de realizar mi memoria en GM, a Manuel y Matías por su guía y consejos, y a todo el resto de personas que de alguna u otra forma me brindaron su apoyo.

A las personas de Energy Exemplar, quienes me brindaron una licencia académica del software Plexos para realizar las simulaciones de este trabajo de título, además de estar dispuestos a orientarme y contestar mis dudas.

A mi profesor guía Carlos Benavides que, gracias a su apoyo y guía, se me han abierto las puertas a diferentes desafíos y conocimientos.

A mi profesor co-guía Claudio Carvallo de GM, por su indudable orientación, apoyo y disposición con las infinitas dudas y cuestionamientos que me surgían.

A mis amigos de la universidad Daniela, Javiera y Matías, con quienes tengo muchos recuerdos y buenos momentos, espero que los lazos que hemos formado perduren con los años.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos del trabajo de título	3
1.3. Alcances	3
1.4. Estructura de la memoria de título	3
2. Marco Teórico	5
2.1. Operación del sistema eléctrico chileno	5
2.1.1. Modelo PLP	6
2.1.2. Programación diaria	8
2.1.3. Capacidad instalada por tecnología	8
2.2. Fundamentos de optimización	8
2.2.1. Problema lineal	9
2.2.2. Problema lineal entero mixto (MILP)	9
2.3. Resolución programación diaria coordinador	10
2.3.1. Barrier Method	11
2.3.2. Branch and Bound	12
2.3.3. Branch and Cut	13
2.3.4. Absolute y relative gap	13
2.3.5. Modelo de pérdidas	14
2.4. Predespacho secuencial	15
2.5. Cadenas de Markov discretas	16
2.5.1. Cadenas homogéneas	17
2.5.2. Cadenas no homogéneas	17
2.5.3. Matriz de transición de estados	17
2.6. Creación escenarios estocásticos eólicos	18
2.6.1. Random Variate Sampling	18
2.6.2. Quantile Regression Sampling	18
2.6.3. Empirical Distribution Sampling	18
2.6.4. Modelo ARMA	19
2.6.5. Redes neuronales	19
2.7. Métodos de reducción de tiempos de simulación	20
2.7.1. Clustering centrales	20
2.7.2. Reducción sistema de transmisión	20
2.7.3. Reducción de variables	20
2.7.4. Aprendizaje de máquinas en redes congestionadas	21

3. Metodología	22
3.1. Simulaciones de la programación de la operación	22
3.1.1. Entradas programación de la operación	24
3.1.2. Escenarios de viento generados	24
3.1.3. Simulaciones	25
3.1.4. Resultados y análisis a evaluar	26
3.1.4.1. Análisis 1	26
3.1.4.2. Análisis 2	26
3.1.4.3. Análisis 3	26
3.1.5. Herramientas análisis y simulación de la operación del sistema eléctrico	27
3.2. Metodología creación de escenarios de generación eólica	27
3.2.1. Caracterización de centrales eólicas	29
3.2.1.1. Pronósticos eólicos CEN	29
3.2.2. Caracterización transiciones	29
3.2.3. Creación de escenarios	31
3.2.3.1. Probabilidad de transición acumulada	31
3.2.3.2. Creación de escenarios eólicos	32
3.2.4. Correlación entre centrales	33
3.2.4.1. Coeficiente de correlación de Pearson	34
3.2.4.2. Creación de escenarios para centrales correlacionadas	35
3.2.5. Reducción de escenarios de viento	36
3.2.6. Herramientas generación de escenarios eólicos	36
3.3. Metodología reducción predespacho	36
3.3.1. Metodología actual resolución predespacho	36
3.3.2. Metodología propuesta resolución predespacho	37
3.4. Caso de estudio	39
3.4.1. Función objetivo	39
3.4.2. Restricciones	40
4. Resultados y Análisis	44
4.1. Resultados generación de escenarios eólicos	44
4.2. Resultados análisis 1: Simplificación	49
4.3. Resultados análisis 2:	56
4.4. Resultados análisis 3:	64
5. Conclusiones	68
5.1. Conclusiones del trabajo de título	68
5.1.1. Trabajo futuro	69
Bibliografía	71
Anexos	76
A. Centrales Eólicas	76
B. Coeficiente de correlación de Pearson entre centrales	78
C. Códigos Python generación de escenarios eólicos	81

Índice de Tablas

3.1.	Transformación de tiempo	25
3.2.	Resultados correlación entre centrales.	34
3.3.	Costos variables promedio por tecnología	39
4.1.	Parámetros de simulación: Comparación caso base con simplificación	49
4.2.	Resultados simulación: Comparación caso base con simplificación	49
4.3.	Resultados del análisis 2	57
4.4.	Resultados simulaciones análisis 3	64
A.1.	Centrales eólicas modeladas	76
B.1.	Coficiente de correlación de Pearson entre centrales eólicas	78

Índice de Ilustraciones

1.1.	Generación eólica anual SEN, fuente [6]	1
2.1.	Diagrama resolución programación de la operación. Fuente: Elaboración propia	6
2.2.	Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos. Fuente [17]	7
2.3.	Función de costo futuro linealizada	7
2.4.	Capacidad instalada por tecnología en cada región del SEN	8
2.5.	Forma en la que resuelve la programación diaria el Coordinador. Fuente: Elaboración propia	11
2.6.	Representación gráfica del absolute gap	14
2.7.	Ejemplo predespacho secuencial de n semanas, donde se resuelven n problemas unidos por las condiciones iniciales y finales de cada periodo	16
2.8.	Izquierda a derecha: (a) 64 escenarios generados por el método 2.6.1 con desviación estandar del 10%, (b) 64 escenarios creados con el método 2.6.2, (c) 64 escenarios generados con el método 2.6.3, imagen extraída de [43]	19
3.1.	Metodología simulación de la programación de la operación.	23
3.2.	Metodología elaboración de escenarios estocásticos de viento	28
3.3.	Diagrama caracterización matrices de transición	30
3.4.	Ejemplo de probabilidad de transición acumulada del estado i al estado j	31
3.5.	Algoritmo para la generación de escenarios eólicos para centrales no correlacionadas	32
3.6.	Ejemplo de una probabilidad aleatoria x_t en la curva de probabilidad de transición acumulada.	33
3.7.	Metodología elaboración de escenarios eólicos para centrales correlacionadas	35
3.8.	Metodología actual de resolución de la programación de la operación	37
3.9.	Metodología propuesta de la programación de la operación	37
3.10.	Algoritmo resolución problema sin perdidas	38
3.11.	Demanda promedio horaria mensual en [MW]	40
4.1.	Diagramas de cajas de los perfiles eólicos.	45
4.2.	Energía de muestras ordenadas ascendentemente en GWh	46
4.3.	Diagramas de cajas de los factores de planta anuales	47
4.4.	Probabilidad de excedencia según la cantidad de energía	48
4.5.	Diferencias de generación por tecnología	50
4.6.	Variación Generación mensual.	51
4.7.	Comparación costos marginales: Percentiles por barra	52
4.8.	Comparación costos marginales: Promedio día/noche por barra	53
4.9.	Diferencias horarias y porcentuales en orden descendente por barra	54
4.10.	Diferencias entre la generación disponible	56
4.11.	Generación mensual por tecnología	58
4.12.	Generación mensual por bloque horario	59

4.13.	Costo marginal promedio mensual	60
4.14.	Costo marginal promedio por bloques	61
4.15.	Lineas con desacoples en el sur del SEN. Fuente [60]	62
4.16.	Diferencias entre la generación disponible	62
4.17.	Diferencias entre la generación disponible por probabilidad de excedencia . . .	64
4.18.	Variación Generación	65
4.19.	Variación costo marginal promedio según zona	65
4.20.	Variación de la generación mensual en centrales térmicas	66
4.21.	Variación de la generación horaria de las centrales Nueva Renca y Los Vientos	67

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La generación de energía con fuentes renovables ha ido en aumento en los últimos años, a nivel global, se ha pasado de una capacidad instalada de 1,69 TW en 2014 a 3,86 TW en 2023 [1]. El aumento se debe a que por un lado, la crisis climática ha producido que países tengan metas de disminución de emisión de gases de efecto invernadero [2], por lo que han generado distintos esquemas de incentivos para la generación con fuentes no contaminantes, por otro lado, los costos de inversión de tecnologías como la solar han disminuido de 2.750 USD/kW en 2014 a 850 USD/kW en 2022, mientras que la eólica de 2.000 USD/kW en 2014 a 1.300 USD/kW en 2022 [3].

La energía eólica ha ido en crecimiento constante en los últimos años, teniendo una capacidad global de 1.047 GW y generando el 10 % de la energía global [4]. En la actualidad, en Chile se tiene una capacidad eólica instalada de 4.710 MW, que corresponde a un 13,7 % de la capacidad instalada total [5]. También la generación eólica anual ha ido en aumento como se observa en la figura 1.1, donde pasa de cerca de 6.000 GWh anuales en 2020 a cerca de 10.000 GWh en 2023.

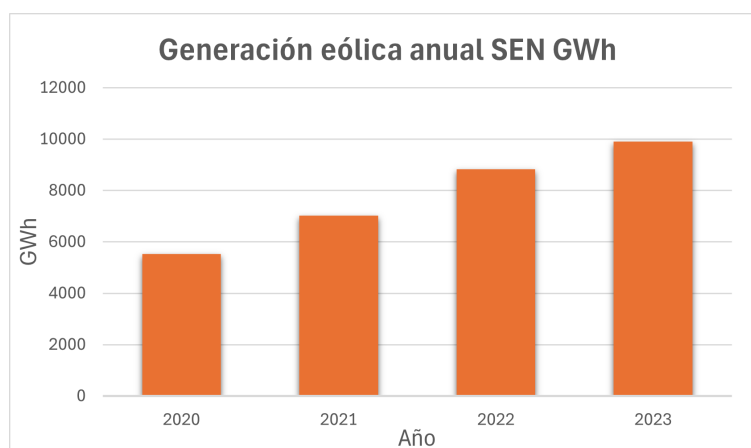


Figura 1.1: Generación eólica anual SEN, fuente [6]

La energía eólica posee una alta variabilidad dada su naturaleza estocástica, lo que impacta directamente en la operación del sistema eléctrico. Su mal pronóstico puede ocasionar

tanto que se tenga que generar más o menos energía con otras tecnologías, impactando directamente en la operación y costos del sistema. El error porcentual absoluto medio ha sido del 10 % de según el reporte eólico del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador) de enero de 2024 [7]. Lo que puede significar en términos de potencia, unos 506 MW de diferencia en la programación diaria, respecto a la capacidad eólica instalada en mayo de 5.057 MW [8].

La meteorología es una ciencia donde es usual tener errores de pronósticos, los pronósticos fiables pueden tener un máximo de diez días de anticipación según una investigadora del Centro de Investigaciones del Mar y la Atmósfera [9]. Si se considera todo lo mencionado anteriormente, para el largo plazo se hace más evidente la falta de pronósticos.

Por otro lado, la programación de la operación es un problema de optimización donde se obtiene que centrales estarán operando en un periodo de tiempo a un mínimo costo [10]. Se obtiene que máquinas estarán encendidas generando energía en un horizonte de tiempo determinado, siendo un problema lineal entero mixto, donde las variables binarias indican la decisión de que unidades estarán encendidas. Este es un problema determinista, ya que se asumen conocidas la demanda, disponibilidad del recurso y afluentes en el tiempo que se resuelve el problema, pero estas son variables que pueden variar significativamente en la realidad.

Para empresas de generación como Generadora Metropolitana, le es importante tener proyección de la programación de la operación, ya que necesitan saber la generación de sus centrales en el corto y mediano plazo para la toma de decisiones sobre sus activos, por ejemplo, las centrales a gas, anualmente deben informar los volúmenes de gas contratados para el próximo año mediante el informe ADP [11], el cual se deben considerar las proyecciones de la operación para calcular el volumen a contratar.

Tanto la programación mensual del Coordinador [12] como los modelos de Generadora Metropolitana utilizan promedios mensuales horarios en las centrales eólicas. Uno de los inconvenientes de este método es que al usar promedios, disminuye la variabilidad intradiaria y no representan bien la estocasticidad del recurso. Para cubrirse ante diferentes futuros posibles, los modelos de programación de mediano/largo plazo deberían considerar distintos escenarios posibles.

Dicho lo anterior, se debe incorporar a los modelos de planificación que resuelven problemas de programación de la operación estas incertidumbres, en concreto, incorporar la estocasticidad del viento en las simulaciones. El problema de añadir estocasticidad en simulaciones de la programación de la operación, es que al tener más escenarios de generación, se deben resolver más problemas, por lo que se ocuparía más tiempo en simulaciones. Lo anterior es importante cuando se tiene una capacidad limitada para la resolución de estos problemas, ya que se necesita mayor tiempo en resolverlos. Por lo que nace la necesidad de reducir los tiempos de simulación de estos modelos.

1.2. Objetivos del trabajo de título

El objetivo general del trabajo de título es realizar un análisis de la programación de la operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), reduciendo los tiempos de simulación del problema de optimización y considerando incertidumbre eólica en forma de distintos escenarios y disponibilidades del recurso. Los objetivos específicos del trabajo de título son los siguientes:

- Implementar una reducción al problema de programación de la operación, tal que reduzca los tiempos de simulación.
- Analizar los efectos en la operación del sistema eléctrico de la reducción.
- Construir una metodología para crear escenarios de generación eólica.
- Analizar los efectos en la operación del sistema eléctrico de usar factor de planta promedio mensual horario versus horarios.
- Analizar las variaciones de la operación del sistema eléctrico bajo distintos escenarios eólicos.

1.3. Alcances

En el presente trabajo se tienen varios frentes, por un lado en la reducción de los tiempos de simulación se abarca solo la programación de la operación que resuelve el Coordinador, no entrando en diseñar un algoritmo para resolver problemas lineal enteros mixtos (MILP) generales. También se limita a trabajar con las herramientas que posee el software de simulación de mercados eléctricos Plexos [13], el cual es que utiliza el Coordinador para resolver la programación diaria y realizar sus estudios de la operación. Por el lado de la creación de escenarios de generación eólicos, sólo se abarcan centrales que tengan datos de operación de al menos 1 año, dejando fuera proyectos o centrales que poseen datos menores a 1 año de operación. Con respecto a las pruebas de simulación de la operación, solo se considera un horizonte de 54 semanas de operación, por lo que se abarca el corto/mediano plazo.

1.4. Estructura de la memoria de título

El presente trabajo consta de 6 capítulos, en el segundo capítulo se aborda de manera general el marco teórico, donde se explican los conocimientos necesarios para el entendimiento del problema de programación de la operación y sobre la creación de escenarios eólicos utilizando las cadenas de Markov.

En el tercer capítulo se parte con la metodología general de la programación de la operación, donde se muestra en profundidad cuales serán las simulaciones a realizar. Se define la metodología de la creación de escenarios de generación eólica (considerando la correlación entre centrales) y luego se muestra la de reducción del problema de programación de la operación. La parte final del capítulo se explica el caso de estudio con el que se trabaja, donde se muestra la función objetivo y restricciones del modelo de optimización, además de mostrar las entradas de las simulaciones.

En el quinto capítulo se muestran los resultados de las simulaciones con sus respectivos análisis, donde se explica el porqué de los resultados. Visualizando los efectos de la reducción y las variaciones de la operación debido a las diferentes formulaciones de factor de planta eólico y los diferentes escenarios eólicos. Finalmente en el sexto capítulo se tienen las conclusiones del trabajo, seguido de las propuestas de trabajo futuro, para finalizar con las referencias y anexos del trabajo.

Capítulo 2

Marco Teórico

En el presente capítulo se describen los elementos necesarios para el entendimiento del trabajo de memoria de título. Se abordará conceptos de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, entendiendo el origen del problema de programación de la operación y qué metodología utiliza el Coordinador para resolverlo. También en esta sección se da contexto de las herramientas para la creación de escenarios estocásticos de viento, donde se utilizará cadenas de Markov discretas para la caracterización de los escenarios. Además se da un contexto del estado del arte en la creación de escenarios eólicos y en la reducción de problemas de predespacho.

2.1. Operación del sistema eléctrico chileno

La operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el resultado de la programación diaria del Coordinador, la cual resuelve que unidades de generación serán despachadas en un periodo de una semana, la cual se publica diariamente. Todo esto proviene del reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional [14].

Particularmente del artículo 36 del título III, capítulo I:

El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación. La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento. Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordina-

ción de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.

El artículo anterior habla de que el Coordinador debe optimizar y programar el uso de las instalaciones del SEN, considerando una serie de elementos para garantizar la operación más económica y segura posible. Añadido a lo anterior, se tiene que la forma de gestionar la energía almacenable viene dada por el artículo 37 del título III, capítulo I:

En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica.

Teniendo el contexto de la normativa que faculta al Coordinador para realizar la programación de la operación, el diagrama de la figura 2.1 resume como se realiza la programación diaria del coordinador.

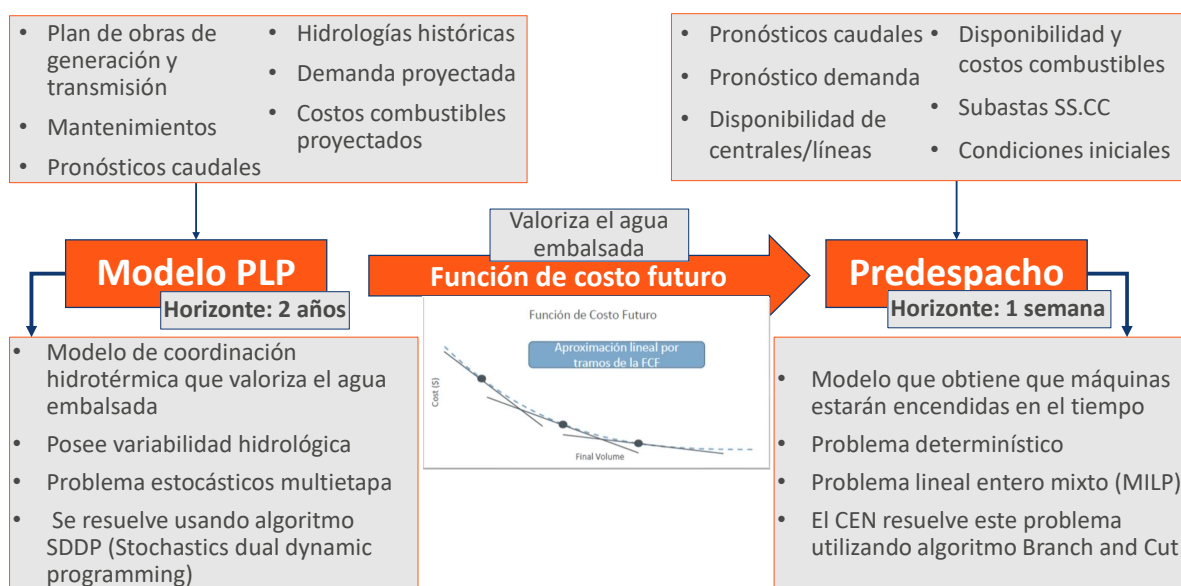


Figura 2.1: Diagrama resolución programación de la operación. Fuente: Elaboración propia

En la figura 2.1 se aprecia la forma en la que el Coordinador plantea la programación diaria. Existen dos principales modelos, uno es el modelo PLP y el otro es el predespacho, el cual el primero valoriza el agua embalsada a través de la función de costo futuro y el segundo resuelve que máquinas estarán encendidas en un horizonte de tiempo.

2.1.1. Modelo PLP

El modelo PLP (Programación de largo plazo) es una herramienta computacional que permite resolver problemas de planificación de la operación en mediano y largo plazo [15].

Este modelo minimiza el valor esperado de los costos de generación, de falla y el valor futuro del agua, aplicando un algoritmo conocido como programación dinámica dual estocástica (*Stochastic Dual Dynamic Programming* o SDDP) [16].

El Coordinador debe gestionar los embalses para tomar decisiones de la operación considerando el presente y el futuro. En la figura 2.2 se observa el árbol de decisiones para sistemas hidrotérmicos, donde un incorrecto uso de los embalses puede derivar a vertimientos o déficit en el futuro. En la figura 2.2 se ejemplifica lo anterior.

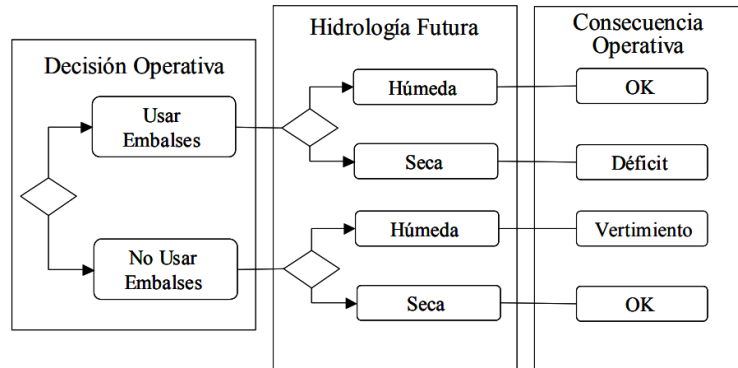


Figura 2.2: Proceso de decisión para sistemas hidrotérmicos. Fuente [17]

Por ello es importante valorizar el agua embalsada, donde su valor debe considerar posibles escenarios estocásticos futuros. Esto se hace a través de la función de costos futuros, la cual valoriza el agua embalsada bajo la lógica de que disminuye el valor en la medida que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidráulica disponible en el futuro [17]. En la figura 2.3 se observa la función de costo futuro:

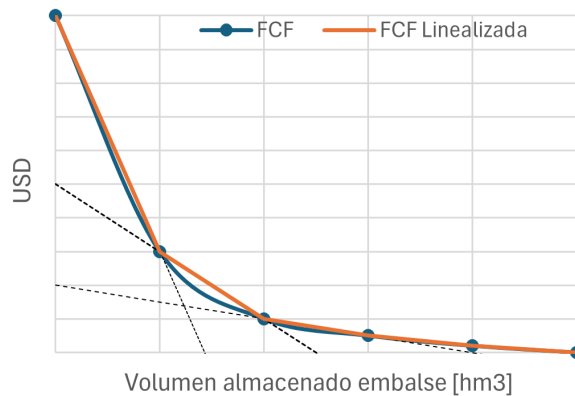


Figura 2.3: Función de costo futuro linealizada

La figura 2.3 muestra la función de costo futuro de un embalse y su linealización por tramos. Mediante esta función es que se valoriza el agua embalsada, y entra posteriormente en los modelos de predespacho como una restricción, para que no sobre utilicen los embalses en el corto plazo.

2.1.2. Programación diaria

La programación diaria (o predespacho) del Coordinador determina las centrales que estarán operando el día siguiente que se publica el programa diario. Este tiene un horizonte de tiempo de 1 semana, aunque diariamente se publica, ya que diariamente cambian las condiciones de la operación. Este problema es una optimización que minimiza los costos de la operación considerando criterios de seguridad, la función objetivo consiste en los costos variables de generación, costo de encendido/apagado de máquinas y costos de servicios complementarios. Este es un problema determinístico, es decir, que todos los parámetros son fijos, tales como los pronósticos de demanda, caudales y generación eólica/solar.

2.1.3. Capacidad instalada por tecnología

Para operar el sistema eléctrico, se tienen diferentes tecnologías que generan energía, las cuales aportan en mayor o menor medida a satisfacer la demanda total dependiendo del tiempo. A continuación, en la figura 2.4 se observa la capacidad instalada por tecnología en cada región según el reporte energético de mayo de 2024 [18]:

Capacidad Instalada por región y tecnología

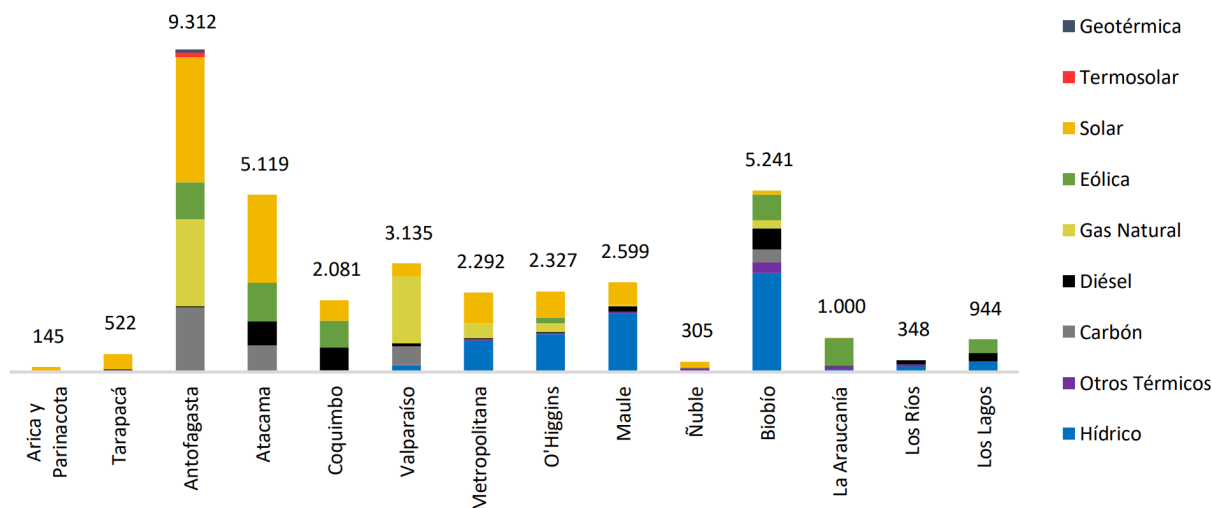


Figura 2.4: Capacidad instalada por tecnología en cada región del SEN

De la figura 2.4 se observa que zona norte (desde la región de Arica y Parinacota a la de Atacama, para efectos de este trabajo) se tiene mayoritariamente capacidad instalada solar y luego eólica. La zona centro (desde la región de Coquimbo hasta la del Biobío) se tiene mayoritariamente capacidad instalada hídrica y de gas natural. Por último, la zona sur (desde la región de la Araucanía a la región de los Lagos) se tiene mayor capacidad instalada eólica, seguida de diésel.

2.2. Fundamentos de optimización

La optimización matemática consiste en la selección de los mejores elementos considerando ciertos criterios sobre un conjunto factible [19]. Existen distintos tipos de problemas que abarca el campo de la optimización, en particular, este trabajo se limita a problemas lineales y lineales entero mixtos.

2.2.1. Problema lineal

Un problema de programación lineal (*Linear Program* o LP) es un problema de optimización donde se resuelve el siguiente problema [20]:

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} c^T x \quad (2.1)$$

$$\text{s.t. } Ax \leq b \quad A \in \mathbb{M}^{m \times n}(\mathbb{R}), b \in \mathbb{R}^m \quad (2.2)$$

$$x \geq 0 \quad (2.3)$$

Donde la función objetivo es $c^T x$, la variable de decisión es el vector real x , c^T es el vector de costos y la ecuación $Ax \leq b$ representa todo el conjunto de restricciones lineales.

Una aplicación de la programación lineal es el despacho económico, siendo este un problema que determina la operación de un sistema eléctrico mediante la asignación óptima de las centrales disponibles para abastecer la demanda de energía [21]. El problema de despacho tiene la siguiente formulación básica:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} CV_{t,g} \cdot P_{t,g} \quad (2.4)$$

$$\text{s.t. } \sum_{g \in G} P_{t,g} = D_t + Losses_t \quad \forall t \in T \quad (2.5)$$

$$P_g^{min} \leq P_{t,g} \leq P_g^{max} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2.6)$$

Donde 2.4 es la función objetivo, la cual considera los costos variables $CV_{t,g}$ y la potencia $P_{t,g}$ que inyecta la central g en el tiempo t . Las ecuaciones 2.5 y 2.6 son las restricciones del problema, siendo la primera el balance de demanda, que indica que la generación debe ser igual a la demanda en todo momento, y la segunda es la restricción de mínimos/máximos técnicos, que indica que las unidades tienen límites de generación. Con D_t y $Losses_t$ es la demanda y la demanda asociada a las pérdidas del sistema, P_g^{max} y P_g^{min} es la plena carga y el mínimo técnico respectivamente.

2.2.2. Problema lineal entero mixto (MILP)

Un problema lineal entero mixto (*mixed integer linear problem* o MILP) es un problema de optimización donde se resuelve: [22]

$$\min_{x \in \mathbb{Z}^n, y \in \mathbb{R}^q} c^T x + d^T y \quad (2.7)$$

$$\text{s.t. } Ax \leq b \quad A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^m \quad (2.8)$$

$$Ey \leq f \quad E \in \mathbb{R}^{p \times q}, f \in \mathbb{R}^p \quad (2.9)$$

Donde la función objetivo $c^T x + d^T y$ considera las variables $x \in \mathbb{Z}^n$ entera y $y \in \mathbb{R}^q$ real. El conjunto de restricciones esta dividido en dos partes, las restricciones de variable entera ($Ax \leq b$) y las de variable real ($Ey \leq f$). Se observa que el problema MILP es una variante de un problema lineal, añadiendo una restricción de valor entero a la variable de decisión.

Una aplicación de problemas MILP es el predespacho, el cual consiste en una optimización que determina el número de máquinas que están encendidas y su generación tal que satisfaga la demanda pronosticada en un periodo de tiempo determinado [23]. El problema

de predespacho tiene la siguiente formulación básica:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} CV_{t,g} \cdot P_{t,g} + C_g^{on} E_{i,g} + C_g^{off} A_{i,g} \quad (2.10)$$

$$\text{s.t } \sum_{g \in G} P_{t,g} = D_t + Losses_t \quad \forall t \in T \quad (2.11)$$

$$P_g^{min} \cdot X_{t,g} \leq P_{t,g} \leq P_g^{max} \cdot X_{t,g} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2.12)$$

$$X_{t,g}, E_{t,g}, A_{t,g} \in \{0, 1\} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (2.13)$$

Donde (2.10) es la función objetivo, que está minimizando los costos de producir la energía (considerando encendidos y apagados de las máquinas). Con $CV_{t,g}$ el costo variable en el tiempo t de la central g , $P_{t,g}$ la potencia inyectada en el tiempo t por la central g , C_g^{on} y C_g^{off} el costo de encendido y apagado respectivamente de la central g , $E_{t,g}$ y $A_{t,g}$ las variables binarias de encendido y apagado respectivamente. El problema está sujeto a restricciones de balance de demanda (2.11), máximo/mínimo técnico de las máquinas (2.12) y las restricciones (2.13) que hacen que solo puedan tomar valores binarios el estado $X_{t,g}$, encendido $E_{t,g}$ y apagado $A_{t,g}$ de las máquinas.

Comparando el despacho y predespacho, se tiene que el primero considera el resultado del segundo, es decir, el resultado del predespacho (que unidades estarán encendidas en el horizonte de evaluación) entra como parámetro en el modelo de despacho. Este es un problema lineal entero mixto (MILP) el cual tiene diferentes métodos para resolverlos

2.3. Resolución programación diaria coordinador

El Coordinador diariamente publica el resultado de la programación de la operación, el cual indica que máquinas estarán despachadas en un horizonte de tiempo de 24 horas. Dentro de los archivos que publican, se encuentra el *log file*, que es un archivo que registra el método con el cual se resuelve la programación de la operación [24]. La metodología se resume en la figura 2.5 de la siguiente manera:

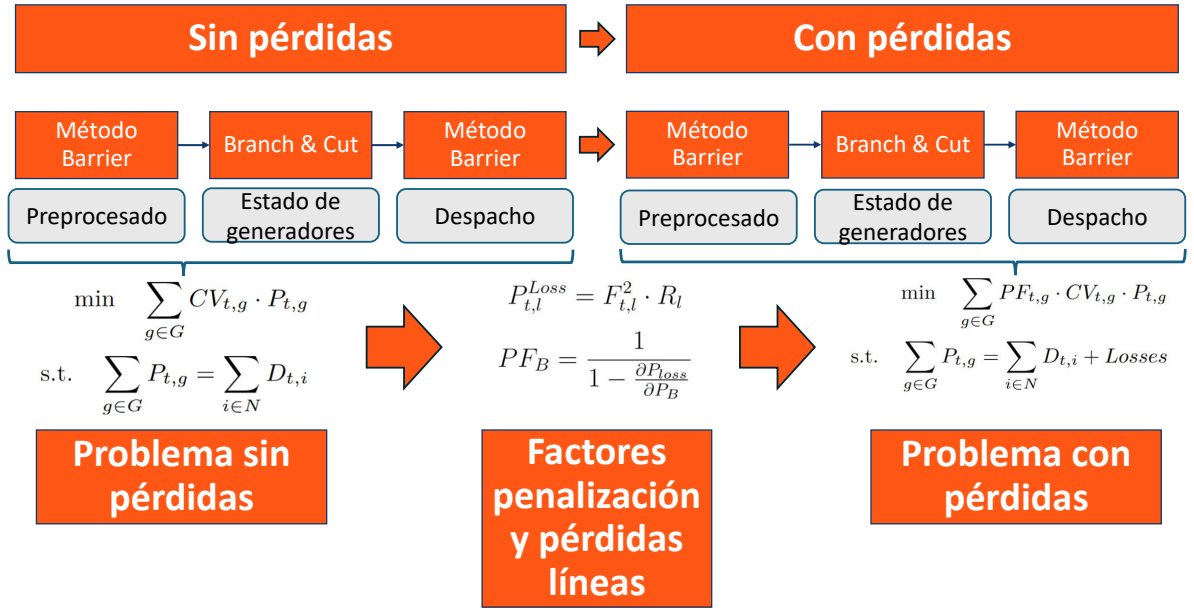


Figura 2.5: Forma en la que resuelve la programación diaria el Coordinador.
Fuente: Elaboración propia

Se observa de la figura 2.5 que el problema se divide en dos partes, uno sin pérdidas y el otro con pérdidas. Esto es debido a que primero se debe determinar un despacho preliminar para calcular cuánto serían las pérdidas hipotéticas por las líneas y cuanto serían los factores de penalización. Donde las pérdidas de la línea y los factores de penalización de la siguiente forma:

$$P_{t,l}^{Loss} = F_{t,l}^2 \cdot R_l \quad (2.14)$$

$$PF_B = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{Loss}}{\partial P_B}} \quad (2.15)$$

Donde $F_{t,l}$ es el flujo por la línea l en el tiempo t , R_l es la resistencia de la línea l , PF_B es el factor de penalización de la barra B . Se observa que las anteriores ecuaciones dependen del flujo de potencias, por lo que se calculan utilizando los resultados del despacho preliminar. Una vez que se obtienen ambos resultados, las pérdidas son añadidas como demanda, la cual es distribuida entre las barras que conecta la línea. Los factores de penalización son añadidos a la función objetivo, penalizando los costos asociados a la inyección de energía en la barra de inyección del sistema.

Cada problema (sin y con pérdidas) se resuelve de la misma forma, primero se hace un preprocesado utilizando el método *barrier* (barrera en español) donde se obtiene una solución relajada inicial (variables binarias se transforman a reales) inicial. Luego con esa solución inicial, se determina el estado de los generadores factible a mínimo costo mediante el algoritmo *Branch and Cut*.

2.3.1. Barrier Method

El método de barrera es un tipo de método de puntos interiores que resuelve problemas de optimización restringidos de forma iterativa, moviéndose dentro del conjunto factible sin

tocar sus límites [25].

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} f(x) \quad (2.16)$$

$$\text{s.t. } c_i(x) \geq 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (2.17)$$

$$f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \quad (2.18)$$

$$c_i : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R} \quad (2.19)$$

Se introduce una función de barrera que penaliza acercarse a los límites del conjunto factible.

$$B(x, \mu) = f(x) - \mu \sum_{i=1}^m \log(c_i(x)) \quad (2.20)$$

Donde ahora el nuevo problema a resolver es la minimización de $B(x, \mu)$. En el contexto en el que se está usando este método, se resuelve un problema relajado, es decir las variables binarias pasan a ser reales:

$$X_{t,g} \in \{0, 1\} \implies X_{t,g} \in [0, 1] \quad (2.21)$$

Utilizando el método barrier en el problema relajado, se queda la siguiente estructura de problema:

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} c^T x \quad (2.22)$$

$$\text{s.t. } a_j^T x \leq b_j \quad j = \{1, \dots, m\} \quad (2.23)$$

$$x \geq 0 \quad (2.24)$$

$$b(x) = c^T x - \sum_{j=1}^m \ln(b_j - a_j^T x) \quad (2.25)$$

2.3.2. Branch and Bound

Métodos como los de *Branch and Bound* son útiles para resolver problemas de predes-pacho, este se basa en el concepto de que la solución factible puede ser particionada en un subconjunto de pequeñas soluciones [26]. Este método fue propuesto por [27] en 1963. Explorando los nodos del árbol de *Branch and Bound* se puede obtener las soluciones a los problemas MILP. A continuación, se presenta una formulación básica del algoritmo que fue mostrado en [28].

1. (Inicio) Inicializar $L = \{MILP^0\}$, $z^i = \infty$
2. (Salida) Si $L = \{\emptyset\}$, detener y devolver $x^* = x^i$, $z^* = z^i$
3. (Selección) Escójase $P \in L$ y deje $L := L \setminus \{P\}$
4. (Resolución) Resolver la relajación de P , P^r . Si P^r es infactible, entonces $z^r := \infty$. En caso contrario sea x^r la solución óptima y z^r su valor óptimo asociado.
5. (Acotar) Si $z^r \geq z^i$, ir a 2.

6. (Evaluación) Si $z^r < z^i$ y z^r es factible para $MILP^0$, dejar $z^i = z^r$, $x^i = x^r$, eliminar de L todos los problemas que $z^r \geq z^i$ e ir al paso 2
7. (Ramificado) Particionar P en subproblemas P_1, P_2, \dots, P_k y dejar $L := L \cup \{P_1, P_2, \dots, P_k\}$

El algoritmo anterior funciona partiendo de una solución inicial (que es la relajada obtenida con el método Barrier), si la solución no es entera, se generan dos subproblemas en base al piso y techo de la solución relajada. Los subproblemas se solucionan y se podan las soluciones que no mejoren el óptimo actual. Esto se repite iterativamente hasta encontrar el óptimo global o cumplir un criterio de convergencia como lo son *relative gap* o *Absolute Gap*.

2.3.3. Branch and Cut

El algoritmo *Branch and Cut* proviene de la idea de integrar los el método de planos cortantes (*Cutting-plane method*) [29], al algoritmo de *Branch and Bound* descrito anteriormente. A continuación, se muestra una formulación simplificada del algoritmo descrito en [28]:

1. (Inicio) Inicializar $L = \{MILP^0\}$, $z^i = \infty$
2. (Salida) Si $L = \{\emptyset\}$, detener y devolver $x^* = x^i$, $z^* = z^i$
3. (Selección) Escójase $P \in L$ y deje $L := L \setminus \{P\}$
4. (Resolución) Resolver la relajación de P , P^r . Si P^r es infactible, entonces $z^r := \infty$. En caso contrario sea x^r la solución óptima y z^r su valor óptimo asociado.
5. (Corte) Si se desea, usar x^r para determinar cortes para el problema P , agregarlos y volver a 4
6. (Acotar) Si $z^r \geq z^i$, ir a 2.
7. (Evaluación) Si $z^r < z^i$ y z^r es factible para $MILP^0$, dejar $z^i = z^r$, $x^i = x^r$, eliminar de L todos los problemas que $z^r \geq z^i$ e ir al paso 2
8. (Ramificado) Particionar P en subproblemas P_1, P_2, \dots, P_k y dejar $L := L \cup \{P_1, P_2, \dots, P_k\}$

La principal diferencia entre el algoritmo *Branch and Bound* con el *Branch and Cut* es que este último, utiliza los planos cortantes de Gomory, que permite limitar la cantidad de ramas que explora el algoritmo, reduciendo de esa forma los tiempos de convergencia.

Cabe destacar que optimizadores comerciales tales como Gurobi [30], CPLEX [31] o FICO Xpress [32] implementan estos algoritmos en sus *solvers* (solucionadores) comerciales. Cada optimizador tiene sus propias implementaciones del algoritmo, donde la principal variación es la forma en la que se hace la búsqueda de ramas.

2.3.4. Absolute y relative gap

En el contexto de problemas MILP, el *absolute gap* es la tolerancia absoluta es la tolerancia absoluta entre la mejor solución entera posible y la función objetivo del nodo actual[33]. El

relative gap es la tolerancia relativa entre la mejor solución entera posible y la función objetivo del nodo actual [34]. Estos se definen como:

$$AG = BIS - BLB \quad (2.26)$$

$$RG = \frac{BIS - BLB}{BIS} \quad (2.27)$$

Donde *BIS* es la mejor solución entera (*Best Integer Solution*) y *BLB* es el mejor límite inferior (*Best Lower Bound*). Los anteriores conceptos se relacionan en la figura 2.6 que se muestra a continuación:

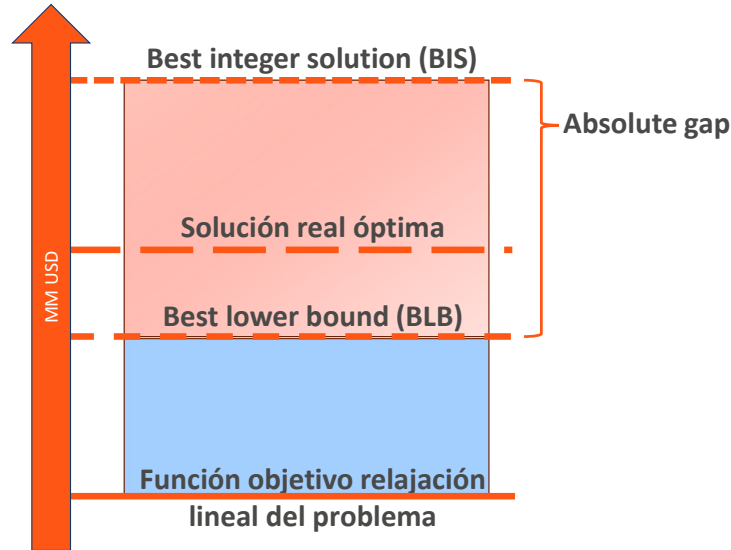


Figura 2.6: Representación gráfica del absolute gap

En la figura 2.6 se observa la relación entre la solución real óptima con la la mejor solución entera (BIS). Como límite inferior se tiene la función objetivo del problema relajado, que en este caso sería la solución que entrega el método barrier. El mejor límite inferior (BLB) se va calculando a medida que se itera el algoritmo *Branch and Cut*, siendo el resultado de la mejor cota inferior (de un problema relajado). Teniendo lo anterior en cuenta, la solución real óptima estará en algún valor entre el BIS y el BLB.

Como criterio de convergencia, se puede definir un valor real del *absolute gap* y/o un porcentaje para el *relative gap* tal que cuando se esté resolviendo el problema de *Branch and Cut* este finalice cuando el *absolute gap* y/o *relative gap* sean menores que el valor definido. De esta forma no se obtiene la solución óptima global, pero disminuyen los tiempos de convergencia del algoritmo *Branch and Cut*. Si no se utilizan estos criterios de convergencia, eventualmente el algoritmo podría tardar demasiado tiempo en converger.

2.3.5. Modelo de pérdidas

Las pérdidas de transmisión son importantes para la operación ya que representan cierta parte de la generación que no visualiza la demanda. Las pérdidas pueden a llegar a representar cerca del 7.24% de la generación mensual (de un total de 7.540 TWh) según el reporte

energético de mayo de 2024 del Coordinador [18].

En la operación del Sistema Eléctrico Nacional se considera factores de penalización, los cuales son factores que se asignan a una barra y representan las pérdidas marginales de energía del sistema de transmisión entre una barra en particular y la barra referencia [35]. Los factores de penalización se pueden describir de la siguiente forma [36].

$$PF_B = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{loss}}{\partial P_B}} \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_B} = \frac{\partial}{\partial P_B} \left(\sum_{k=1}^{NK} F_k^2 \cdot R_k \right) \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_B} = \frac{\partial}{\partial P_B} \left(\sum_{k=1}^{NK} \left(GSF_{k-B} \cdot P_B \right)^2 \cdot R_k \right) \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial P_{loss}}{\partial P_B} = 2 \cdot \sum_{k=1}^{NK} GSF_{k-B} \cdot \left(GSF_{k-B} \cdot P_B \right) \cdot R_k \quad (2.31)$$

Donde PF_B son los factores de penalización de la barra B , F_k el flujo por la línea k , R_k la resistencia de la línea k y GSF_{k-B} son los *generator shift factors* (que se calculan con la matriz de impedancia).

Utilizando la ecuación 2.31, se calculan los factores de penalización por barra y hora, y con la ecuación 2.14 se obtienen las pérdidas de la línea. Posteriormente en el problema con pérdidas, se penalizan los costos variables de los generadores en su barra de inyección, es decir, multiplicando los costos variables por el factor de penalización. Además, las pérdidas son asignadas como demanda en las barras que conectan la línea. Finalmente, el problema con pérdidas tiene la siguiente estructura:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} PF_{t,g} \cdot CV_{t,g} \cdot P_{t,g} \quad (2.32)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{g \in G} P_{t,g} = \sum_{i \in N} D_{t,i} + Losses \quad \forall t \in T \quad (2.33)$$

$$\sum_{i \in N} GSF_{k-i} \cdot P_i \leq Limit_k \quad (2.34)$$

Donde se observa como los factores de penalización afectan el costo variable de las centrales, provocando que pueda cambiar que central se despacha en base a las pérdidas marginales del sistema. Esto es más notorio cuando se tienen dos centrales de la misma tecnología, con costos variables muy parecidos, el factor de penalización puede ser la diferencia de que una despacha y la otra no.

2.4. Predespacho secuencial

Todo lo mencionado anteriormente respecto al problema de predespacho se aplica en periodos de resolución de 5 a 7 días, tal como se hace en la programación diaria del Coordinador [24]. El Coordinador diariamente publica la programación diaria donde resuelve problemas de predespacho con un horizonte de 7 días (una semana). Al aumentar la cantidad horas de resolución aumenta el tamaño del problema de *Branch and Cut* y con ello, el tiempo de

resolución del predespacho. Lo mencionado anteriormente se agrava más cuando se quiere estudiar la operación con restricciones de corto plazo en el mediano/largo plazo.

Para realizar lo anterior, se divide el problema de optimización en un conjunto de problemas secuenciales unidos por las condiciones iniciales y finales del periodo entre si [12]. Se divide el horizonte en *steps* (pasos), los cuales indican la cantidad de problemas secuenciales a resolver, tal como se muestra en la figura 2.7, que se muestra a continuación:

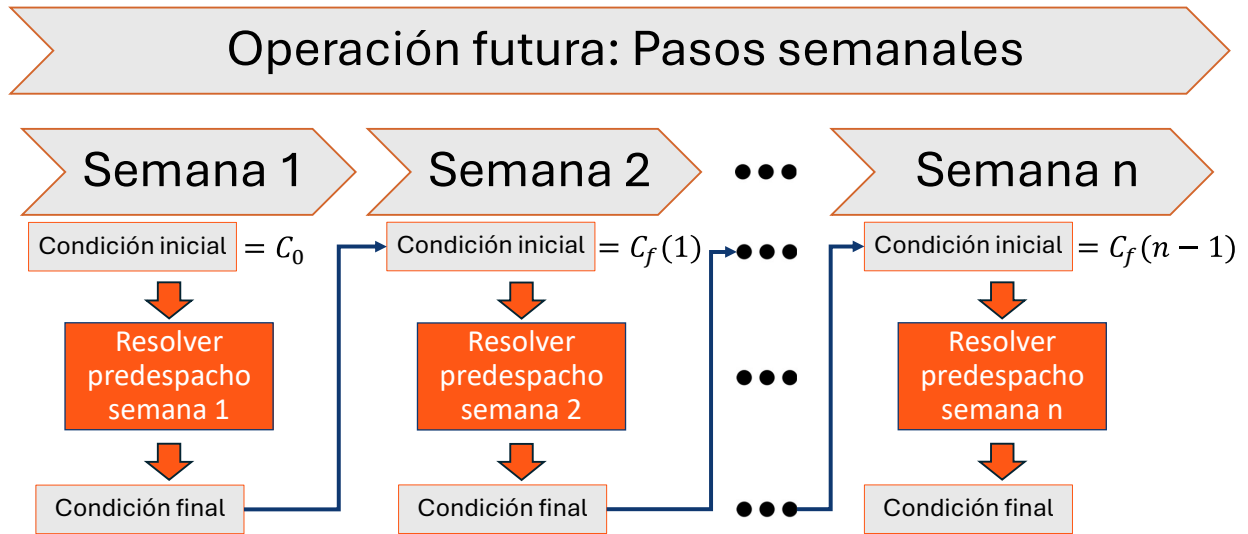


Figura 2.7: Ejemplo predespacho secuencial de n semanas, donde se resuelven n problemas unidos por las condiciones iniciales y finales de cada periodo

En la figura 2.7 se observa como la operación de n semanas es resuelta mediante n problemas de optimización secuenciales donde cada semana contiene 168 horas (24 horas por 7 días). Se observa la secuencialidad al estar anidados los problemas mediante las condiciones de borde de cada *step*, donde la condición final del *step* corresponde a la condición inicial del siguiente *step*.

2.5. Cadenas de Markov discretas

La energía eólica es una fuente de generación altamente variable dada la incertidumbre del recurso, debido a lo anterior, el recurso puede ser modelado como un proceso estocástico [37]. En teoría de la probabilidad, un proceso estocástico es un concepto matemático que sirve para representar magnitudes aleatorias que varían con el tiempo [38]. En un proceso estocástico, se tiene un conjunto de variables aleatorias $\{X(t), t \in T\}$ las cuales están definidas en un espacio de probabilidades. Los valores que toma $X(t)$ corresponden al espacio de estados y $t \in T$ es el índice, que en este contexto corresponde a tiempo.

Las cadenas de Markov son un proceso estocástico que cumplen que la probabilidad de un evento depende de los sucesos anteriores. Particularmente la propiedad de Markov de primer

orden se formula de la siguiente forma [39].

$$\mathbb{P}[X_{t+1} = x_{t+1} | X_0 = x_0, X_1 = x_1, \dots, X_t = x_t] = \mathbb{P}[X_{t+1} = x_{t+1} | X_t = x_t] \forall t \in T \quad (2.35)$$

Donde la ecuación anterior significa que la probabilidad de transición al estado siguiente depende del estado anterior. Cuando se habla del orden de la cadena de Markov, esta hace referencia del número de eventos anteriores de los cuales depende la siguiente transición, en el caso de una cadena de primer orden, solo dependen del anterior estado.

2.5.1. Cadenas homogéneas

Una cadena de Markov homogénea es una en la cual sus transiciones no dependen del tiempo en el cual se encuentra la cadena, es decir, que cumple la siguiente propiedad:

$$p_{i,j}(t) = \mathbb{P}[X_{t+1} = j | X_t = i] = \mathbb{P}[X_1 = j | X_0 = i] \forall t \in T \quad (2.36)$$

Por lo que para cualquier $t \in T$ la cadena de Markov tiene la misma distribución de probabilidad.

2.5.2. Cadenas no homogéneas

Una cadena de Markov no homogénea es una que no cumple la propiedad 2.36, es decir, que la transición depende del tiempo donde se encuentra la cadena.

$$p_{i,j}(t) = \mathbb{P}(X_{t+1} = j | X_t = i) \quad (2.37)$$

Por lo que la cadena de Markov puede cambiar la distribución de probabilidad en el tiempo.

2.5.3. Matriz de transición de estados

La matriz de transición de estados es una matriz que contiene la información de las probabilidades de transición desde el tiempo t a un tiempo $t + 1$ del estado i al estado j . Se observa su estructura en la siguiente ecuación:

$$P(t) = \begin{pmatrix} p_{0,0} & p_{0,1} & \cdots & p_{0,j} & \cdots & p_{0,k} \\ p_{1,0} & p_{1,1} & \cdots & p_{1,j} & \cdots & p_{1,k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{i,0} & p_{i,1} & \cdots & p_{i,j} & \cdots & p_{i,k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{k,0} & p_{k,1} & \cdots & p_{k,j} & \cdots & p_{k,k} \end{pmatrix} \in \mathcal{M}^{k \times k} \quad (2.38)$$

Tal como se ve en la ecuación 2.38, la matriz contiene la información necesaria para realizar las transiciones de un estado i a uno j . Las probabilidades de $p_{i,j}$ cumplen las siguientes propiedades:

$$0 \leq p_{i,j}(t) \leq 1 \quad (2.39)$$

$$\sum_{j=0}^k p_{i,j} = 1 \quad (2.40)$$

Mediante las matrices de transición de estado se pueden modelar fenómenos estocásticos en el tiempo, ya que permite caracterizar el fenómeno en base a probabilidades de ocurrencia que pueden variar en el tiempo. Dicho lo anterior, es posible utilizar las matrices de transición de estados para generar escenarios eólicos si se puede obtener la probabilidad de ocurrencia de los estados.

2.6. Creación escenarios estocásticos eólicos

Algunos métodos de la literatura para abordar la creación de escenarios de viento son:

2.6.1. Random Variate Sampling

Este es un método de creación de escenarios que consiste una serie de muestras de variables aleatorias distribuidas normalmente $\mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$, con medias μ iguales a la cantidad pronosticada para las horas de interés y desviaciones estándar σ^2 iguales a un porcentaje fijo de las medias [40].

2.6.2. Quantile Regression Sampling

Para este método de generación de escenarios, se transforman los errores de pronóstico en una distribución normal multivariable $\mathcal{N}_n(\mu, \Sigma)$, donde se captura la interdependencia horaria mediante la matriz de covarianza Σ [41].

2.6.3. Empirical Distribution Sampling

El enfoque del muestreo de la distribución empírica consiste en primero armar una distribución empírica de errores utilizando datos históricos. Luego se identifican los puntos de corte de las distribuciones de errores, siendo estos puntos de corte unos puntos fijos para la creación de escenarios. Luego se interpolan las horas entre estos puntos de corte para completar los escenarios y finalmente estas series de tiempo resultantes de errores de pronóstico se superponen al valor de pronóstico determinista para construir el conjunto de escenarios. [42]

Los anteriores métodos mencionados se pueden observar en la figura 2.8:

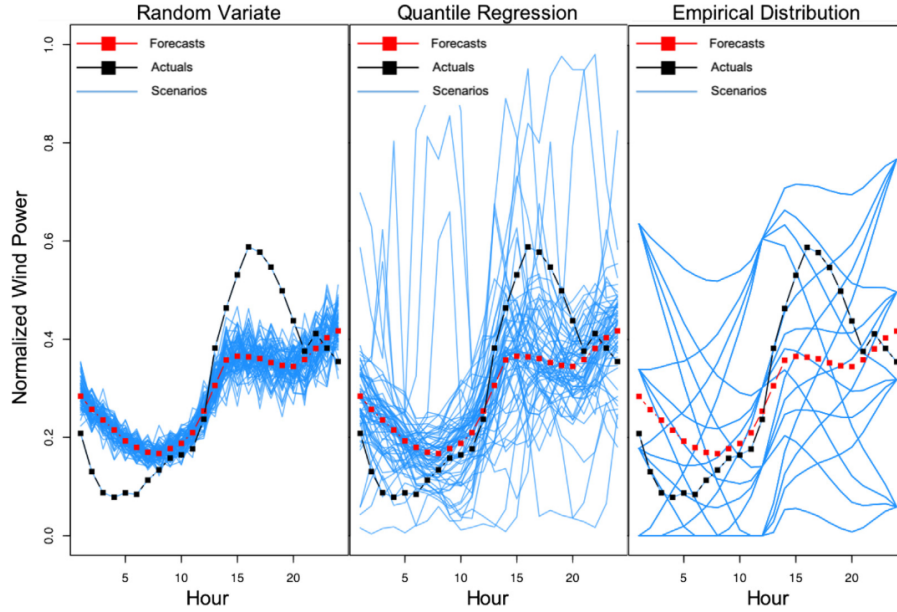


Figura 2.8: Izquierda a derecha: (a) 64 escenarios generados por el método 2.6.1 con desviación estandar del 10 %, (b) 64 escenarios creados con el método 2.6.2, (c) 64 escenarios generados con el método 2.6.3, imagen extraída de [43]

En la figura 2.8 se observan 64 escenarios de generación eólica de 24 horas por cada método. Se aprecia claramente que el método *random variate sampling* crea muestras en torno a la predicción, manteniendo su forma, por otro lado el método *quantile regression sampling* puede obtener mayor variación con respecto a la predicción, finalmente el método *empirical distribution sampling* se observan los puntos de corte que mantienen la forma de cada escenario generado.

2.6.4. Modelo ARMA

El modelo ARMA (AR: *Autoregressive*, MA: *Moving average*) es una técnica estadística que se utiliza para modelar y predecir series temporales, siendo un modelo autorregresivo con media móvil el cual se describe en la siguiente ecuación: [44]

$$x_t = \sum_{i=1}^p \phi_i x_{t-i} + \alpha_t + \sum_{j=1}^q \theta_j \alpha_{t-j} \quad (2.41)$$

Donde x_t es el vector de predicción, ϕ_i y θ_j son matrices que sus valores presentan los pesos del modelo AR y MA respectivamente. Ambas matrices son de tamaño $n \times n$ para $i = \{1, \dots, p\}$, $j = \{1, \dots, q\}$ donde p y q son el orden del parámetro AR y MA respectivamente (el número de eventos pasados para predecir el valor actual) y α es un término de ruido blanco. Para generar los escenarios eólicos se utiliza el ruido blanco, donde se pueden utilizar distribución de error estándar.

2.6.5. Redes neuronales

Otra de las técnicas revisadas para la creación de escenarios eólicos es la utilización de redes neuronales. Particularmente en [45] se logra capturar la relación horaria mediante el

entrenamiento de datos utilizando *graph convolutional generative adversarial network* (GC-GAN). Las redes generativas adversariales (GANs) se utilizan para generar grafos sintéticos que respeten las propiedades estructurales de los grafos reales y las redes convolucionales de grafos (GCNs) se utilizan para entrenar en distinguir la estructura de las series de tiempo de viento. Al igual que en el modelo ARMA se utiliza el ruido blanco para crear los distintos escenarios eólicos.

2.7. Métodos de reducción de tiempos de simulación

En cuanto a estrategias para reducir tiempos de simulación del problema de predespacho varios autores han propuesto métodos para cumplir ese objetivo y que los resultados no cambien demasiado. Entre los métodos se encuentra:

2.7.1. Clustering centrales

La agrupación de centrales consiste en identificar centrales que se encuentren en zonas similares, con potencias similares y agruparlas en una sola central. Haciendo lo anterior, se logra disminuir el tamaño del problema, reduciendo la cantidad de restricciones enteras y de esa forma reduciendo los tiempos computacionales. [46]. Utilizando una formulación híbrida entre el problema de predespacho y el de predespacho clusterizado, se logra disminuir los tiempos computacionales. Se realizan pruebas en el sistema eléctrico *Central Western European* (CWE) que posee 806 centrales que fueron agrupadas en 99 clusters, con un modelo de transmisión reducido de 5 nodos (cada nodo representando un país) y 5 líneas. Las pruebas fueron en un horizonte de 72 horas, donde se obtuvo en promedio una disminución de 3.2 veces el tiempo computacional.

2.7.2. Reducción sistema de transmisión

Otro método para la reducción de tiempos de simulación es la reducción del sistema de transmisión, el que consiste en ir removiendo partes del sistema de transmisión examinando la topología de la red y reasignando la demanda a nodos vecinos [47]. Se utiliza el sistema de transmisión de Illinois (EE.UU) que consta de 242 generadores y más de 1.900 nodos que fueron reducidos en un tercio y las líneas en un cuarto, logrando reducir los tiempos de simulación en un 40% en problemas de predespacho de 24 horas.

2.7.3. Reducción de variables

El método de reducción de variables es una forma de solucionar problemas de predespacho reduciendo los tiempos de simulación [48]. Primero, las restricciones acopladas al tiempo (tiempos de encendido, apagados, etc) son relajadas, obteniendo predespachos de periodos únicos. Utilizando relajación lagrangeana (método de solución de problemas de optimización) se solucionan esos predespachos de periodos únicos. Luego se ocupa un criterio para el fijado de las variables binarias relajadas. Finalmente se soluciona el problema considerando las restricciones acopladas al tiempo como parámetros fijos, de esa forma se reducen los tiempos tener menos variables enteras. Se utilizó el sistema de transmisión *118-Bus System* de la IEEE, que consta de 118 nodos y 19 generadores, donde en un horizonte de 24 horas, se redujeron los tiempos computacionales a un cuarto con un PDR (Ratio predeterminado: porcentaje de variables binarias que fueron tratadas con la metodología mencionada anteriormente) de 50%.

2.7.4. Aprendizaje de máquinas en redes congestionadas

Este método consiste en usar aprendizaje de máquinas tomando información histórica para identificar y eliminar restricciones de capacidad de líneas de transmisión que probablemente no se congestionen, reduciendo de esa forma los tiempos de simulación [49]. Primero, datos históricos de demanda y generación ERNC en la red son utilizados para “aprender” el estado de congestiones de las líneas de transmisión. Luego se infiere que líneas que no estarán congestionadas, quitando sus límites de capacidad. De esta forma se resuelve un problema reducido de predespacho al tener menos cantidad de restricciones. Se realizaron pruebas en el sistema eléctrico *IEEE RTS-96*, que posee 73 nodos y 120 líneas de transmisión, donde se observó que dependiendo del nivel de congestiones se pudo reducir en un 70 % a 98 % los tiempos computacionales.

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se muestran las metodologías implementadas para la simulación de la programación de la operación, donde se muestra en profundidad cuáles serán las simulaciones que se realizarán, para luego continuar en detalle con la creación de escenarios de generación eólica, mostrando la metodología para crear escenarios de centrales correlacionadas y no correlacionadas entre sí, la última parte se muestra la simplificación a la metodología de la programación de la operación, contrastándose con la metodología empleada hasta ahora por el Coordinador.

3.1. Simulaciones de la programación de la operación

En esta primera sección se muestra en la figura 3.1 de forma general las simulaciones de la programación de la operación a realizar y los análisis que se quieren realizar, todo esto con el fin de tener una comprensión global del trabajo realizado, para después entrar en detalle sobre las metodologías de creación de escenarios de generación eólicos y la metodología de simplificación de la programación de la operación.

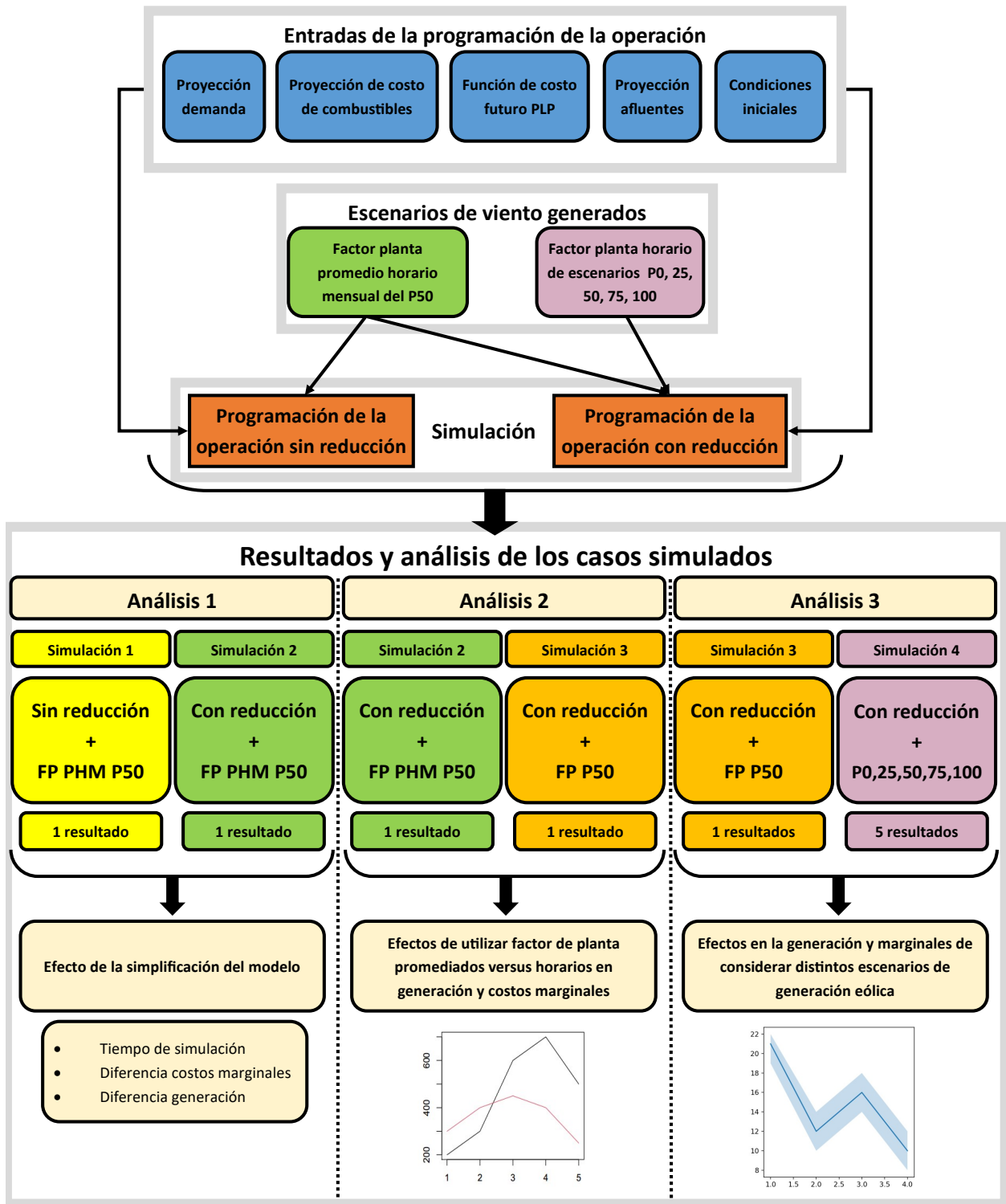


Figura 3.1: Metodología simulación de la programación de la operación.

En la figura 3.1 se observan las etapas para realizar simulaciones de la programación de la operación, considerando distintas entradas, para luego hacer los respectivos análisis. Primero, se tienen las entradas del modelo de programación de la operación, las cuales son parámetros para la simulación. Dentro de las entradas, también se consideran los escenarios de eólicos generados, ya que entregan la disponibilidad del recurso en el horizonte de la simulación por

central. Luego se realizan simulaciones de la operación considerando la metodología actual y la propuesta para reducir los tiempos de simulación. Finalmente, en base a los resultados de las simulaciones realizadas, se realizaron los análisis respectivos de cómo y por qué cambia la operación del sistema eléctrico en base a las entradas de cada simulación.

3.1.1. Entradas programación de la operación

Las entradas de la programación de la operación corresponden a parámetros que se deben ingresar al modelo para realizar la simulación del sistema eléctrico. Se distinguen las siguientes entradas en general:

- **Proyección demanda:** Se utilizó la proyección asociada a la programación mensual de abril de la base de datos privada de Generadora Metropolitana.
- **Proyección costo de combustible:** Se utilizó la proyección asociada a la programación mensual de abril de la base de datos privada de Generadora Metropolitana.
- **Función de costo futuro:** Se utilizó la función de costos futuro de la salida del modelo PLP con probabilidad de excedencia de un 75 % asociada a la programación mensual de abril de la base de datos privada de Generadora Metropolitana.
- **Proyección de afluentes:** Se utilizó los afluentes correspondientes a la hidrología del año 2011-12 (probabilidad de excedencia de 75 %).
- **Condiciones iniciales:** Se utilizaron las condiciones asociadas al final de la programación diaria del Coordinador.

Las entradas del modelo se describirán más a fondo en el capítulo de caso de estudio 3.4.

3.1.2. Escenarios de viento generados

Para los escenarios de vientos creados, se utilizó la metodología mostrada en 3.2. Con esta metodología se obtuvieron distintos escenarios de factores de planta por central, donde finalmente se consideraron los escenarios de probabilidad de excedencia 0, 25, 50, 75 y 100. Cada uno de estos escenarios, es un *input* del modelo de la programación de la operación, donde se distinguen 2 tipos de factor de planta:

- Factor de planta horario de los 5 escenarios:

$$fp_{t,g}^e \quad \forall t \in T, \forall g \in G_{Eo}, \forall e \in \{P0, P25, P50, P75, P100\} \quad (3.1)$$

Donde $fp_{t,g}^e$ es el factor de planta de la central eólica g , en el escenario e y tiempo t . Se tienen 5 escenarios de factor de planta por hora, para las 54 semanas de evaluación, es decir, T son las horas de las 54 semanas por 7 días por las 24 horas, dando un total de 9072 horas para la simulación.

- Factor de planta promedio horario mensual del escenario con probabilidad de excedencia de 50 %. Primero, se realiza la siguiente transformación de tiempo:

Tabla 3.1: Transformación de tiempo

Tiempo	Año	Mes	Día	Hora
1	1	1	1	1
2	1	1	1	2
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
24	1	1	1	24
25	1	1	2	1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
744	1	1	31	24
745	1	2	1	1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
8760	1	12	31	24
8761	2	1	1	1
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

La tabla 3.1 muestra la transformación de tiempo, donde se consideran las 8760 horas en el año. Dicho lo anterior, se calcula el factor de planta promedio horario mensual de la siguiente forma:

$$fp_{(a,m,d,h),g}^{phm-P50} = \frac{1}{Nd_m} \sum_{d=1}^{Nd_m} fp_{(a,m,d,h),g}^{P50}, \quad \forall a \in \{1, \dots, A\}, \quad \forall m = \{1, \dots, 12\}, \quad \forall h = \{1, \dots, 24\} \quad (3.2)$$

Donde $fp_{(a,m,d,h),g}^{P50}$ es el factor de planta de la central g , del año a , del mes m , del día d , de la hora h y del escenario P50. $fp_{(a,m,d,h),g}^{phm-P50}$ es el factor de planta promedio horario mensual de la central g y Nd_m son la cantidad de días del mes m . Se tiene un total de 12 meses por 24 horas, dando un total de 648 factores de planta por central posibles para un año.

Los dos tipos de factor de planta mencionados anteriormente son entradas del modelo de programación de la operación. Estas entradas son las únicas que varían por cada simulación realizada, por lo que el objetivo es observar qué efectos tienen en la operación del sistema eléctrico las diferentes formulaciones de factor de planta.

3.1.3. Simulaciones

Todas las simulaciones de la programación de la operación se realizan con el software de modelación de mercados eléctricos Plexos de Energy Exemplar [13], utilizando la base de datos privada de Generadora Metropolitana. En cuanto al tipo de simulación, se hace referencia a si se utiliza la metodología actual de resolución de la programación de la operación (descritas en 3.3.1) o a la metodología propuesta (descrita en 3.3.2).

3.1.4. Resultados y análisis a evaluar

Los análisis fueron divididos en 3 secciones, donde cada análisis posee 2 simulaciones (que pueden tener 1 o más resultados). Cada análisis que está relacionado con el siguiente en el sentido de que el primero influye en el segundo, y el segundo en el tercero.

3.1.4.1. Análisis 1

El primer análisis pretende realizar una comparación de la operación considerando la metodología actual y la metodología propuesta, para ello se realizaron las siguientes simulaciones:

- Programación de la operación sin la reducción (descrita en 3.3.1) y considerando los factores de planta promedio horario mensual del escenario con probabilidad de excedencia de 50 % 3.2, descritos en 3.2.
- Programación de la operación con la reducción (descrita en 3.3.2) y considerando los factores de planta promedio horario mensual del escenario con probabilidad de excedencia de 50 %, descritos en 3.2.

El objetivo de este análisis es evaluar de forma aislada los efectos de la reducción en la operación del sistema eléctrico y en el tiempo de simulación. Comparando los costos marginales de barras de interés del sistema, como lo son Crucero 220 kV, Renca 110 kV y PuertoMontt 220 kV, que representarían el norte, centro y sur del SEN respectivamente. También se compararán los tiempos de simulación y la generación por tecnología. Se visualizará el *trade-off* de reducir los tiempos de la simulación, versus como cambia la operación del sistema eléctrico.

3.1.4.2. Análisis 2

El segundo análisis realiza una comparación de utilizar el factor de planta del escenario de probabilidad de excedencia de 50 %, versus, utilizar el factor de planta promedio horario mensual del escenario de probabilidad de excedencia de 50 %, para ello, se realizaron las siguientes simulaciones:

- Programación de la operación con la reducción, considerando los factores de planta promedio horario mensual del escenario con probabilidad de excedencia de 50 %, descritos en 3.2.
- Programación de la operación con la reducción, considerando factor de planta del escenario de probabilidad de excedencia de 50 %, descrito en 3.1.

El objetivo de este análisis es mostrar los efectos en la operación del sistema eléctrico de la modelación del factor de planta horario mensual (forma usual que se utiliza para los modelos de mediano/largo plazo) versus el factor de planta horario. El promedio acerca los datos a un punto medio, lo que puede ocultar fenómenos en la operación al considerar los valores más desviados al promedio.

3.1.4.3. Análisis 3

El tercer y último análisis realiza una comparación de utilizar solo un escenario de disponibilidad eólica, con utilizar 5 escenarios. Para ello, se realizaron las siguientes simulaciones:

- Programación de la operación con la reducción, considerando factor de planta del escenario de probabilidad de excedencia de 50 %, descrito en 3.1.

- Programación de la operación con la reducción, considerando el factor de planta horario de los escenarios con probabilidad de excedencia de 0 %, 25 %, 50 %, 75 % y 100 % descritos en 3.1. Se realizan 5 simulaciones de la operación en paralelo, donde cada una tendrá un perfil de viento.

El objetivo de este análisis es visualizar los efectos de los casos bordes y medios de escenarios de viento, observando cómo y cuánto puede variar la operación para estos 5 escenarios en: costos marginales, generación por tecnología y para una central en particular.

3.1.5. Herramientas análisis y simulación de la operación del sistema eléctrico

Para llevar a cabo las diferentes simulaciones de la programación de la operación del sistema eléctrico, se utiliza el software de optimización Plexos [13]. Este software es ampliamente utilizado en la industria de la energética para modelar y analizar la operación de sistemas eléctricos, mercados de energía, y para la planificación de la expansión de la capacidad de generación. El software permite realizar las simulaciones de la operación con distintos *solvers*, en particular se utilizó el *solver* comercial Gurobi.

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones, se utilizó el lenguaje de programación Python para realizar el análisis de datos y gráficos comparativos para ver las diferencias en la operación entre las distintas simulaciones.

3.2. Metodología creación de escenarios de generación eólica

La metodología de la creación de escenarios de generación eólica, es una adaptación de la metodología descrita en [50] y [51], la cual se resume en la figura 3.2.

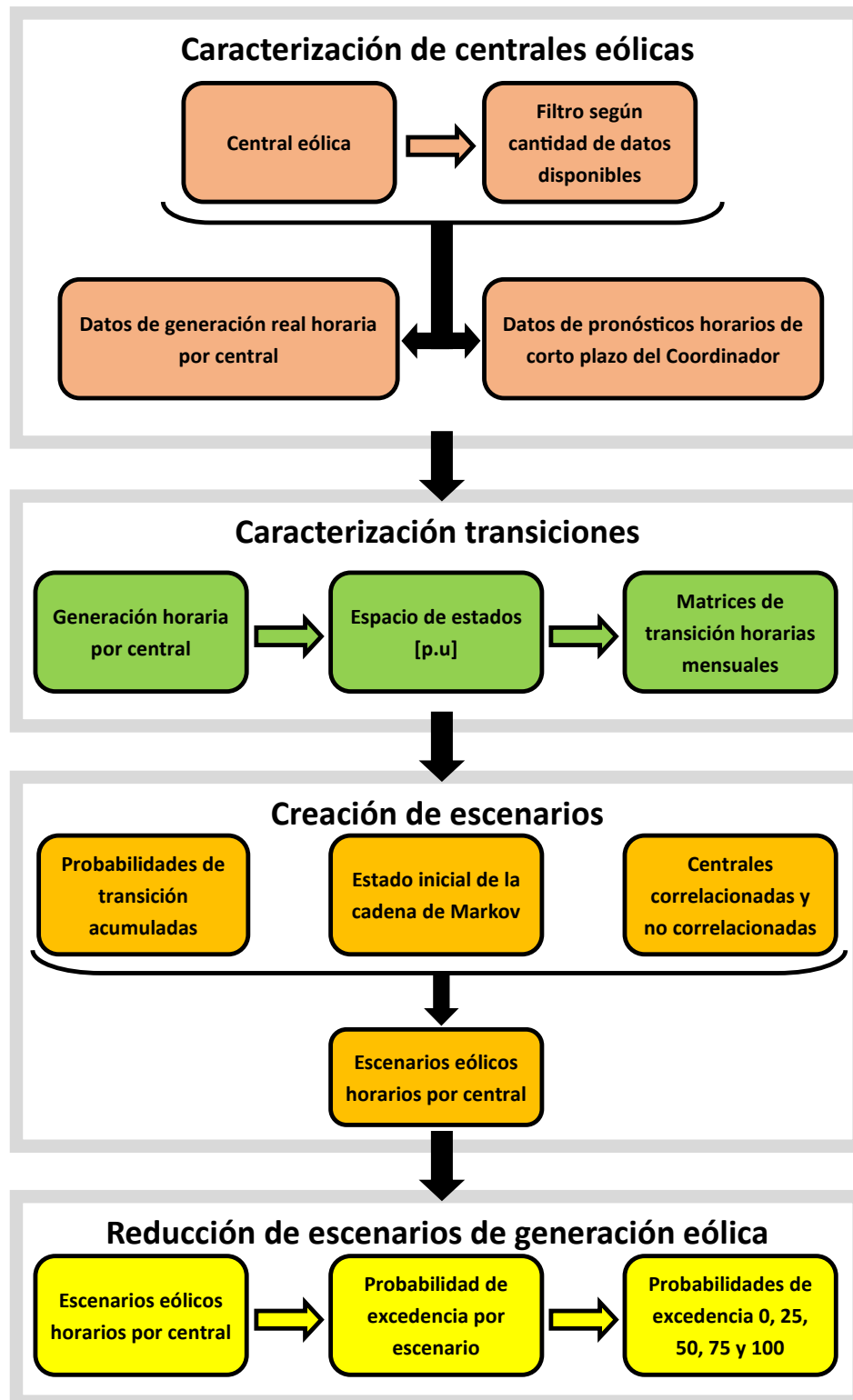


Figura 3.2: Metodología elaboración de escenarios estocásticos de viento

En la figura 3.2 se observa la metodología general de creación de escenarios de generación eólico, la cual posee 4 etapas que se pueden resumir en:

- **Caracterización de centrales eólicas:** Se clasifican y filtran las centrales eólicas según datos de generación eólica disponibles.

- **Caracterización de transiciones:** Los datos de generación horaria son transformados a factor de planta (dividiendo la generación real por su potencia máxima), para luego generar las matrices de transición horarias mensuales con esos datos.
- **Creación de escenarios:** Utilizando la probabilidad de transición acumulada y un estado inicial, se crean escenarios de generación eólica por central considerando la correlación entre centrales.
- **Reducción de escenarios eólicos:** Una vez obtenidos los escenarios de generación eólica por central, se clasifican según la probabilidad de excedencia de las muestras generadas, utilizando las de probabilidad 0, 25, 50, 75 y 100 para las posteriores simulaciones.

3.2.1. Caracterización de centrales eólicas

Para crear los escenarios eólicos, primero se obtuvieron los datos de las centrales eólicas. Como fuente de información se utilizó la generación real del Coordinador [6], se consideraron 55 centrales eólicas que se muestran en el anexo A, las cuales tenían como mínimo un año de operación.

3.2.1.1. Pronósticos eólicos CEN

A la hora de realizar la programación diaria, el Coordinador debe considerar pronósticos de generación de centrales eólicas y solares. El Coordinador recibe 3 pronósticos con la generación eólicos de un horizonte de 7 días, siendo los proveedores de la información:

- **Coordinados:** Cada empresa dueña de la central debe reportar los pronósticos de generación de sus centrales eólicas.
- **Proveedor externo:** Es una empresa externa licitada por el Coordinador la cual entrega los pronósticos de generación de las centrales eólicas directamente al Coordinador.
- **Sistema experto:** Modelo interno del Coordinador que combina los dos anteriores pronósticos, además de ir sumando otras fuentes externas.

De los anteriores 3 pronósticos, finalmente se selecciona el pronóstico con mejor desempeño bajo el criterio del Coordinador y ese es el que se utiliza en la programación diaria. Como fuente de información se utilizarán estos pronósticos de generación, ya que es una fuente de información confiable al ser pronósticos de corto plazo.

Para crear las matrices de transición, se utilizará la mayor cantidad de información disponible. De base se utilizará la generación real desde 2020, seguido de los pronósticos de las centrales que son reportadas en los pronósticos del Coordinador y la generación considerando los vertimientos.

3.2.2. Caracterización transiciones

Una vez obtenidos los datos de generación eólica horaria de las centrales, se calculó el factor de planta horario de todas las centrales, dividiendo por la potencia máxima de la central:

$$fp_t^i = \frac{P_{t,i}}{P_i^{max}} \quad \forall t \in T, \forall i \in N_{EO} \quad (3.3)$$

Donde fp_t^i es el factor de planta de la central i en el tiempo t , $P_{t,i}$ es la potencia de la central i en el tiempo t y P_i^{max} es la capacidad instalada de la central i .

Los factores de planta de cada central se redondearon al segundo decimal, obteniéndose 101 valores posibles (0,0.01,0.02,...,0.99,1). Luego estos datos fueron clasificados, según el mes en el que ocurrieron, como se observa en la figura 3.3 que se encuentra a continuación:

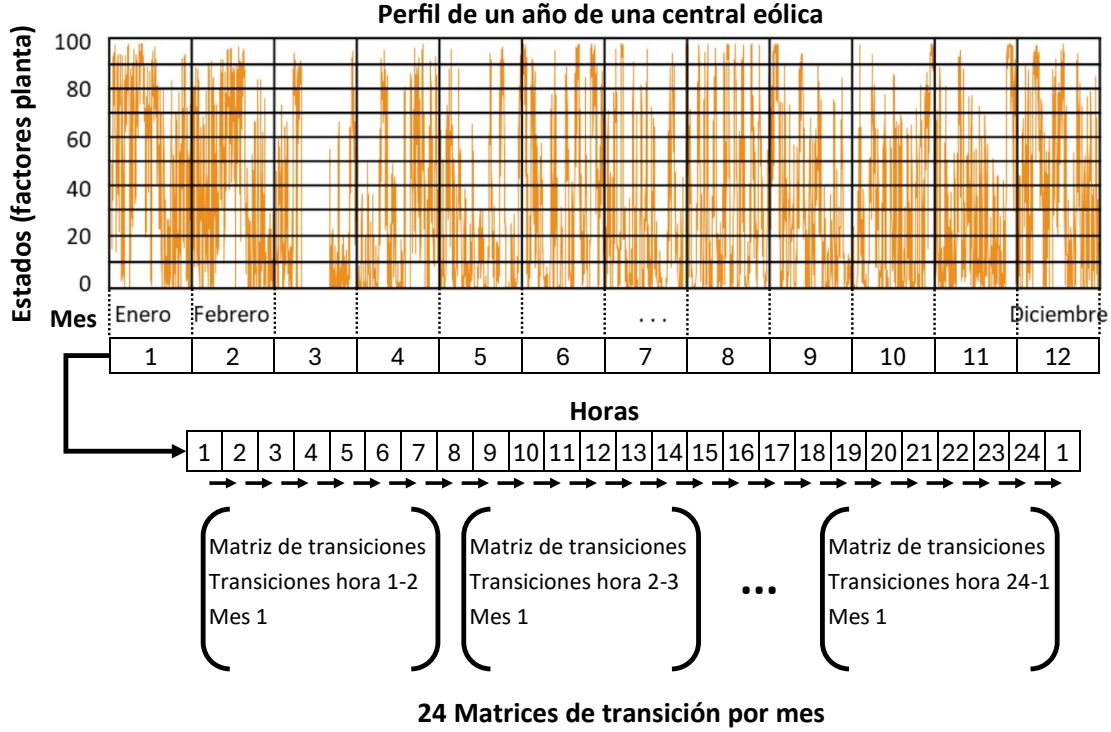


Figura 3.3: Diagrama caracterización matrices de transición

En la figura 3.3 se observa que los factores de planta (o estados) son clasificados según el mes en el que ocurrieron. Por cada mes se caracterizan las transiciones de la hora 1 a la 2, de la 2 a la 3 y así sucesivamente hasta llegar a la hora 23 a la 24 y finalizar de la hora 24 a la hora 1. Teniendo 24 transiciones por mes, si se consideran las 55 centrales y los 12 meses, se tiene un total de 15850 matrices de transición. Cada matriz de transición para una central en específico tiene la siguiente estructura:

$$P_g(t, m) = \begin{pmatrix} p_{0,0}^g & p_{0,1}^g & \cdots & p_{0,j}^g & \cdots & p_{0,100}^g \\ p_{1,0}^g & p_{1,1}^g & \cdots & p_{1,j}^g & \cdots & p_{1,100}^g \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{i,0}^g & p_{i,1}^g & \cdots & p_{i,j}^g & \cdots & p_{i,100}^g \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ p_{100,0}^g & p_{100,1}^g & \cdots & p_{k,j}^g & \cdots & p_{100,100}^g \end{pmatrix} \in \mathcal{M}^{101 \times 101} \quad (3.4)$$

Donde $P_g(t, m)$ es la matriz de transición de una central g del estado t al estado $t + 1$, en

el mes m . Para calcular las probabilidades de transición, se tiene que:

$$p_{i,j}^g(t, m) = \begin{cases} \frac{\text{Transiciones del estado } i \text{ en } (t, m) \text{ al estado } j \text{ en } (t+1, m)}{\text{Ocurrencia del estado } i \text{ en } (t, m)} & \text{Si el estado } i \text{ es factible en } (t, m) \\ 0 & \text{Si el estado } i \text{ es infactible en } (t, m) \end{cases} \quad (3.5)$$

La ecuación 3.5, es la probabilidad de transición de la central g de un estado i en el tiempo t a un estado j en el tiempo $t + 1$ es la cantidad de transiciones que se reportan en la base de datos, dividido por las veces que el estado i ocurrió en el tiempo t . Cuando se habla de la factibilidad del estado i en (t, m) se hace referencia a que hay un dato que muestra que para una central, se tuvo un factor de planta i en la hora t del mes m .

3.2.3. Creación de escenarios

3.2.3.1. Probabilidad de transición acumulada

La probabilidad de transición acumulada de la central g , del estado i al estado j se calcula de la siguiente forma:

$$q_{i,j}^g(t, m) = \mathbb{P}(e_{t+1,m}^g \leq j | e_{t,m}^g = i) = \sum_{k=0}^j p_{i,k}^g(t, m) \quad (3.6)$$

La ecuación 3.6 equivale a sumar las probabilidades de la fila i hasta la columna j de la matriz de transición $P^g(t, m)$, la probabilidad de transición acumulada se puede visualizar en la figura 3.4 que se encuentra a continuación:

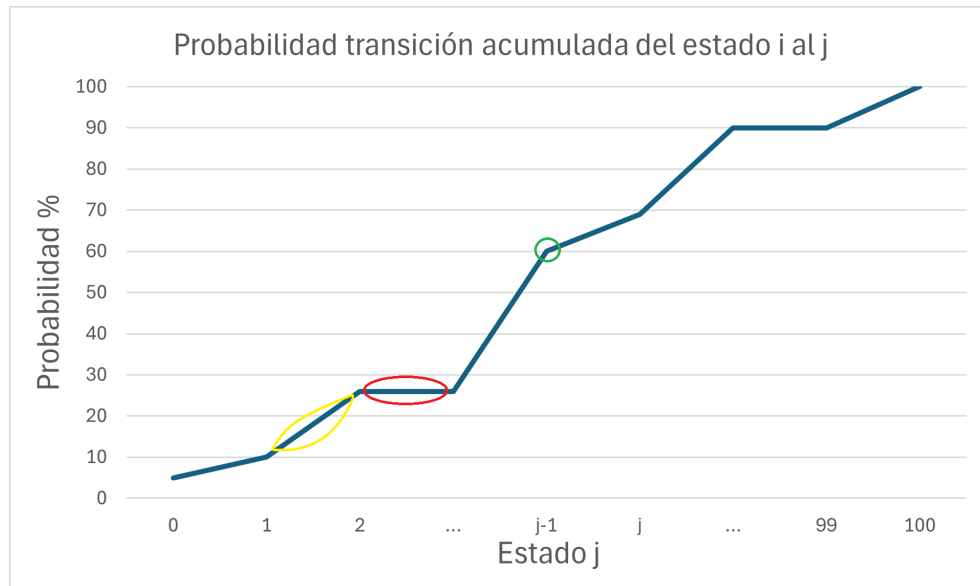


Figura 3.4: Ejemplo de probabilidad de transición acumulada del estado i al estado j .

La figura 3.4 se observa el gráfico de la probabilidad de transición acumulada de una central cualquiera del estado i al estado j desde el tiempo t al tiempo $t + 1$ en el mes m . De la figura se observan 3 elementos importantes:

- **Vértice:**(En verde) Puntos que se generan al evaluar probabilidad acumulada de transición de un estado i a un estado j .
- **Pendientes:** (En amarillo) Es la recta que se genera entre dos vértices seguidos (sin considerar las rectas sin pendiente), es decir, zonas donde crece la probabilidad de transición acumulada. Cabe destacar que en las zonas que tiene pendiente, al crecer la probabilidad de transición, significa que la probabilidad de ocurrencia del estado siguiente es mayor a 0, por lo que es un estado factible.
- **Valles:** (En rojo) Son las zonas de la curva que entre dos vértices no se tiene una pendiente, es decir una zona que no crece la probabilidad de transición acumulada. En estas zonas, se observa que al no crecer la probabilidad de transición acumulada del estado siguiente, implica que ese estado no es factible, ya que su probabilidad es 0.

3.2.3.2. Creación de escenarios eólicos

Una vez definidos los conceptos anteriores, para cada central se crean escenarios de generación eólica mediante el algoritmo de la figura 3.5 que se muestra a continuación:

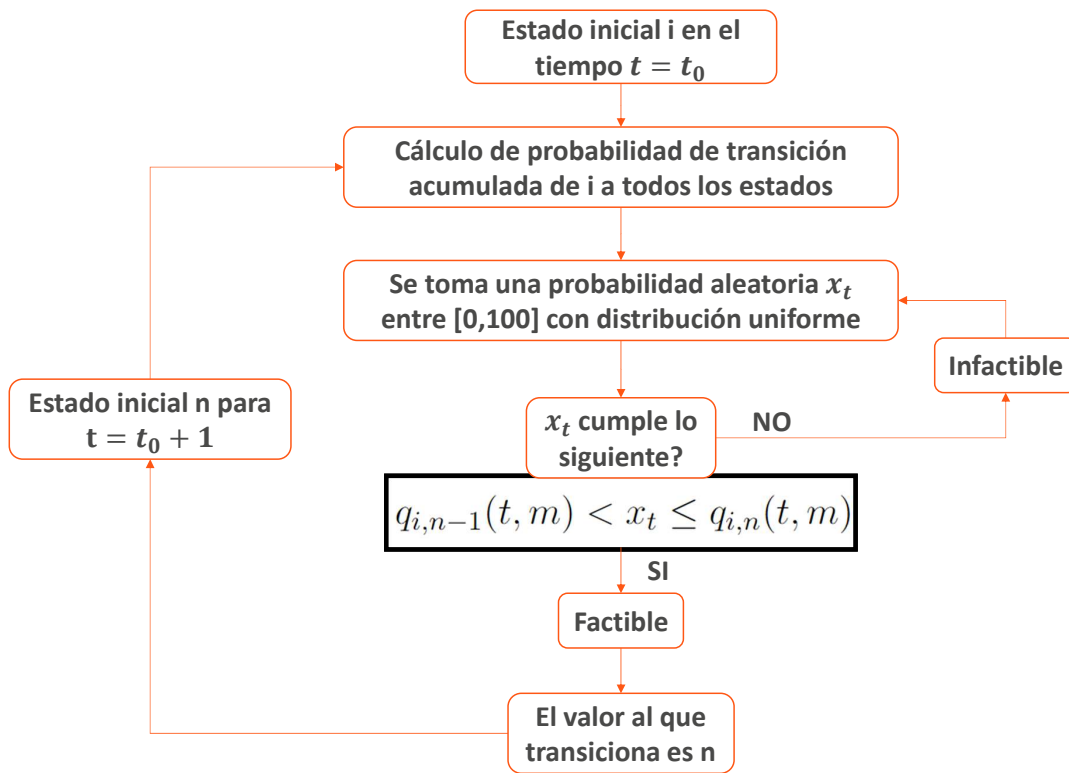


Figura 3.5: Algoritmo para la generación de escenarios eólicos para centrales no correlacionadas

El algoritmo mostrado en la figura 3.5 crea escenarios eólicos para una central y mes. Se considera un estado inicial para la central, que puede ser un estado aleatorio de los factibles, luego se calcula la probabilidad de transición acumulada del estado inicial i a cualquier estado

j. Se toma una probabilidad aleatoria $x_t \sim U(0, 1)$ con distribución uniforme continua. Luego evalúa si x_t cumple la restricción:

$$q_{i,n-1}(t, m) < x_t \leq q_{i,n}(t, m) \quad (3.7)$$

Si se cumple, significa que es un estado factible, por lo que se transiciona al estado n , si no se cumple, significa que es un estado infactible, por lo que se vuelve a generar una probabilidad aleatoria x_t hasta que se cumpla la condición. El algoritmo descrito anteriormente se ejemplifica en la figura 3.6 que se muestra a continuación:

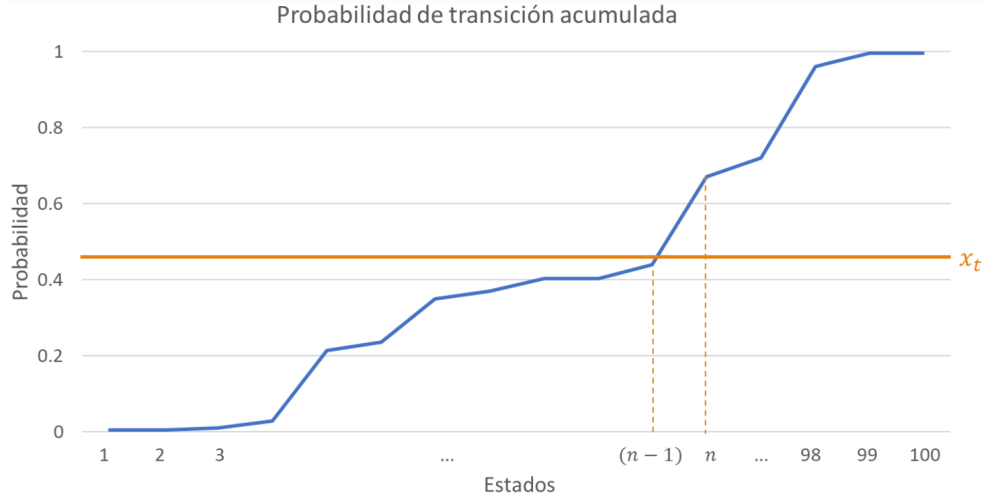


Figura 3.6: Ejemplo de una probabilidad aleatoria x_t en la curva de probabilidad de transición acumulada.

En la figura 3.6 se observa que la probabilidad aleatoria x_t puede caer en cualquiera de las 3 zonas descritas en 3.2.3.1. La restricción de la ecuación 3.7 tiene la siguiente interpretación:

- Si x_t cae en un vértice n , se toma el vértice n como estado al que transiciona. Cumpliendo la restricción de igualdad de la ecuación 3.7.
- Si x_t cae en una pendiente entre los vértices $n - 1$ y n , se toma el vértice n como estado al que transiciona.
- Si x_t cae en un valle entre un estado $n - 1$ y n , ese estado es infactible, por lo que se vuelve a generar otra probabilidad hasta que caiga en un estado factible.

Una vez teniendo que el valor al que se transicionó fue n , se toma ese valor para calcular el siguiente estado, esto se hace iterativamente hasta obtener la misma cantidad de estados por cantidad de horas del mes. El algoritmo anterior, se hace para cada mes, de esa forma se obtienen escenarios para cada central y mes.

3.2.4. Correlación entre centrales

En la generación eólica se ha observado que algunas centrales tienen un comportamiento “parecido” entre sí. Teniendo factores de planta similares entre centrales en algunas horas del día. Esto ocurre por lo general cuando las centrales se encuentran en locaciones cercanas, pero no siempre es así. Un grupo de centrales eólicas se dirá que están correlacionadas entre

sí, si ocurre el fenómeno descrito anteriormente. Para la generación de los escenarios eólicos se harán de acuerdo si hay una correlación entre las centrales.

- **Centrales no correlacionadas:** Cada central no correlacionada seguirá la metodología de la figura 3.5 de forma independiente. No se tendrá relaciones entre cada escenario generado con el resto de las centrales.
- **Centrales correlacionadas:** Las centrales correlacionadas seguirán la metodología de la figura 3.5 compartiendo la misma probabilidad aleatoria x_t cuando se generen los escenarios. Cada escenario generado $i = \{1, \dots, n\}$, la generación del grupo de centrales correlacionadas en el escenario i estará correlacionada entre sí.

3.2.4.1. Coeficiente de correlación de Pearson

El coeficiente de correlación de Pearson es una medida que indica el grado de correlación lineal entre dos variables [52]. Dado dos vectores x_t e y_t de largo T , el coeficiente de correlación de Pearson entre dos centrales x e y se calcula de la siguiente forma:

$$r_{xy} = \frac{\sum_{t \in T} (x_t - \bar{x})(y_t - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{t \in T} (x_t - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{t \in T} (y_t - \bar{y})^2}} \quad (3.8)$$

Para realizar los cálculos del coeficiente de correlación se utilizó datos de la generación real de 2023 [53] y de los Reportes de Desempeño Eólico de 2023 [54]. Se calculó el coeficiente de correlación de Pearson para todas las centrales entre sí, donde los resultados se encuentran en el anexo B.

Teniendo en cuenta lo anterior, como criterio para decidir que centrales están correlacionadas entre sí, se utilizó que el coeficiente de correlación de Pearson r_{xy} sea mayor o igual a 0.9 entre dos centrales x e y . Con ello se obtuvieron 6 grupos de centrales correlacionadas, siendo un total de 20 centrales las que tienen correlación. Los detalles de la clasificación de cada central se encuentran en el anexo A.

Tabla 3.2: Resultados correlación entre centrales.

Grupo	Cantidad
No correlacionado	35
Grupo 1	5
Grupo 2	4
Grupo 3	3
Grupo 4	2
Grupo 5	4
Grupo 6	2
Total	55

En la tabla 3.2 que, de las 55 centrales modeladas, 35 no están correlacionadas entre sí, mientras que 20 si lo están. Del grupo de correlacionadas, se tienen 6 grupos, donde el mayor

grupo tiene 5 centrales y el menor solo 2. Los resultados de cada central se encuentran en el anexo B.

3.2.4.2. Creación de escenarios para centrales correlacionadas

Una vez definidos los grupos de centrales correlacionadas, en la figura 3.7 se presenta el algoritmo para crear los escenarios de generación eólica para cada grupo de centrales correlacionadas entre si:

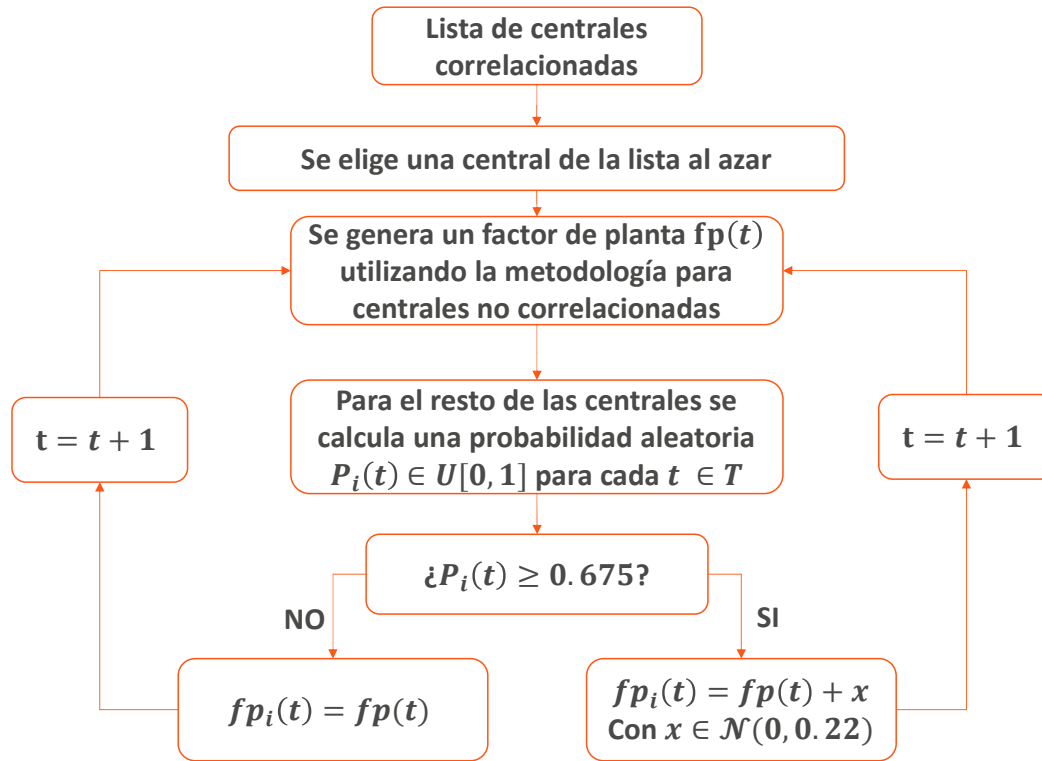


Figura 3.7: Metodología elaboración de escenarios eólicos para centrales correlacionadas

En la figura 3.7 se observa que primero se elige una central al azar del grupo de correlacionadas, con la que luego se generan escenarios eólicos con la metodología de centrales no correlacionadas 3.5. Para el resto de centrales que no fueron escogidas, se toman todos los factores de planta creados $fp(t)$ para cada $t \in T$, y se calcula una probabilidad aleatoria $P_i(t) \in U(0, 1)$ con distribución uniforme por cada central i . Si se cumple que es mayor o igual 0.675, entonces el factor de planta que se utiliza para la central i en el tiempo t es $fp_i(t) = fp(t) + x_i$, donde $x_i \in \mathcal{N}(0, 0.22)$ es un error con distribución normal de media 0 y desviación estándar 0.22. Si no se cumple lo anterior, entonces el factor de planta que se toma es $fp_i(t) = fp(t)$, es decir el que se generó para la central escogida al azar. Luego este proceso se repite iterativamente para todo el horizonte de T .

El valor de 0.675, que fue utilizado para determinar si sumar o no el error y la desviación estándar de 0.22 de la distribución normal se escogieron debido a que con esa configuración las muestras creadas tenían un coeficiente de correlación de Pearson de aproximadamente 0.9, por lo que coincidiría con el criterio para determinar que centrales están correlacionadas. Para determinar esos números, se hicieron pruebas con distintos valores de la metodología

descrita anteriormente, midiendo el coeficiente de correlación de Pearson de las salidas tal que en la salida se obtuviera el coeficiente de 0.9 en las centrales correlacionadas.

3.2.5. Reducción de escenarios de viento

Cada escenario es el resultado de la iteración de la metodología en el horizonte de tiempo de cada central. El escenario 1, sería la primera iteración para cada central realizada, el escenario 2, la segunda iteración, así hasta tener n escenarios. Una vez obtuvieron los n escenarios eólicos por central, se calcula la energía total disponible por escenario de la siguiente forma:

$$Pdisp_{t,g}^e = fp_{t,g}^e \cdot P_g^{max} \quad \forall g \in G_{Eo}, \forall e \in \{1, \dots, n\} \quad (3.9)$$

$$E_e^{total} = \sum_{t \in T} \sum_g Pdisp_{t,g}^e \quad \forall e \in \{1, \dots, n\} \quad (3.10)$$

Donde $Pdisp_{t,g}^e$ es la potencia disponible del generador g en el tiempo t y E_e^{total} es la energía total disponible para el escenario e . Luego, cada escenario es ordenado según cual tiene mayor valor de E_e^{total} , y se calcula la probabilidad de excedencia de cada escenario, que se define como:

$$P_{exc}^e = 100 \cdot \left(1 - \frac{m(e)}{n}\right) \quad (3.11)$$

Donde $m(e)$ es el número del orden (ascendente) en el que se encuentra E_{total_e} . Para los análisis del trabajo, se utilizan los escenarios con probabilidad de excedencia 0, 25, 50, 75 y 100. La probabilidad de excedencia de 0 y 100 para mostrar los casos extremos de “alta” y “baja” generación eólica. Mientras que las probabilidades de excedencia 25, 50 y 75 son utilizadas para mostrar los casos más intermedios.

3.2.6. Herramientas generación de escenarios eólicos

Para llevar a cabo la creación de escenarios eólicos descrita anteriormente, se crearon múltiples *script* en el lenguaje de programación Python [55]. Para la sección de caracterización de centrales eólicas se utilizó en la recopilación de bases de datos, recopilando toda la información en una única base de datos. En la caracterización de transiciones y creación de escenarios, se utilizó Python para calcular las matrices de transición de estado para cada central y mes. Luego en la creación de escenarios, se implementaron ambos algoritmos en Python, donde se crearon distintos escenarios eólicos. Finalmente, en la reducción de escenarios de viento, se hizo un *script* para filtrar los escenarios. Los códigos de la caracterización de transiciones y creación de escenarios se encuentran en el anexo C.

3.3. Metodología reducción predespacho

Para un correcto análisis de la metodología empleada para la reducción de la programación de la operación, se mostrará primero la forma actual de cómo se resuelve, luego se mostrará la metodología propuesta que reduce los tiempos de simulación.

3.3.1. Metodología actual resolución predespacho

La metodología actual para solucionar los problemas lineales enteros mixtos consiste:

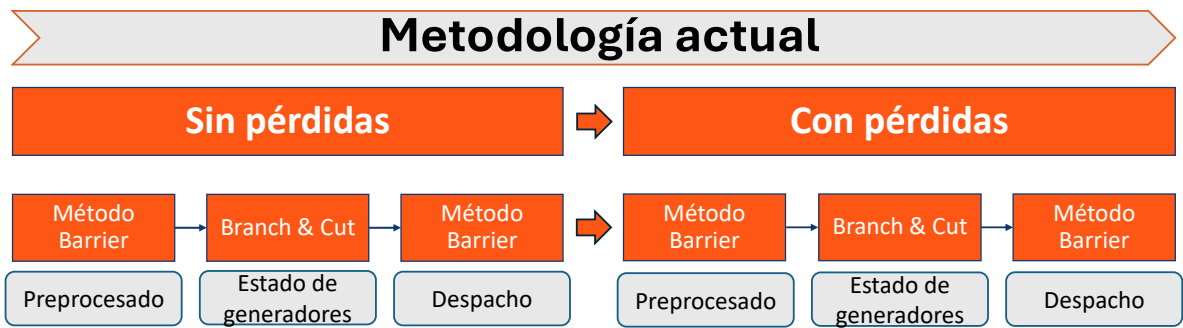


Figura 3.8: Metodología actual de resolución de la programación de la operación

En la figura 3.8 se observa la metodología actual consiste primero en resolver el problema sin pérdidas utilizando *Branch and Cut*, obtener los factores de penalización y luego resolver el problema con pérdidas.

3.3.2. Metodología propuesta resolución predespacho

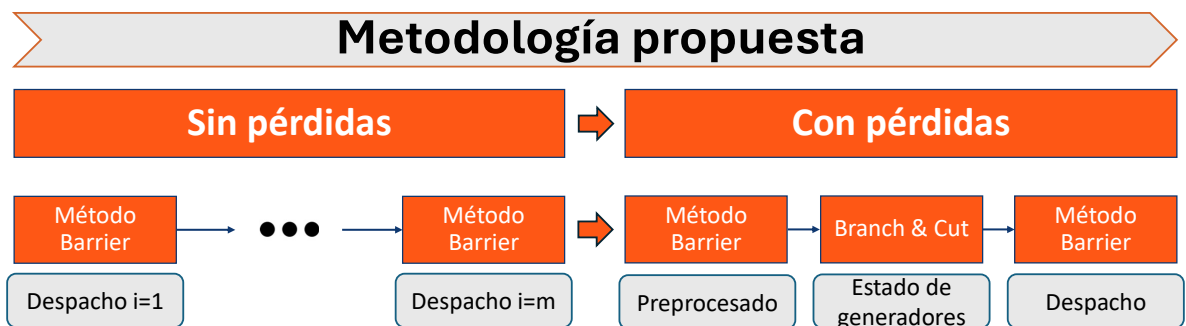


Figura 3.9: Metodología propuesta de la programación de la operación

En la figura 3.9 se observa que la diferencia con la metodología actual es la forma con la que se obtiene el despacho preliminar en el problema sin pérdidas. Con la metodología propuesta se van resolviendo iteraciones lineales en vez de utilizar *Branch and Cut*, con la finalidad de obtener un despacho preliminar, el cual luego se le calculan las pérdidas y factores de penalización para entrar en el problema con pérdidas. Al resolver la parte sin pérdidas utilizando iteraciones lineales disminuye el tiempo de simulación, ya que la resolución del *Branch and Cut* es la que más tarda dada la naturaleza exploratoria del algoritmo. En cuanto a la forma en que se resuelve el problema sin pérdidas, en la figura 3.10 se presenta algoritmo utilizado:

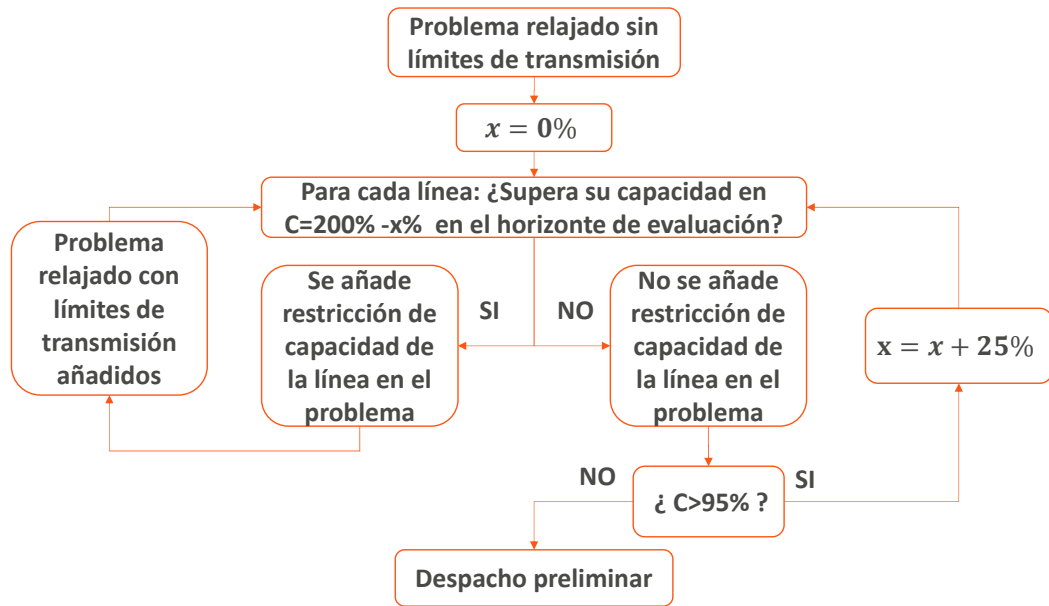


Figura 3.10: Algoritmo resolución problema sin pérdidas

En la figura 3.10 se observa el algoritmo con el que se resuelve el problema de programación de la operación sin pérdidas de transmisión. Se resuelve un problema relajado (restricciones de valores enteros se convierten a reales) y sin límites de transmisión, luego por cada línea, se analizan los flujos y se observa si superan la capacidad en un porcentaje $C = 200\%$. Si una línea supera la capacidad, se añade la restricción a esa línea y se vuelve a resolver el problema relajado con límites de transmisión solo en las líneas identificadas. Si no supera la capacidad, se disminuye el porcentaje C en un $x = 25\%$ y se vuelve a identificar las líneas que superan su capacidad en $C = (200 - 25)\%$. Esto se hace iterativamente hasta que se llegue a un porcentaje inferior a $C = 95\%$. Cuando ocurre esto, finalizan las iteraciones y se toma como despacho preliminar el resultado de la última iteración. A esa iteración se calculan los flujos de potencia para obtener las pérdidas por las líneas y luego los factores de penalización, para ser agregados al problema con pérdidas que se resuelve con la metodología descrita en el marco teórico.

De lo mencionado anteriormente, la simplificación se puede resumir en evitar realizar un *Branch and Cut* en el problema sin pérdidas, resolviéndolo a base de iteraciones lineales. Esto impacta en el problema con pérdidas en la asignación de demanda y en el cálculo de los factores de penalización, ya que será una asignación distinta a la que se hubiese realizado en la metodología descrita en la figura 3.8.

3.4. Caso de estudio

En esta sección se entrega información respecto al problema de optimización de forma aproximada, se menciona la función objetivo y las restricciones asociadas al problema, y una visualización global de algunas de las entradas del modelo. Como caso de estudio, se utilizó la base de datos privada de la programación mensual de abril de 2024 de Generadora Metropolitana. Como antecedente, se menciona que las restricciones asociadas a servicios complementarios tales como control de frecuencia primario, secundario y terciario no fueron consideradas en el caso de estudio, debido a que aumentaban los tiempos de simulación significativamente al aumentar el horizonte de evaluación. Como fuentes para la representación de la función objetivo y restricciones del problema de optimización se utilizaron las referencias [28], [56], [57] y [58].

3.4.1. Función objetivo

La función objetivo consiste en una expresión matemática que determina cuánto cuesta producir energía en un horizonte de tiempo. Esta expresión considera los costos variables de producción, el encendido y apagado de máquinas, además considera el valor del agua embalsada. A continuación, se mostrará la formulación, cabe destacar que se llamarán “variable” a los valores que son decisiones de la optimización, mientras que se les llamará “parámetros” a valores que sean datos de entrada al modelo de optimización.

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{g \in G} \left[CV_{t,g} \cdot P_{t,g} + C_g^{on} E_{t,g} + C_g^{off} A_{t,g} \right] + \sum_j FCF_j \quad (3.12)$$

Donde $CV_{t,i}$ es el parámetro de costos variables en USD/MWh del generador i en el tiempo t , $P_{t,i}$ es una variable de potencia en MW que inyecta el generador i en el tiempo t . C_g^{on} y C_g^{off} son los costos de encendido y apagado en USD del generador g , $E_{t,g}$ y $A_{t,g}$ son variables binarias de encendidos y apagados de la máquina g en el tiempo t y FCF_j es la función de costo futuro. Cabe destacar que se utilizaron los costos variables promedio por tecnología de la tabla 3.3:

Tabla 3.3: Costos variables promedio por tecnología

Categoría	Costo variable [USD/MWh]
Biogas	16.99
Biomasa	32.28
Carbón	60.19
Gas	87.07
Diésel	232.98

De la tabla 3.3 se observa que los costos variables menores son los de biogás y biomasa, aunque estos son los que tienen menor capacidad instalada. Se observa que el costo variable promedio del carbón es menor que el gas y el costo variable mayor es el de las centrales diésel.

3.4.2. Restricciones

Las restricciones en un problema de optimización son condiciones o limitaciones que el conjunto de soluciones posibles debe satisfacer.

Balance demanda

Restricción que asegura que la demanda sea satisfecha en todo el horizonte de la operación.

$$\sum_{g \in G} P_{t,g} = \sum_{n \in N} D_{t,n} + Loss_{t,n} \quad \forall t \in T \quad (3.13)$$

Donde D_t es la demanda total en el tiempo t , $Loss_t$ son las pérdidas totales de las líneas en el tiempo t . En la figura 3.11 se observa la demanda total promedio horaria mensual utilizada.

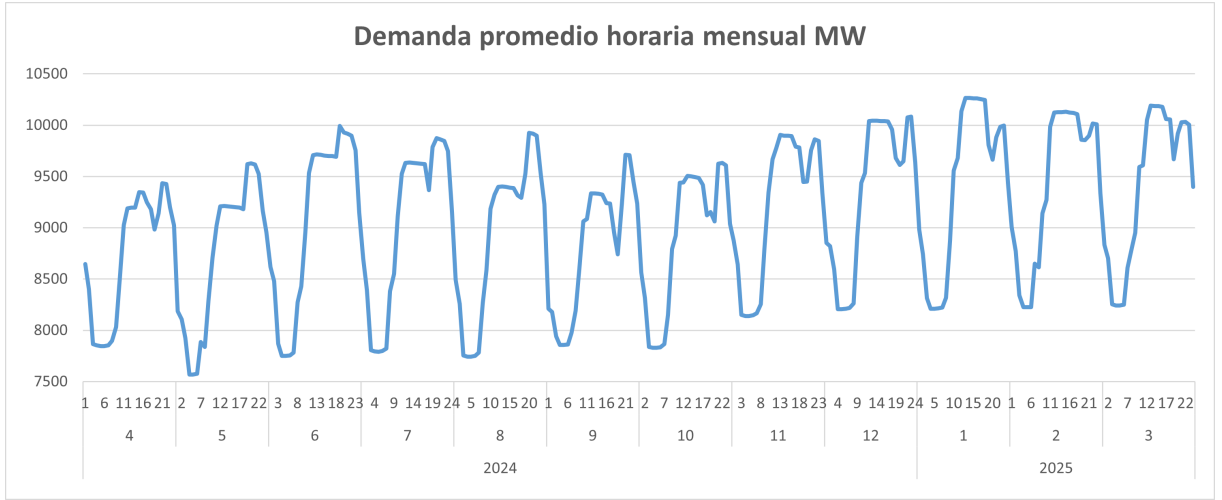


Figura 3.11: Demanda promedio horaria mensual en [MW]

Flujo por líneas

Es la restricción que modela los flujos de potencia por las líneas.

$$f_{t,l} = \sum_{n \in ND} \left(PTDF_{n,l} \cdot \sum_{g \in G_n} (P_{t,g} - LPD_{t,n} \cdot D_t) \right) \quad (3.14)$$

Donde $f_{t,l}$ es el flujo de la línea l en el tiempo t , $PTDF_{n,l}$ son los *Power Transfer Distribution Factor* (que se obtienen de los elementos de la matriz de admitancia) y $LPD_{t,n}$ es el factor de participación de la barra n en el tiempo t con respecto a la demanda total D_t . Luego, la restricción que modela los límites de la capacidad de las líneas es la siguiente:

$$f_l^{Min} \leq f_{t,l} \leq f_l^{Max} \quad (3.15)$$

Donde f_l^{Max} y f_l^{Min} es el flujo máximo y mínimo respectivo de la línea l .

Estado del generador

Restricción binaria que modela el estado del generador, garantizando la coherencia de los encendidos y apagados de las máquinas.

$$X_{t,g} = X_{t-1,g} + E_{t,g} - A_{t,g} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.16)$$

Donde $X_{t,g}$ es la variable binaria del estado del generador g en el tiempo t . $E_{t,g}$ es la variable binaria de los encendidos del generador g en el tiempo t . $A_{t,g}$ es la variable binaria de los apagados del generador g en el tiempo t

Mínimos y máximos técnicos

Esta restricción asegura que cuando una unidad esté encendida, se encuentre generando entre su mínimo técnico y plena carga.

$$P_g^{min} \cdot X_{t,g} \leq P_{t,g} \leq P_g^{max} \cdot X_{t,g} \quad \forall t \in T, \forall g \in G \quad (3.17)$$

Donde P_g^{min} y P_g^{max} es la potencia del mínimo técnico y plena carga de la unidad g .

Tiempos de encendido y apagados

Son las restricciones asociadas a que en el momento en que se enciende o apague una unidad de generación, se respete los tiempos de encendidos y apagados de la unidad.

$$\sum_{k=t-T_g^{up}}^t E_{k,g} \leq X_{t,g} \quad \forall t \in [1 + T_g^{up}, \dots, T], \forall g \in G \quad (3.18)$$

$$\sum_{k=t-T_g^{dn}}^t A_{k,g} \leq 1 - X_{t,g} \quad \forall t \in [1 + T_g^{dn}, \dots, T], \forall g \in G \quad (3.19)$$

Ambas ecuaciones implican que desde el momento que se enciende/apaga, se debe esperar un mínimo de tiempo para volver a apagarse/encenderse.

Rampas de subida y bajada

Son las restricciones de variación de la generación por hora de un generador. Estas restricciones implican que un generador no puede subir o bajar su generación sobre una cantidad de potencia.

$$-\Delta P_g^{down} \leq P_{t+1,g} - P_{t,g} \leq \Delta P_g^{up} \quad (3.20)$$

Donde P_g^{up} y P_g^{down} son las potencias máximas de subida y bajada de la unidad g .

Generación centrales renovables

Son las restricciones asociadas a la generación de energías renovables (solares y eólicas), que su generación depende la cantidad disponible del recurso horariamente y pueden verter su energía:

$$P_{t,g} + vert_{t,g} = P_g^{max} \cdot fp_{t,g}^e \quad \forall g \in G^{Renovables}, \forall t \in T \quad (3.21)$$

Donde $fp_{t,g}^e$ es el factor de planta de la central renovable g en el tiempo t y escenario e , y $vert_{t,g}$ es el vertimiento de la central renovable g en el tiempo t . Cabe destacar que solo las centrales eólicas tienen distintos escenarios.

Baterías

Son las restricciones asociadas a la operación de baterías:

$$SoC_{t,g} = SoC_{t-1,g} - \frac{d_{t,g}}{\eta_g^d} + c_{t,g}\eta_g^c \quad (3.22)$$

$$0 \leq d_{t,g} \leq SoC_{t-1}/H_g \quad (3.23)$$

$$0 \leq c_{t,g} \leq SoC_{t-1}/H_g \quad (3.24)$$

$$d_{t,g} \geq 1 - v_{t,g}, \quad c_{t,g} \geq v_{t,g} \quad (3.25)$$

Donde $SoC_{t,g}$ es la energía almacenada de la batería, $c_{t,g}$ y $d_{t,g}$ son la carga y descarga de la batería respectivamente, η_g^c y η_g^d son los rendimientos de carga y descarga de la batería respectivamente y $v_{t,g}$ es la variable binaria que limita que la batería pueda solo cargar o descargar en un tiempo t .

Sistemas hidrológicos

Son las restricciones asociadas a los sistemas hidrológicos, donde se observa que los embalses funcionan como una especie de “batería” que almacena y administra el agua embalsada. La ecuación de inventario del embalse se define como:

$$V_{t+1,i} = V_{t,i} + \sum_{s \in S_i} V_{t,s}^{afl} - V_{t,i}^{vert} - \sum_{g \in G_H} \eta_g P_{t,g} \quad (3.26)$$

Donde $V_{t,i}$ es el volumen del embalse i en el tiempo t , $V_{t,s}^{afl}$ es el volumen afluente de las respectivas cuencas conectadas al embalse i , $V_{t,i}^{vert}$ es el volumen vertido del embalse i en el tiempo t , $P_{t,g}$ es la potencia generada por la central g perteneciente al embalse i en el tiempo t y η_g es el rendimiento de la central g . Luego, el embalse debe respetar los volúmenes máximos y mínimos:

$$V_{t,i}^{min} \leq V_{t,i} \leq V_{t,i}^{max} \quad (3.27)$$

Función de costo futuro

Es la restricción que valoriza el agua embalsada pensando en la operación futura, esta restricción evita que el agua sea vaciada en el corto plazo

$$FCF_{t,i} \geq \Phi_{t,i} + \sum_{e \in Emb} \alpha_{t,i,e} Vol_{t,e} \quad (3.28)$$

Donde $FCF_{t,i}$ es la función de costo futuro, $\Phi_{t,i}$ es el coeficiente térmico en el tiempo t del hiperplano i , $\alpha_{t,i,e}$ es el valor del agua del hiperplano i en la etapa t del embalse e , $Vol_{t,e}$ es el volumen en CMD del embalse e en el tiempo t . Para esta simulación, se utilizó la función de costo futuro asociada a la probabilidad de excedencia de un 75 %, la cual proviene de la base privada de la programación mensual de abril de Generadora Metropolitana.

Reservas combustibles

Esta restricción proviene de que el recurso del gas es limitado, ya que existe una cantidad máxima de gas que se puede regasificar por día.

$$F_{t,g}^z = \text{HeatRate}_{g,z} \cdot P_{t,g} \quad \forall z \in Z_i \quad (3.29)$$

$$\sum_{t \in T_d} \sum_{g \in G} F_{t,g}^z \leq \overline{F}_d^z \quad (3.30)$$

Donde Z_i es el conjunto de combustibles de la unidad g , $\text{HeatRate}_{g,z}$ es la tasa del combustible z de la unidad g , $F_{t,g}^z$ es la cantidad del combustible z utilizado por la unidad g en el tiempo t y \overline{F}_d^z es el consumo máximo diario del combustible z .

Inercia

Atributo de generadores con masa rotatoria (generadores convencionales) que permite absorber las desviaciones de frecuencia de la red (producto de fallas). Esta restricción consiste en que se debe satisfacer el mínimo de inercia requerida del sistema eléctrico completo y en particular, de la región del norte de Chile.

- Cálculo de inercia en la región del norte

$$\text{Inercia}_t^{RN} = \sum_{g \in G_{RN}} \varphi_{t,g} X_{t,g} \quad (3.31)$$

- Cálculo de inercia en el SEN

$$\text{Inercia}_t^{SEN} = \sum_{g \in G_{SEN}} \varphi_{t,g} X_{t,g} \quad (3.32)$$

Donde $\varphi_{t,g}$ es la cantidad de inercia que administra la unidad g en el tiempo t . El sistema eléctrico requiere un mínimo de inercia para la seguridad de la operación, por lo que se satisface:

$$\text{Inercia}_t^{RN} \geq \underline{\text{Inercia}_t^{RN}} \quad (3.33)$$

$$\text{Inercia}_t^{SEN} \geq \underline{\text{Inercia}_t^{SEN}} \quad (3.34)$$

Donde $\underline{\text{Inercia}_t^{RN}}$ y $\underline{\text{Inercia}_t^{SEN}}$ son el requerimiento mínimo de inercia horario de la región norte y del Sistema Eléctrico Nacional respectivamente.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

En esta sección, se muestran los resultados de la creación de escenarios eólicos, validando los escenarios eólicos generados con la generación eólica real, para luego clasificar y filtrar los escenarios mediante la probabilidad de excedencia. Luego se simula la operación del sistema eléctrico con el objetivo de verificar la validez de la reducción del modelo de programación de la operación. Posteriormente, se realizan pruebas de simulaciones utilizando factor de planta promedio horario mensual versus uno horario, donde se observan variaciones en la operación. Finalmente se simulan los escenarios eólicos elegidos (en base a la probabilidad de excedencia) con factor de planta eólico horario, donde se observan variaciones en la operación.

4.1. Resultados generación de escenarios eólicos

Se realizaron 1.000 muestras de escenarios eólicos, donde cada muestra tiene la generación horaria de las 55 centrales durante el horizonte de operación. A continuación, se realiza una comparación entre los escenarios eólicos generados mediante la metodología propuesta, los cuales son contrastados con la generación eólica real que publica el Coordinador [6]. En la figura 4.1.a se muestra el “diagrama de caja” de los escenarios de generación eólica de todas las centrales en todo el horizonte, que se obtuvieron con la metodología propuesta 3.2. Mientras que la figura 4.1.b se muestra el diagrama de caja de la generación eólica real (considerando vertimientos y filtrados los periodos indisponibles) de las centrales modeladas con datos de operación desde 2020 en adelante.

En el diagrama de cajas se observan los siguientes componentes:

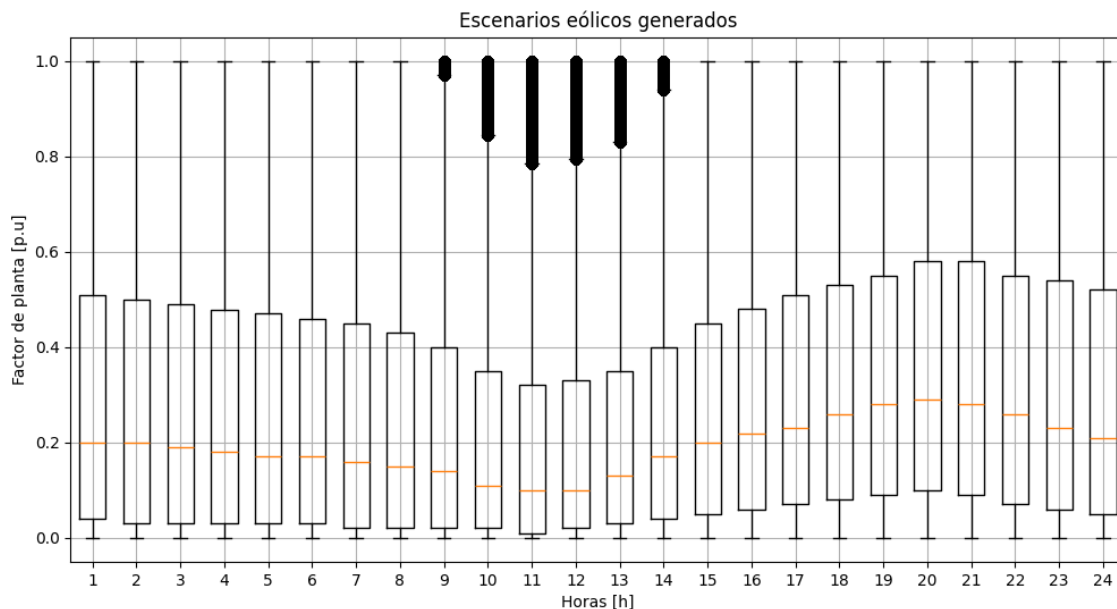
- **Caja:** La caja principal muestra el rango intercuartílico (IQR), que es la distancia entre el percentil 25 y percentil 75.
- **Bigotes:** Son la línea inferior y superior que se extienden fuera de la caja. Los límites se calculan como:

$$Lim_{inf} = P25 - 1.5 \cdot IQR \quad (4.1)$$

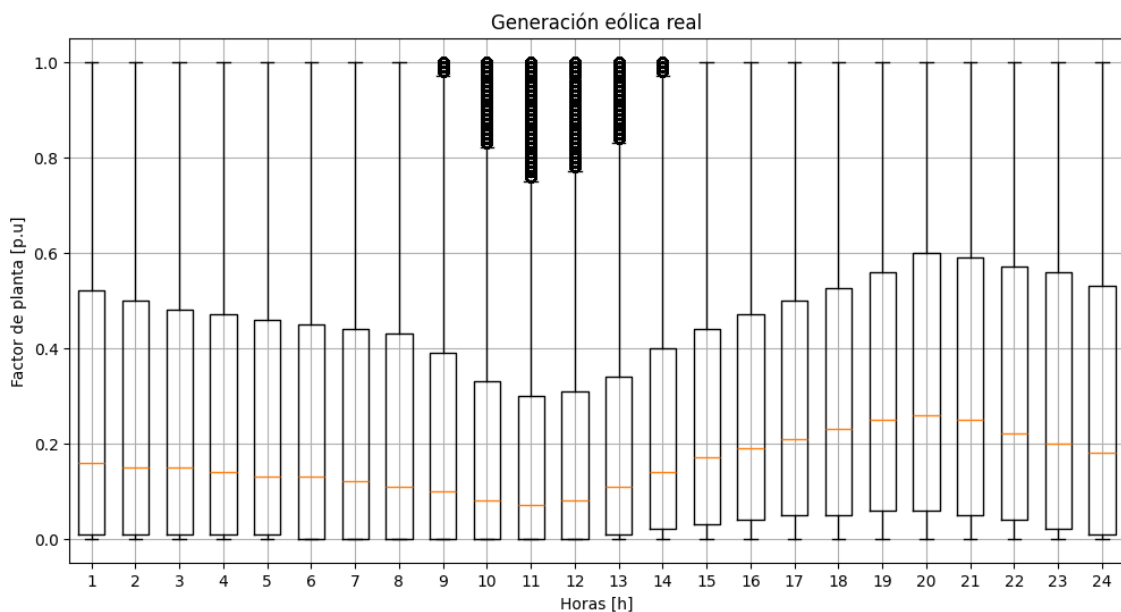
$$Lim_{sup} = P75 + 1.5 \cdot IQR \quad (4.2)$$

- **Valores atípicos:** Son los puntos fuera de los bigotes, que son considerados valores atípicos, por estar más lejos dentro de un rango razonable.
- **Mediana:** La línea horizontal en amarillo, que representa el percentil 50.

Todo lo mencionado anteriormente se utiliza para explicar el diagrama de cajas de la figura 4.1 de las siguientes figuras:



(a) Perfiles generados.



(b) Perfiles reales.

Figura 4.1: Diagramas de cajas de los perfiles eólicos.

En la figura 4.1.a se observa el gráfico de cajas de los perfiles eólicos generados considerando todas las centrales modeladas, mientras que en la figura 4.1.b los perfiles eólicos de la generación real de todas las centrales modeladas. Se observa que los perfiles eólicos generados tienen una distribución horaria muy similar, donde la mayor diferencia se observa en el ancho del rango intercuartílico, donde en algunas horas se tiene mayor rango por parte de los perfiles generados, debido a que la metodología favorece la transición a los estados más probables considerando los pronósticos, por lo que estos pueden generar estas diferencias.

Posteriormente para cada muestra se calcula la energía total disponible a cada muestra multiplicando y sumando horariamente el factor de planta por la potencia máxima por cada central. En la figura 4.2 se observa la distribución de energía obtenida:

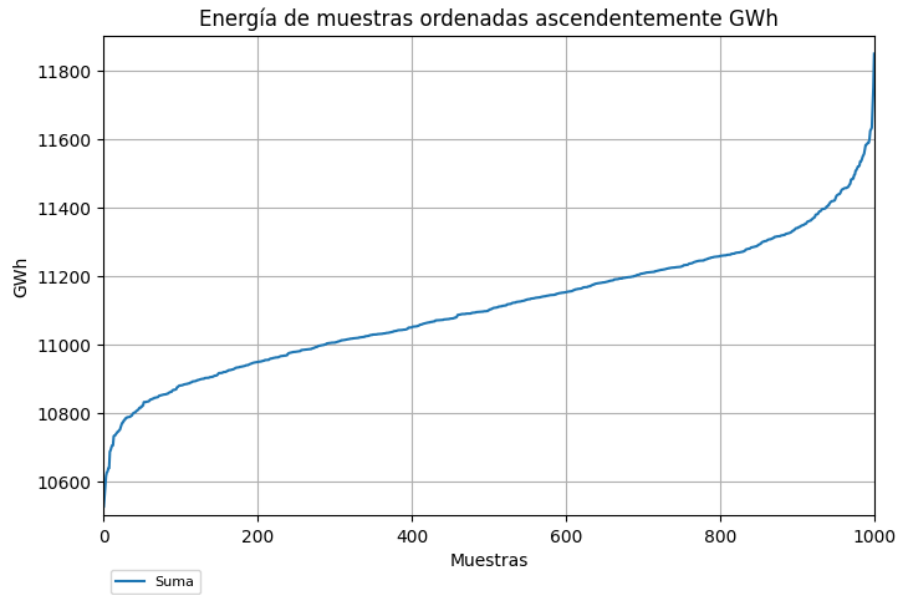
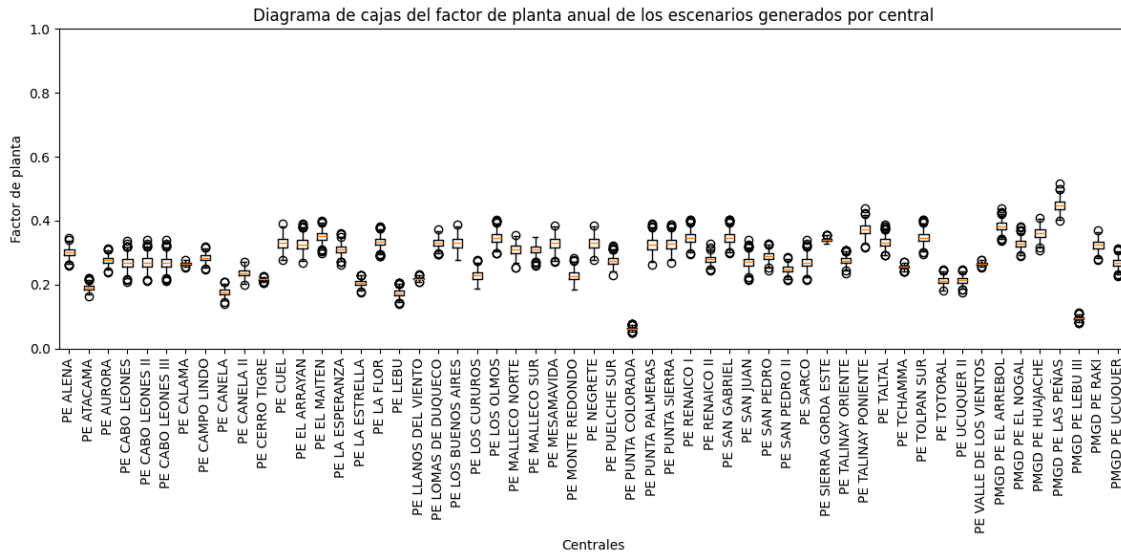
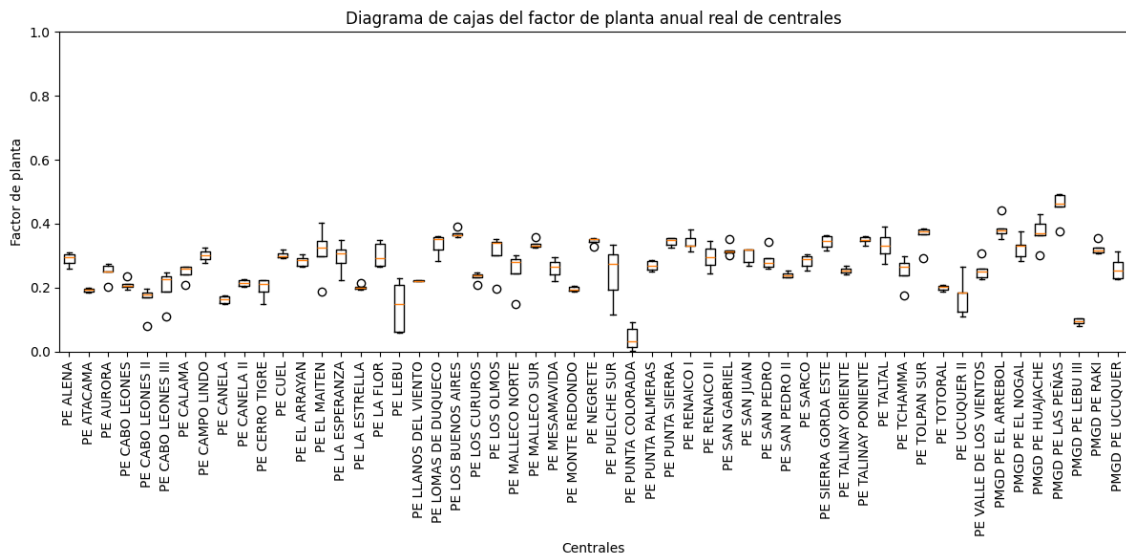


Figura 4.2: Energía de muestras ordenadas ascendentemente en GWh

En la figura 4.2 se observa que las muestras se encuentran entre 10.500 y 11.800 GWh, teniendo una diferencia de 1.322 GWh entre el máximo y el mínimo. Se observa que la zona entre las muestras 200 y 800 se tiene un crecimiento lineal, mientras que las zonas extremas se observan desviaciones más abruptas, donde la diferencia porcentual es del 11 % entre el máximo y mínimo. Si se lleva a factores de planta promedio de todos los escenarios, se tiene que la variación porcentual es del 9 % entre el escenario con máximo factor de planta y mínimo, y una variación del 4,5 % entre el promedio y el máximo. Lo mencionado anterior se condice con casos como los de EE.UU que el factor de planta promedio anual tiene una desviación estándar del 5 % entre 2009 y 2020 [59]. Con respecto a la variación del factor de planta anual de las centrales eólicas modeladas, en las figuras 4.3 se observa una comparación del factor de planta anual por central obtenido por la metodología versus el real por central.



(a) Factor planta anual de escenarios eólicos generados de centrales.



(b) Factor planta anual real de centrales.

Figura 4.3: Diagramas de cajas de los factores de planta anuales

En las figuras 4.3.a y 4.3.b se observa el gráfico de cajas del factor de planta anual de cada central modelada, donde el primero son con los escenarios eólicos generados (los 1.000 escenarios generados por central), mientras que el segundo son con datos de generación real considerando la generación desde el 2020 en adelante (Donde el mínimo de datos de operación es de 1 año y máximo 4, creando el gráfico con un máximo de 4 datos según la fecha de puesta en servicio de la central). De los datos figura 4.3.b se obtuvo una desviación estándar promedio de cada central del 3,21%, mientras que en la figura 4.3.a se obtuvo una 1,3%. También se observa de la figura 4.3.a que el rango intercuartílico está notoriamente más concentrado en valores cercanos a la media si se compara con los de la figura 4.3.b, pero de igual forma se obtienen valores atípicos que dan la variabilidad del factor de planta anual. La razón por la que el factor de planta anual esté tan concentrado alrededor de la media es debido a que la metodología de caracterización de transiciones tiende a tomar el valor más probable por transición, por lo que gran parte de los escenarios se concentran en torno a la media.

Posteriormente, los escenarios de generación eólica son transformados son clasificados según su probabilidad de excedencia, obteniendo la curva que se observa a continuación en la figura 4.4.

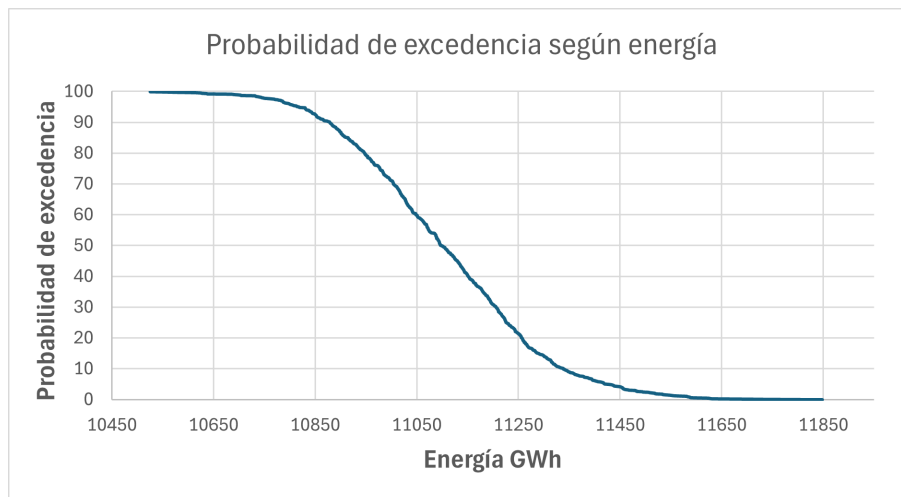


Figura 4.4: Probabilidad de excedencia según la cantidad de energía

En la figura 4.4 se observa el mismo comportamiento visto en la figura 4.2, donde las probabilidades de excedencia cercanas a los extremos tienen menor ocurrencia. Las muestras seleccionadas fueron las probabilidades de excedencia de 0, 25, 50, 75 y 100, que tienen la siguiente energía anual por muestra:

Muestra	Suma [GWh]	Probabilidad de excedencia
77	10.525,59	100
872	10.977,29	75
248	11.098,99	50
915	11.226,43	25
221	11.847,81	0

Si bien se tomaron 3 probabilidades de excedencia en la zona lineal (P25, P50 y P75), el resto son casos bastante extremos, estos fueron elegidos debido a que se quería ver el efecto de estos casos en la operación.

4.2. Resultados análisis 1: Simplificación

El primer análisis consiste en ver los resultados de la simplificación propuesta, para ello se simularon dos casos: El caso sin simplificación (utilizando la metodología del Coordinador) y uno con la simplificación propuesta en la metodología. Todas las simulaciones se realizaron considerando los siguientes parámetros iniciales:

Tabla 4.1: Parámetros de simulación: Comparación caso base con simplificación

Parámetro	Ambos modelos
<i>Relative Gap</i>	0,001 %
<i>Absolute Gap</i>	200.000 [USD]
<i>Time Limit</i>	-

Respecto a los parámetros para la simulación de ambos modelos de la tabla 4.1, se usaron *relative gap* y *absolute gap* predefinidos de los estudios de la programación mensual del Coordinador [12]. El *time limit* utilizado fue ilimitado, para que ningún problema terminara por límite de tiempo, ya que, cuando un problema finaliza por *time limit*, la comparación puede verse afectada ya que toma una solución subóptima en los anteriores pasos.

Tabla 4.2: Resultados simulación: Comparación caso base con simplificación

Parámetros	Sin simplificación	Con simplificación
Tiempo	23:23:36	6:50:24
Función objetivo	1,0879E+11	1,0888E+11
Costo marginal promedio	48,3	47,94
<i>Absolute Gap</i>	7,18E+06	7,18E+06
<i>Relative Gap</i>	0,066 %	0,007 %
Cantidad MILP resueltos	108	54

En la tabla 4.2 se observan los resultados globales de la simulación. Se observa una disminución notoria del tiempo de simulación, siendo más de 16 horas y media de diferencia. Esto se debe principalmente a que en el caso base se resuelven 108 problemas MILP, mientras que con la simplificación se resuelven solo 54. Se considera la naturaleza heurística a la hora de encontrar los valores enteros óptimos en los problemas MILP, disminuir la cantidad de problemas explica la notoria disminución del tiempo. Respecto a la función objetivo, *relative gap* y *absolute gap*, se tienen resultados muy similares, por lo que estas formulaciones se consideran bastante aproximadas en resultados.

En cuanto a las diferencias globales de generación por tecnología, se observan en la figura 4.5 a continuación:

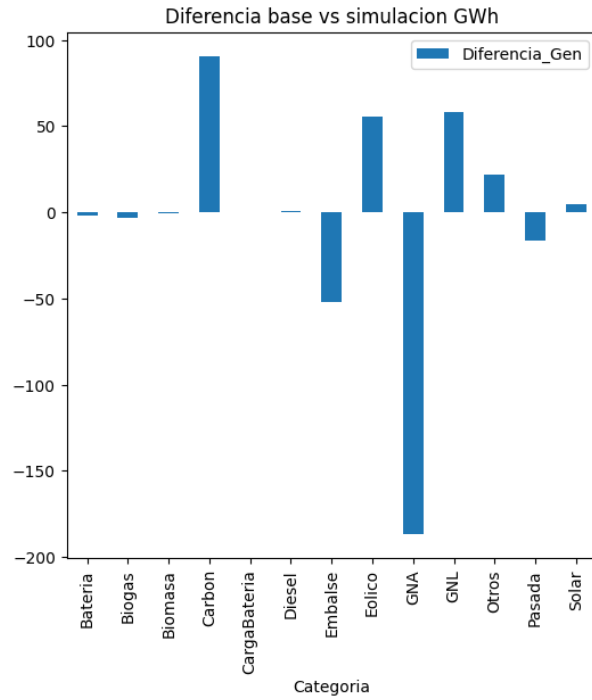
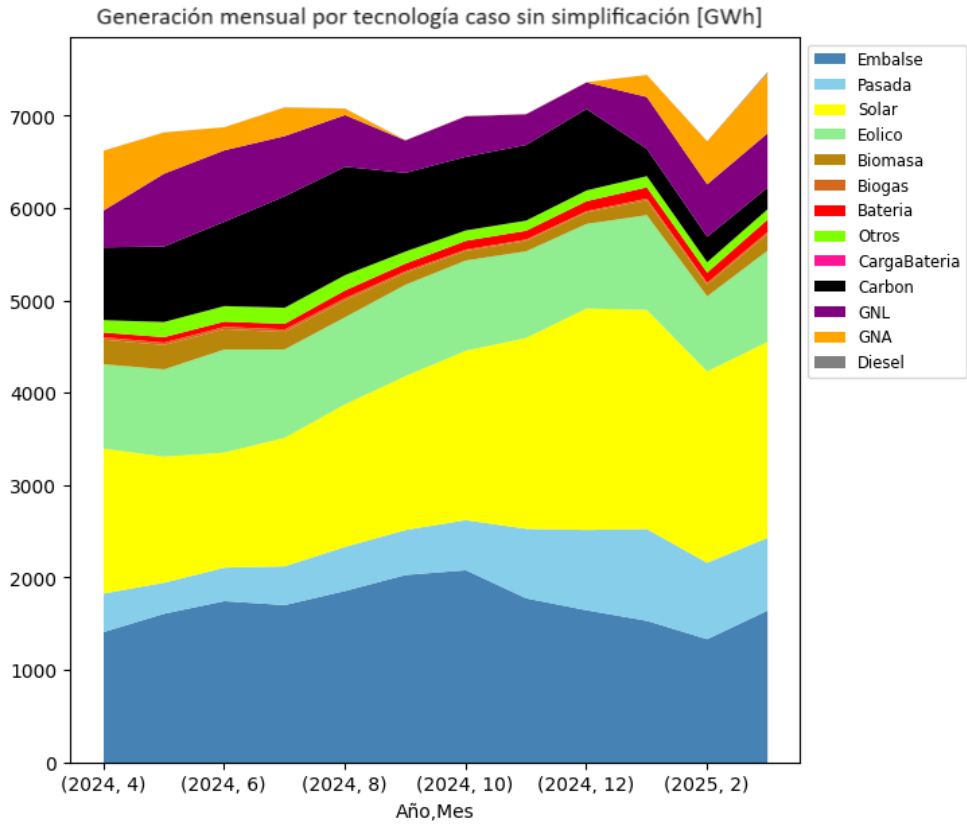
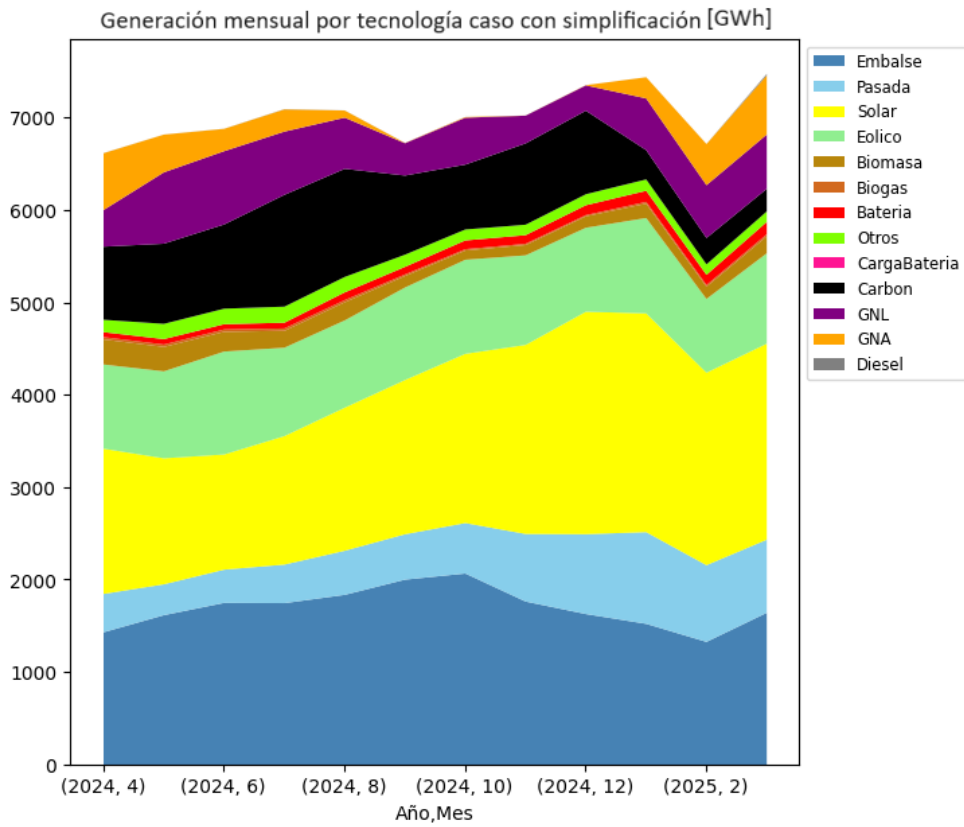


Figura 4.5: Diferencias de generación por tecnología

En la figura 4.5 se observa la diferencia de generación total por tecnología entre ambas simulaciones. Se observan diferencias totales menores a 200 GWh, lo cual son muy pequeñas considerando la magnitud de la generación total (84.301 GWh), lo cual representa un 0,21 %. Las principales diferencias se deben al efecto de los factores de penalización en la función objetivo. En cuanto a las diferencias mensuales de generación por tecnología, en la figura 4.6 se observan los resultados:



(a) Sin simplificación.

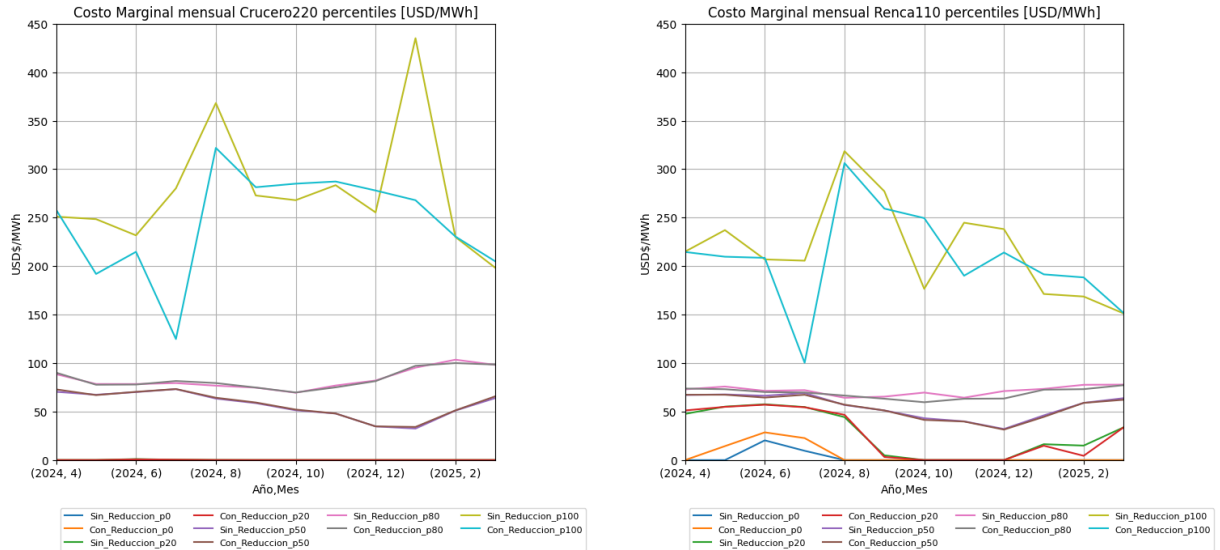


(b) Con simplificación.

Figura 4.6: Variación Generación mensual.

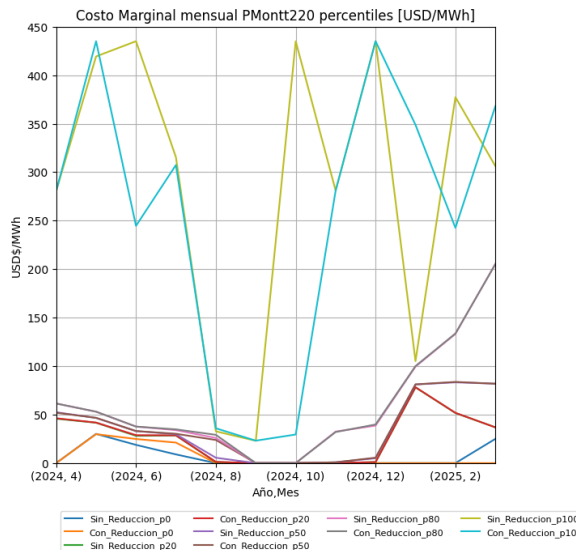
En las figuras 4.6 se observa la generación mensual por tecnología para el caso sin y con simplificación. Se puede notar que el caso sin simplificación de la figura 4.6.a tiene una generación casi idéntica mensualmente a la del caso con simplificación de la figura 4.6.b. Al revisar en detalle los resultados, se observan leves diferencias en algunos meses con el uso del gas y el carbón, pero en general se observa que cada tecnología genera casi la misma cantidad de energía de forma mensual, teniendo una variación porcentual promedio del 2,9 % considerando todas las tecnologías.

En cuanto a los costos marginales, en las figuras 4.7 y 4.8 se observan los costos marginales de algunas barras en percentiles y promedios respectivamente:



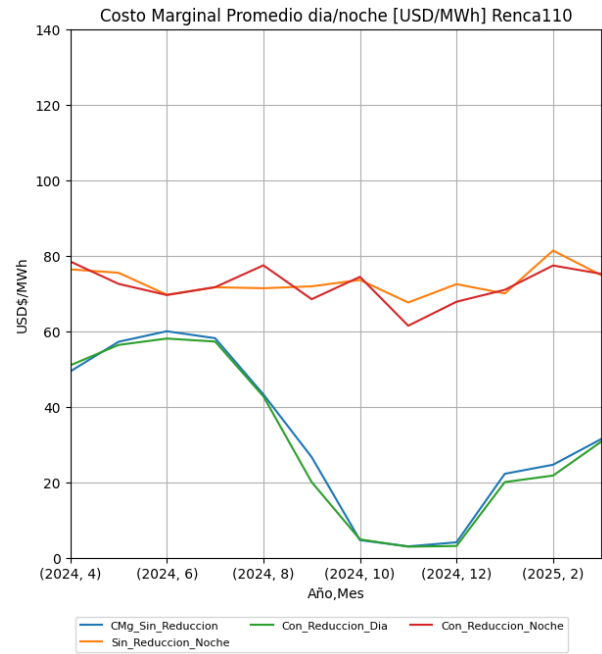
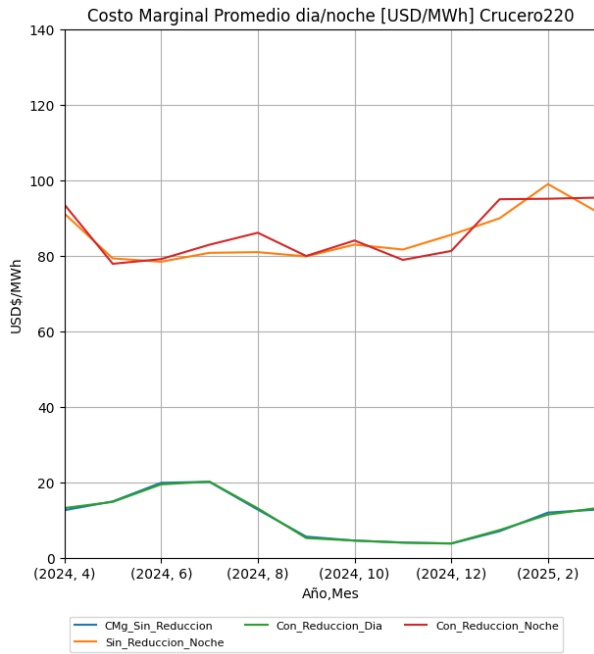
(a) Costos marginales mensuales: Percentiles bases y de simplificación de la barra Crucero220.

(b) Costos marginales mensuales: Percentiles bases y de simplificación de la barra Renca110.



(c) Costos marginales mensuales: Percentiles bases y de simplificación de la barra PMontt220.

Figura 4.7: Comparación costos marginales: Percentiles por barra



(a) Costos marginales promedio día/noche: Bases y de simplificación de la barra Crucero220.

(b) Costos marginales promedio día/noche: Bases y de simplificación de la barra Renca110



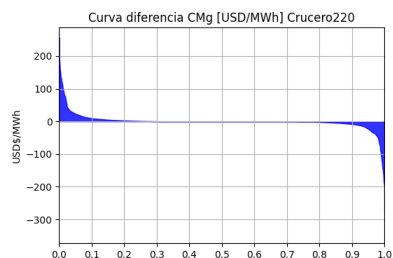
(c) Costos marginales promedio día/noche: Bases y de simplificación de la barra PMontt220.

Figura 4.8: Comparación costos marginales: Promedio día/noche por barra

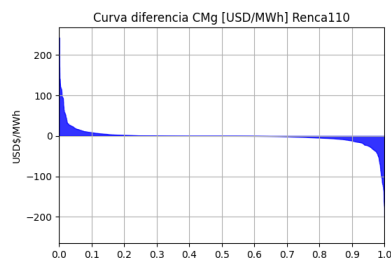
En las figuras 4.7.a 4.7.b y 4.7.c se muestran gráficos de percentiles mensuales de los costos marginales para las probabilidades de excedencia 0, 20, 50, 80 y 100 del caso base y la simplificación para las barras Crucero220, Renca110 y PMontt220 respectivamente. Estas barras fueron utilizadas ya que representan 3 zonas del sistema eléctrico para efectos de este trabajo: Crucero220 representa la zona norte, Renca110 la zona centro y PMontt220 la zona sur. Para los percentiles 0, 20, 50 y 80 se observan pequeñas diferencias en la zona centro so-

lamente, sin embargo, para el percentil 100 se observan las diferencias más notorias del costo marginal. Las diferencias abruptas del percentil 100 son debido a que por cada optimización no necesariamente se tiene la misma unidad satisfaciendo la punta de la demanda del mes, y el percentil 100 tomaría la máquina más cara que esté operando en ese mes. Esto entrega una intuición de que la diferente manera de calcular los factores de penalización y asignar las pérdidas afecta en las demandas puntas en que unidades abastecen la demanda. De todas formas, en los casos de costo marginal cercano a 450 USD/MWh indica costo de falla, lo que quiere decir que en algunos momentos la optimización consideró que era más económico no abastecer la demanda que prender una unidad más cara.

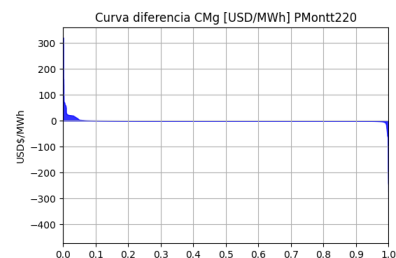
Posteriormente en las figuras 4.8.a 4.8.b y 4.8.c se observan los costos marginales promedio del día y noche (considerando día de la hora 8-19 y noche de la hora 20-7). En el día se observan diferencias muy leves en las 3 zonas, mientras que en la noche se observan mayores diferencias en Crucero220 y Renca110. Esto se explica de la misma forma que en el caso del percentil 100, donde la simplificación afecta a la función objetivo. Como se tiene un *absolute gap* de 200.000 USD, los cambios en los factores de penalización pueden cambiar lo suficiente para que sea más económico tener prendida una unidad a mínimo técnico, que apagarla totalmente, estas diferencias son algunas que pueden afectar el costo marginal. A continuación, en las figuras 4.9 se observan las diferencias horarias y relativas porcentuales de las 3 zonas ordenadas de forma descendente:



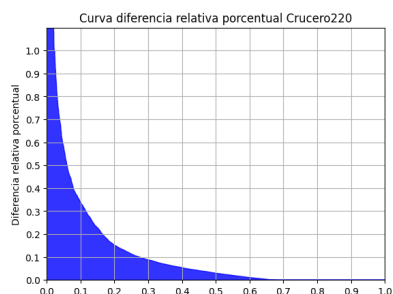
(a) Zona norte: Diferencia horaria costo marginal base con simplificación en orden descendente



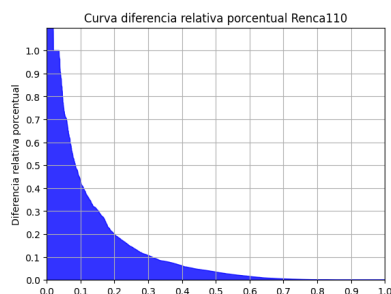
(b) Zona centro: Diferencia horaria costo marginal base con simplificación en orden descendente



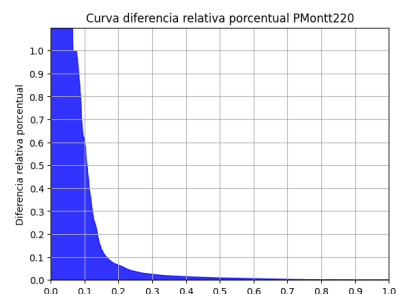
(c) Zona sur: Diferencia horaria costo marginal base con simplificación en orden descendente



(d) Zona norte: Error relativo horario base con simplificación en orden descendente



(e) Zona centro: Error relativo horario base con simplificación en orden descendente



(f) Zona sur: Error relativo horario base con simplificación en orden descendente

Figura 4.9: Diferencias horarias y porcentuales en orden descendente por barra

En las figuras 4.9.a, 4.9.b y 4.9.c se observan las diferencias horarias (en el gráfico con las horas normalizadas) en orden descendente de las zonas norte, centro y sur. La cual se

calculó como:

$$DifHoraria_{t,i} = CMg_{t,i}^{Sin Simplificacin} - CMg_{t,i}^{Con Simplificacion} \quad (4.3)$$

Se aprecia claramente diferencias en los extremos inferiores a 330 USD/MWh , las cuales son muy pocas horas. Se observa también que el 60 % de las horas las diferencias son nulas, teniendo que el resto de horas, las diferencias pueden ser positivas y negativas casi en la misma proporción. Por otro lado, de las figuras 4.9.d, 4.9.e y 4.9.f se observan las diferencias porcentuales relativas horarias (con las horas normalizadas) en orden descendiente de las norte, centro y sur. Donde:

$$DifPorcentual_{t,i} = \left| \frac{CMg_{t,i}^{Base} - CMg_{t,i}^{Simplificacion}}{CMg_{t,i}^{Base}} \right| \quad (4.4)$$

En el caso de que $CMg_{t,i}^{Base} = 0$, fue reemplazado por un valor muy pequeño mayor que 0. De las figuras se puede notar que de las 80 % de las horas simuladas tienen error relativo menor a 14 %, 20 % y 7 % en las zonas norte, centro y sur respectivamente.

Los resultados anteriores indican que la simplificación propuesta es válida y eficiente. Al considerar que se disminuyeron en más del triple los tiempos de simulación y que en el 80 % de las horas simuladas, se tiene una diferencia relativa porcentual menor al 20 %.

4.3. Resultados análisis 2:

Tal como se planteó en la metodología, el análisis 2 consiste en ver las diferencias en la operación del sistema eléctrico si se consideran factores de planta promedios horarios mensuales (PHM), contra los horarios. Para medir esto, se utilizó la muestra con probabilidad de excedencia de 50, el cual se le calculó su promedio horario mensual por central. Dicho lo anterior, en las figuras 4.10 se observa la cantidad de energía disponible:

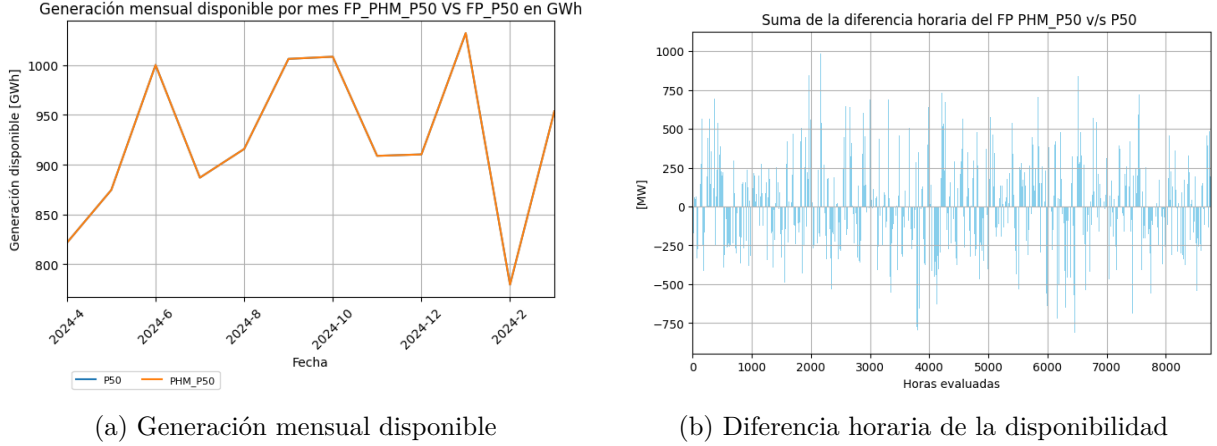


Figura 4.10: Diferencias entre la generación disponible

En la figura 4.10.a se observa la energía mensual disponible para el factor de planta promedio horario mensual del P50 y el P50 horario son la misma, donde la energía se calculó de la siguiente forma:

$$E_{Mes}^{PHM P50} = \sum_{t \in T^{Mes}} \sum_{i \in G^{EO}} Pdisp_i^{PHM P50}(t) \quad (4.5)$$

$$E_{Mes}^{P50} = \sum_{t \in T^{Mes}} \sum_{i \in G^{EO}} Pdisp_i^{P50}(t) \quad (4.6)$$

Donde $Pdisp_i^{PHM P50}(t)$ es la potencia disponible en la hora t de la central i cuando se el factor de planta promedio horario mensual del *sample* con probabilidad de excedencia 50. Análogamente $Pdisp_i^{P50}(t)$ es lo mismo que la definición anterior, pero utilizando el factor de planta horario de la probabilidad de excedencia 50. Es importante destacar que si bien la energía disponible mensual es la misma para ambos factores de planta, se tiene que horariamente no tienen la misma energía disponible. Esto se observa en la figura 4.10.b, la cual fue calculada con la siguiente ecuación:

$$Dif^{Total}(t) = \sum_{i \in G^{EO}} Pdisp_i^{PHM P50}(t) - Pdisp_i^{P50}(t) \quad \forall t \in T \quad (4.7)$$

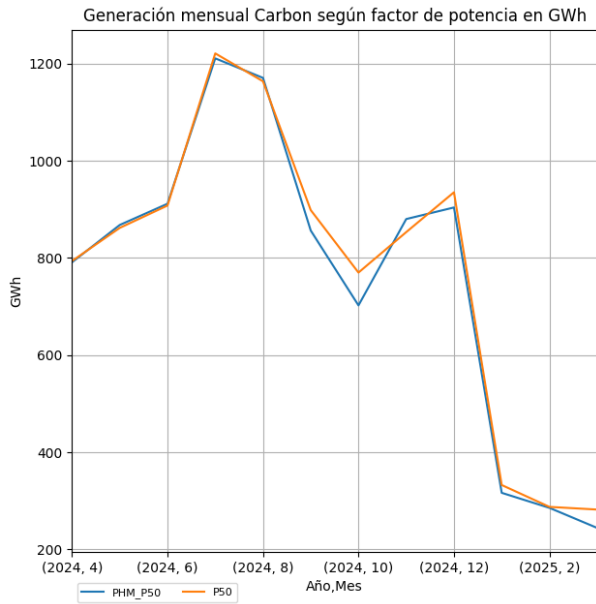
Al tener diferente energía disponible horariamente se esperan tener diferencias en la operación del sistema eléctrico.

Tabla 4.3: Resultados del análisis 2

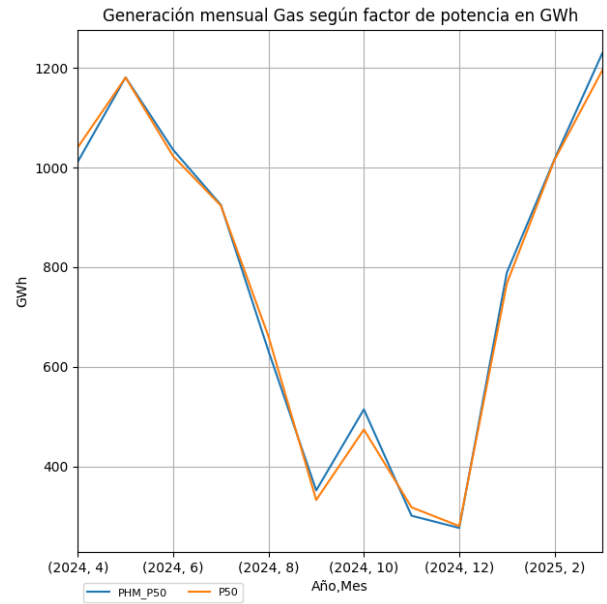
Parámetros	PHM_P50	P50
Tiempo	6:50:24	13:15:02
Función objetivo	1,0888E+11	1,0874E+11
Costo marginal promedio	47,94	49,01
<i>Absolute Gap</i>	7,18E+06	6,68E+06
<i>Relative Gap</i>	0,0066 %	0,0061 %

En la tabla 4.3 se observan los resultados globales de la simulación, donde lo más notorio es que aumentan los tiempos de simulación cuando en la generación eólica se consideran factores de planta horarios. Esto es debido a que al utilizar factores de planta promedios horarios mensuales, se suavizan las variaciones, y diariamente se tiene la misma disponibilidad. Mientras que con horarios mensuales cada día se tienen diferentes disponibilidades. Como cada problema se resuelve en pasos semanales, es más complejo resolver que máquina es óptima en cada momento cuando no se tiene la misma generación eólica disponible diariamente.

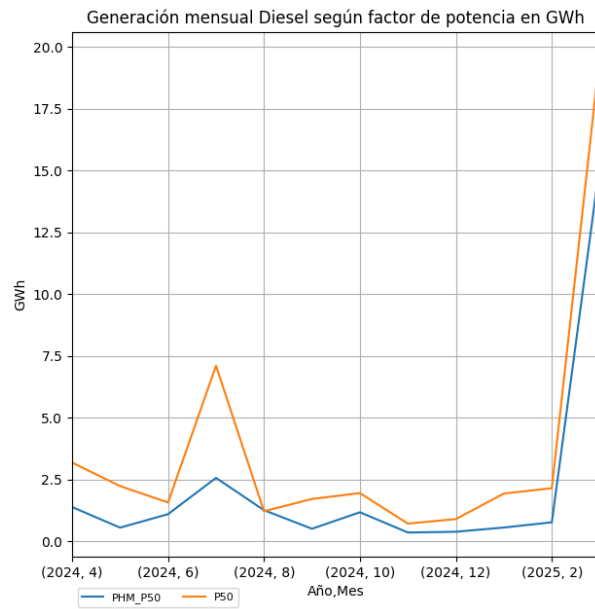
En las figuras 4.11 y 4.12 se observan las diferencias de generación (carbón, gas y diésel) globales, y por bloque (diurno y nocturno).



(a) Generación con carbón mensual.

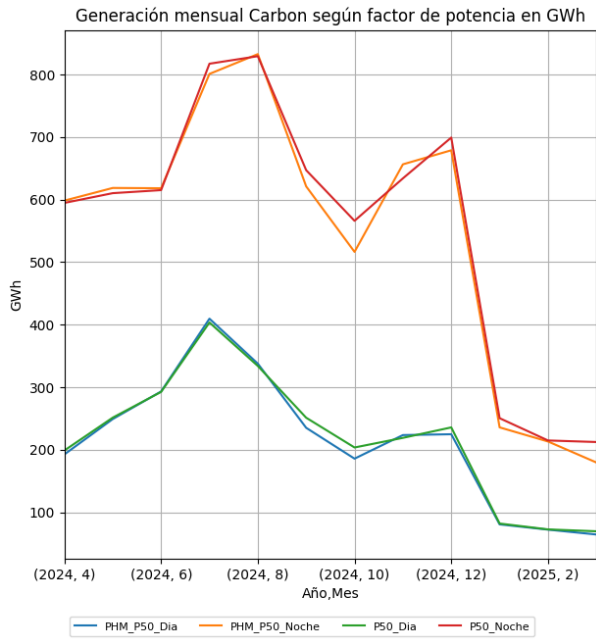


(b) Generación con gas mensual

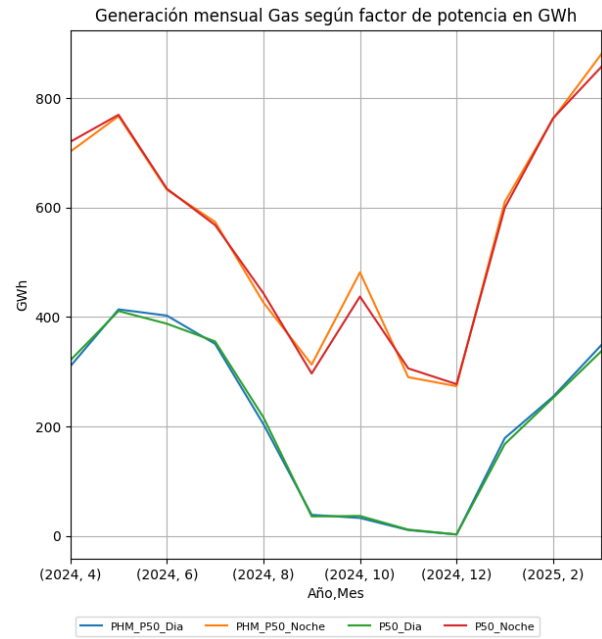


(c) Generación con diésel mensual

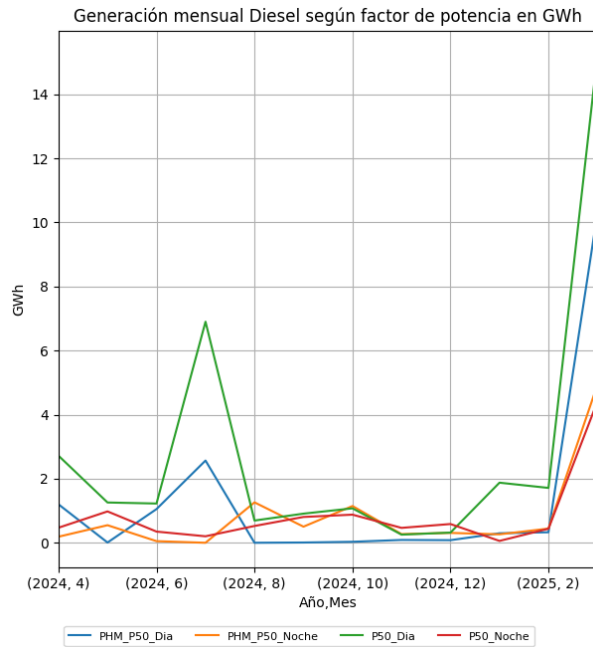
Figura 4.11: Generación mensual por tecnología



(a) Generación con carbón mensual por bloque



(b) Generación con gas mensual por bloque

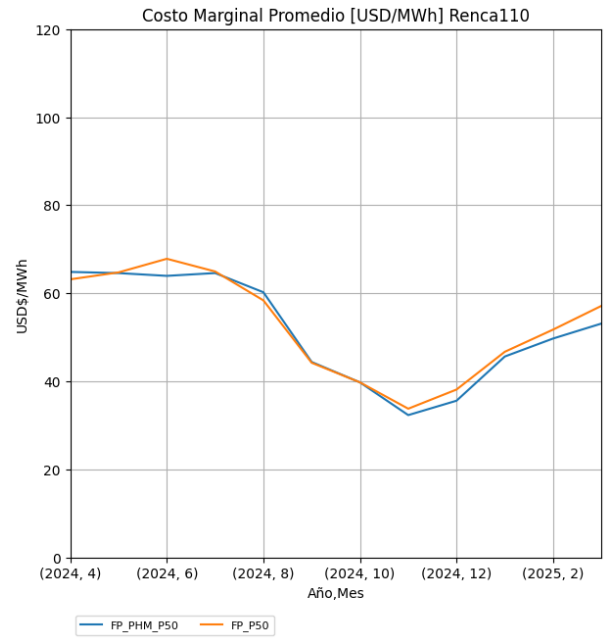
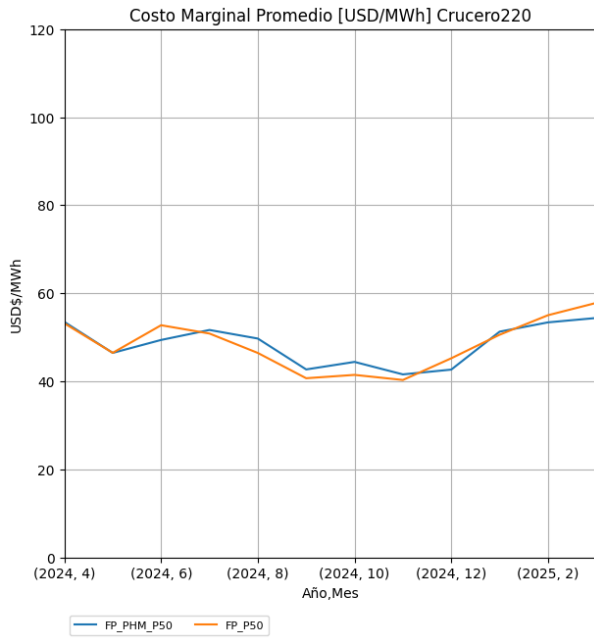


(c) Generación con diésel mensual por bloque

Figura 4.12: Generación mensual por bloque horario

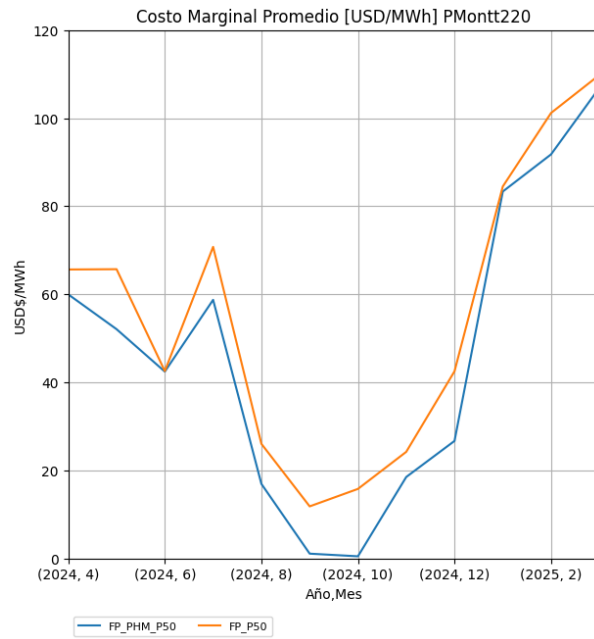
En las figuras 4.11 se observa la generación mensual del carbón, el gas y el diésel. En particular en las figuras 4.11.a y 4.11.b no se observan grandes variaciones entre la utilización de ambos tipos de factores de planta (considerando la cantidad de energía que están generando), sin embargo, en la generación diésel 4.11.c se observa claramente que utilizando factor de planta horario se obtiene mayor generación diésel. Este fenómeno se acrecienta en las horas de día, como se observa en la figura 4.12.c.

En las figuras 4.13 y 4.14 se observan las diferencias de generación del (carbón, gas y diésel) globales, y por bloque (diurno y nocturno).



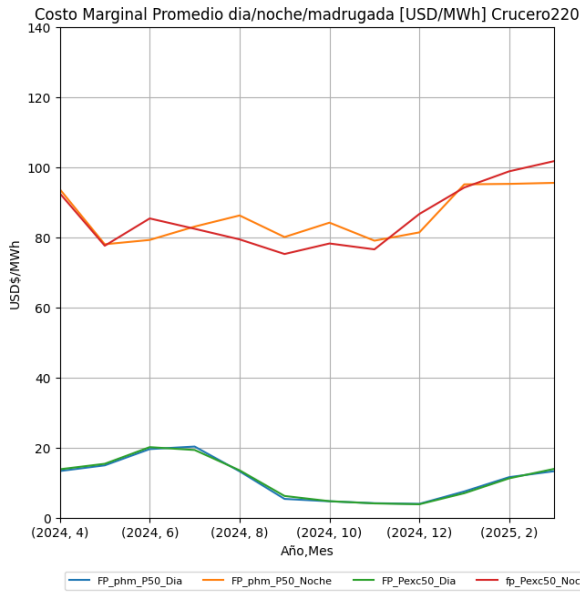
(a) Zona norte: Costo marginal promedio

(b) Zona centro: Costo marginal promedio

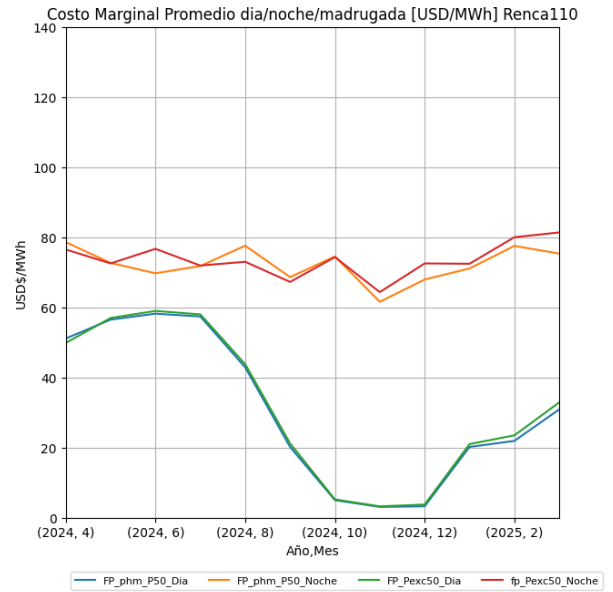


(c) Zona sur: Costo marginal promedio.

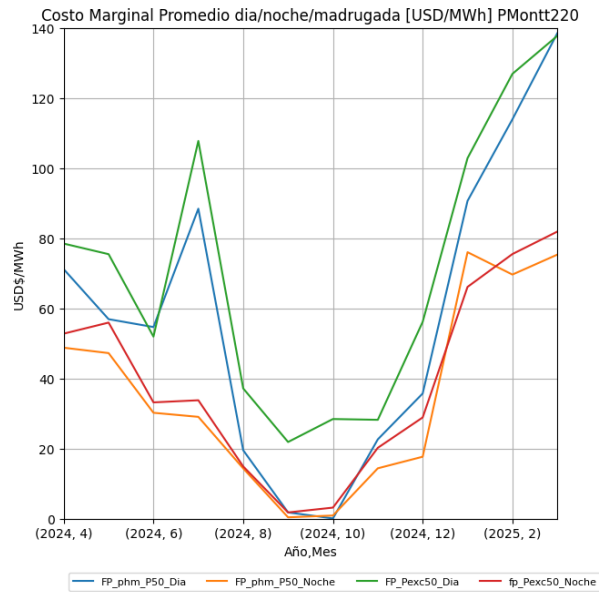
Figura 4.13: Costo marginal promedio mensual



(a) Zona norte: Costo marginal promedio por bloques horarios



(b) Zona centro: Costo marginal promedio por bloques horarios



(c) Zona sur: Costo marginal promedio por bloques horarios.

Figura 4.14: Costo marginal promedio por bloques

En las figuras 4.13 se observan los costos marginales promedios de 3 barras del sistema eléctrico, las cuales representan el norte, centro y sur del sistema eléctrico. En particular en las zonas norte y sur no se observa mucha variación en el promedio mensual, tal como se observa en las figuras 4.13.a y 4.13.b, sin embargo, la mayor variación se observa en la zona sur, como se observa en la figura 4.13.c, donde se observa un claro aumento en el costo marginal con el factor de planta horario. Esto se explica debido a las congestiones que ocurren en las líneas de transmisión hacia al sur en las horas de sol, particularmente en la figura 4.15 se observa la topología del sistema de transmisión que induce a congestiones a la zona sur.



Figura 4.15: Líneas con desacoplos en el sur del SEN. Fuente [60]

En la figura 4.15 se observan las barras que conectan la zona centro-sur con la zona sur del sistema eléctrico. Particularmente en las líneas RíoTolten->Lastarria y Lastarria->Ciruelos se saturan en el horizonte de evaluación, tal como se observa en la figura 4.16 que se muestra a continuación:

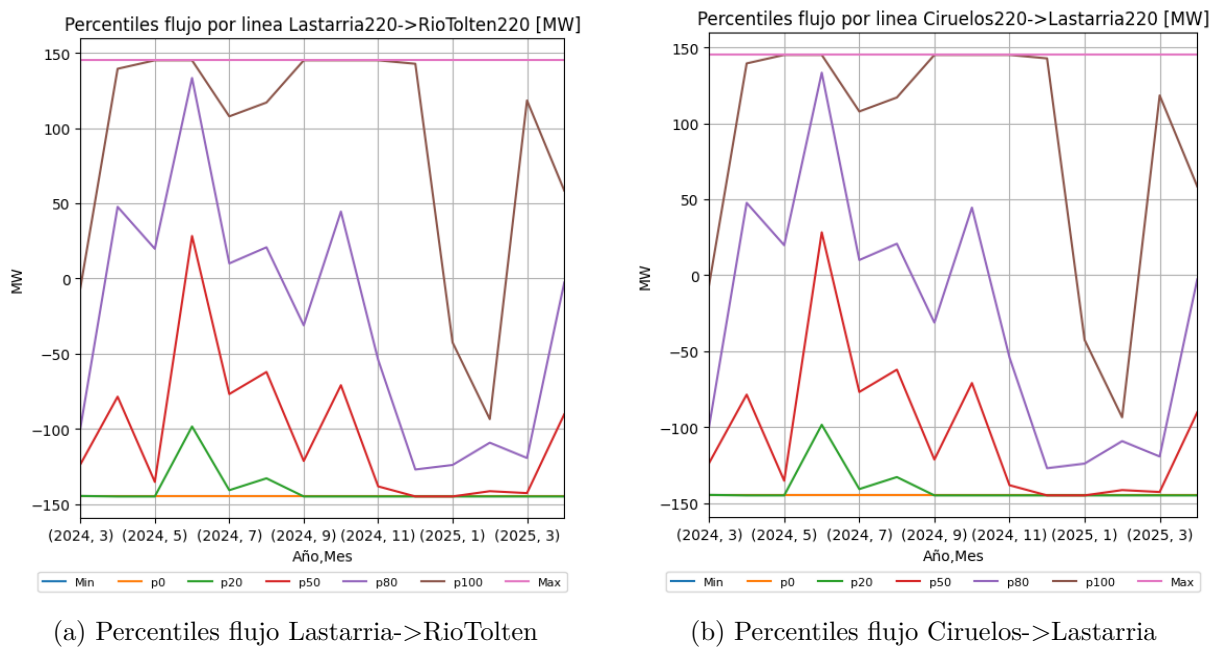


Figura 4.16: Diferencias entre la generación disponible

En las figuras 4.16 se observa que en casi todos los meses ambas líneas están congestionadas en el 20 % de las horas (Capacidad de 145 MW ambas líneas), incluso en verano llegan al 50 % de las horas. Se observan congestiones mayoritariamente hacia el sur, aunque también hay épocas con congestiones hacia el norte cuando se tienen deshielos, donde el embalse Canutillar y algunas centrales hidráulicas de pasadas pueden aportar con energía hacia la zona centro.

Estos desacoples producto de la congestión de las líneas, generan un efecto en el marginal aumentándolo en la zona sur, tal como se observa en la figura 4.14.c. Estas congestiones hacen que el sistema eléctrico quede dividido en zonas, donde cada zona deberá satisfacer con generadores locales la punta de la demanda. La zona sur es una zona donde la tecnología con mayor capacidad instalada es el diésel, por lo que las puntas de la demanda es abastecida con esta tecnología. Dado lo anterior, las variaciones de la energía eólica las van a suplir generadores diésel de la zona, provocando el aumento del consumo de diésel con el factor de planta horario. Cuando se utiliza factores de planta promedio horarios, sucede que al utilizar promedios los valores tienden a estabilizarse y no tener variaciones horarias grandes, por lo que esos cambios de energía disponible no son suficientes para que otro generador diésel deba encenderse.

En las zonas norte y centro no se observa este fenómeno, tal como se observa en las figuras 4.14.a y 4.14.b, en el horario de día, el marginal tiene casi el mismo promedio. En las horas de noche es donde se ven algunas variaciones en el promedio entre las dos formulaciones del factor de planta, teniendo meses donde una formulación es superior a la otra y meses donde pasa lo contrario. Estas diferencias se explican con que en algún momento se tiene mayor disponibilidad del recurso con el factor de planta promedio horario mensual que con el horario, por lo que existen momentos donde el costo marginal sea mayor y también ocurre lo contrario cuando la disponibilidad sea menor, tal como se observa en la figura 4.10.b. Las variaciones pueden ser lo suficiente para que una unidad deje de marginar o que se deba prender otra central para suplir la demanda. De todas formas, en el promedio se ven variaciones relativamente pequeñas.

4.4. Resultados análisis 3:

Tal como se menciona en la metodología, el análisis 3 consiste en ver las diferencias de la operación si se consideran las 5 muestras seleccionadas (Con probabilidad de excedencia 0, 25, 50, 75 y 100). Particularmente se observa cómo varía la generación mensual y costos marginales promedios mensuales, para luego mostrar un caso particular de como varía la generación horaria de las centrales Nueva Renca y Los Vientos.

Tabla 4.4: Resultados simulaciones análisis 3

Parámetros	P0	P25	P50	P75	P100
Tiempo	12:23:48	12:38:01	13:15:02	12:34:21	9:33:40
Función objetivo	1,0855E+11	1,0883E+11	1,0874E+11	1,0871E+11	1,0893E+11
Costo marginal promedio	49,17	49,09	49,01	48,91	49,12
<i>Absolute Gap</i>	7,58E+06	6,95E+06	6,68E+06	6,91E+06	6,32E+06
<i>Relative Gap</i>	0,0070 %	0,0064 %	0,0061 %	0,0064 %	0,0058 %

En la tabla 4.4 se observan los resultados globales de la simulación, se corrobora que, en efecto, aumentan los tiempos de simulación al utilizar factores de planta horarios. También se observa que la función objetivo de los 5 casos son casi del casi mismo orden, pero se aprecia que aumenta mientras menos energía eólica hay disponible. A continuación, en la figura 4.17 se observan la disponibilidad del recurso eólico por escenario:

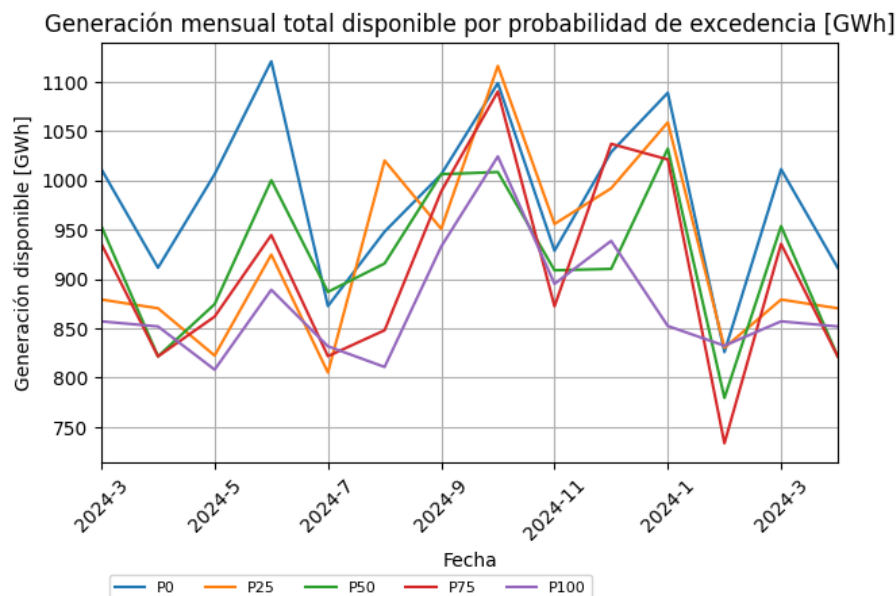


Figura 4.17: Diferencias entre la generación disponible por probabilidad de excedencia

En la figura 4.17 se observa la generación mensual disponible por probabilidad de excedencia. Es importante notar que la muestra con probabilidad de excedencia 0 (mayor energía) no tiene necesariamente mayor generación mensual que el resto de las muestras. Lo anterior se observa en los meses de julio y noviembre de 2024. Al igual que sucede eso con la muestra con probabilidad de excedencia 0, también ocurre con la muestra con probabilidad de excedencia

100 (menor energía), que en meses como febrero y abril de 2025 no son las que tienen menor cantidad de energía disponible. A continuación, en la figura 4.18 se observa la variación de la generación:

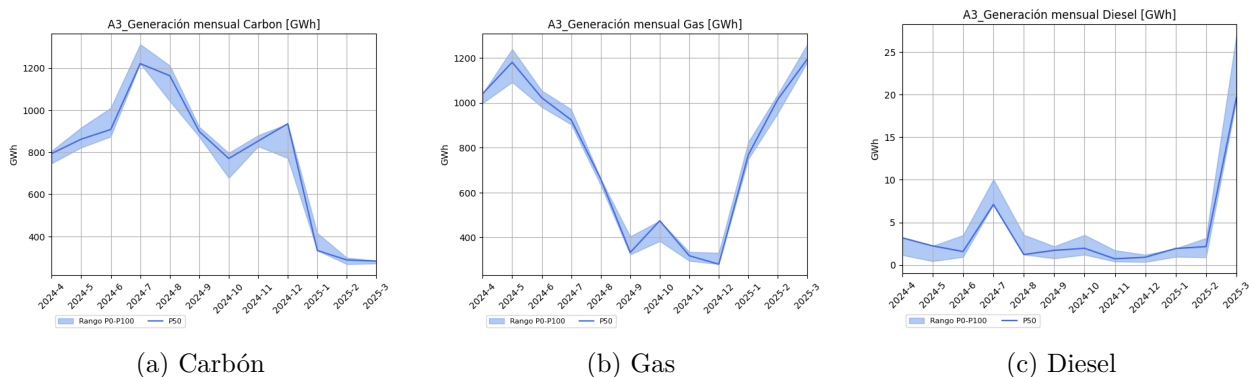


Figura 4.18: Variación Generación

En las figuras 4.18 se observa la variación de la generación mensual según tecnología. En la figura 4.18.a se observa que la variación máxima del carbón fue de 100 GWh mensuales, por otro lado, en el gas se observa una situación similar, donde en la figura 4.18.b se observa que la variación máxima fue de 110 GWh. Por otra parte, en la figura 4.18.c se observa que la máxima variación del recurso fue de 5GWh mensuales. En términos absolutos se ve que la generación más afectada fue el carbón y el gas, pero en términos porcentuales la variación máxima del carbón y gas del 14% y 13% respectivamente, mientras que la variación máxima del diésel fue del 42%. A continuación, en la figura 4.19 se observa la variación de los costos marginales:

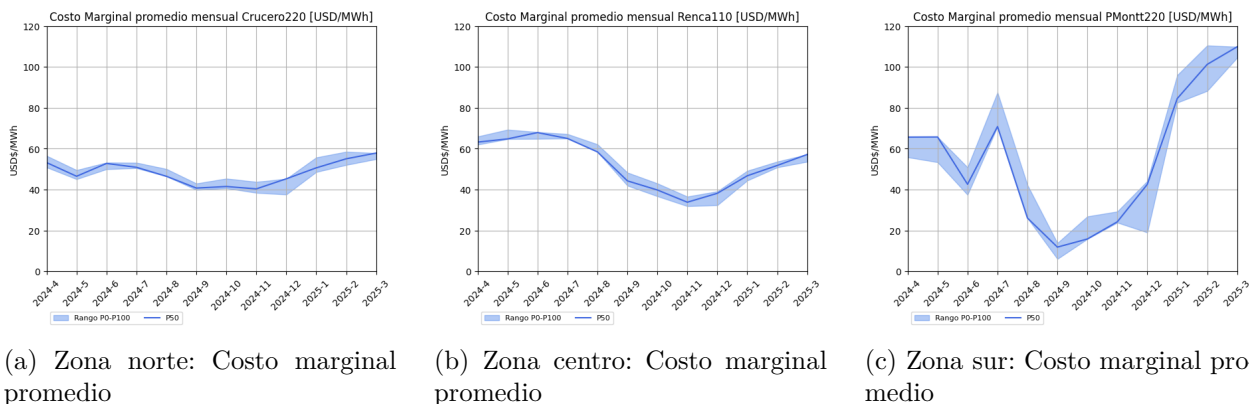
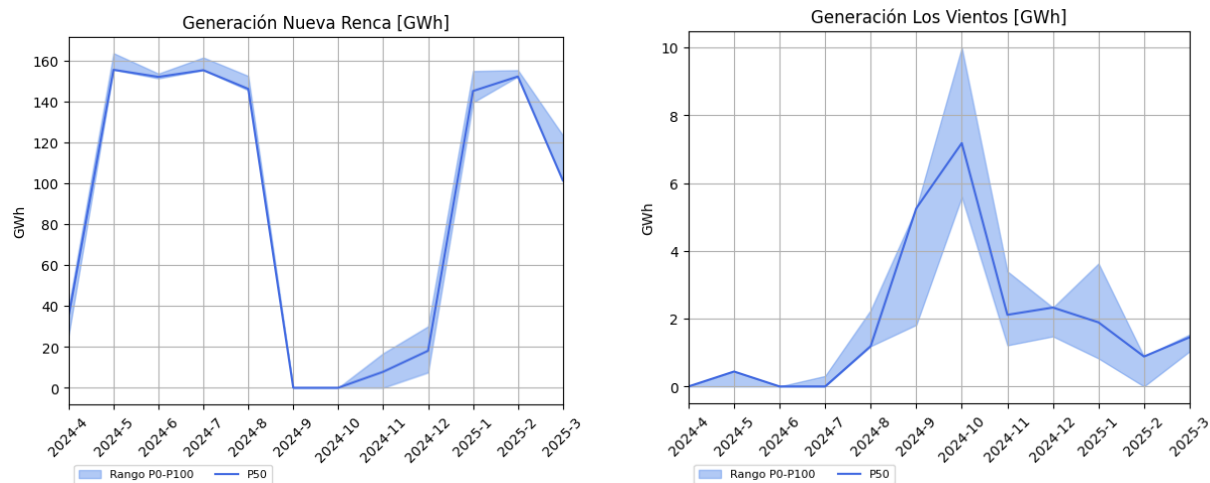


Figura 4.19: Variación costo marginal promedio según zona

En las figuras 4.19 se observa la variación del costo marginal según el factor de planta eólica utilizado. En las figuras 4.19.a y 4.19.b se observa que la variación eólica no tiene tanta incidencia en el marginal. Esto se debe principalmente a que son zonas donde la energía solar son las que abastecen la demanda máxima en el día, mientras que en la noche y madrugada es el gas/carbón quienes suplen las puntas y por ende marginan. Al ser tecnologías que por lo general tienen una alta capacidad instalada, no hace falta tener que encender unidades para suplir la variabilidad eólica, sin embargo, se tiene repercusión en la energía inyectada de estas tecnologías. Por otro lado, en la figura 4.19.c se observa que la zona sur tiene un mayor impacto la variabilidad del costo marginal. Esto ocurre debido a que la zona sur

tiene problemas de congestiones en horario solar, por lo que la demanda en la zona sur es abastecida por generadores diésel que se encuentran en la zona, los cuales afectan mayormente el costo marginal con sus altos costos variables. A continuación, en la figura 4.20 se observa la variación de la generación de las centrales Nueva Renca y Los Vientos:

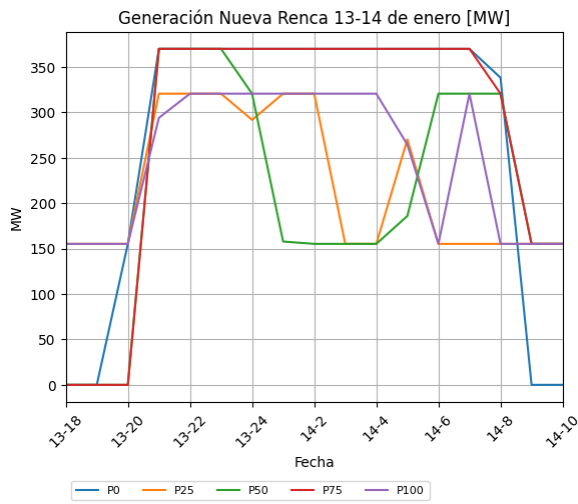


(a) Generación de la central Nueva Renca

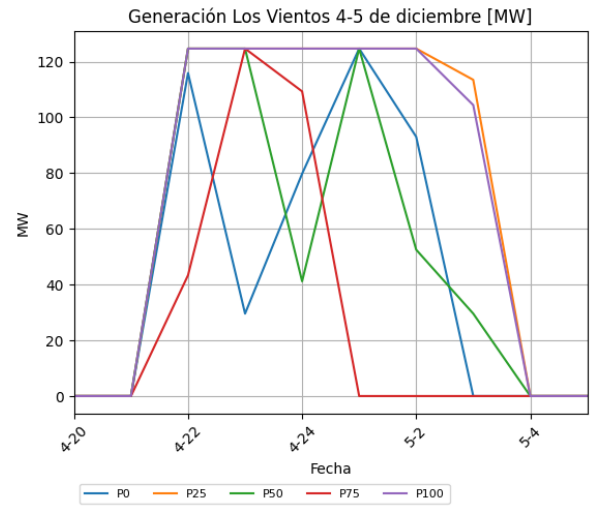
(b) Generación de la central Los Vientos

Figura 4.20: Variación de la generación mensual en centrales térmicas

En las figuras 4.20 se observa la variación de la generación de las centrales Nueva Renca y Los Vientos, donde se observan variaciones mensuales que en su máximo llegan a cerca de 20 GWh en la operación de la central Nueva Renca y unos 5,5 GWh en la central Los Vientos, tal como se observa en las figuras 4.20.a y 4.20.b. También se observa que el uso de distintos escenarios eólicos repercute en que, dependiendo del escenario, puede significar que una central esté encendida o no. En el caso de Nueva Renca se observa que existe un escenario donde en noviembre de 2024 no se enciende en todo el mes, mientras que en otro genera cerca de 16 GWh en el mes. Esto también ocurre en la central Los Vientos, donde en el mes de febrero de 2025 existe un escenario donde no prendería la central mientras que en otro se genera cerca de 1 GWh. Para ejemplificar el efecto de tener distintos escenarios eólicos en la generación horaria, se puede observar en la figura 4.21 los siguientes dos casos de variación de la generación horaria en los meses de enero 2025 y diciembre 2024:



(a) Nueva Renca: Día 13-14 de enero 2025



(b) Los Vientos: Día 4-5 de diciembre 2024

Figura 4.21: Variación de la generación horaria de las centrales Nueva Renca y Los Vientos

En las figuras 4.21 se observa la generación horaria de las centrales Nueva Renca y Los Vientos en los días 13-14 de enero de 2025 y 4-5 de diciembre de 2024 respectivamente. De la figura 4.21.a se observa que dependiendo del escenario eólico, Nueva Renca puede estar apagada, en mínimo técnico (155,27 MW), marginando o a plena carga (370 MW). Lo mismo se aprecia con Los Vientos en la figura 4.21.b, donde se observa con los estados de apagado, mínimo técnico (29,57 MW) marginando y a plena carga (128,09 MW).

Capítulo 5

Conclusiones

En este capítulo se mencionan las principales conclusiones del trabajo de título, se verifica el cumplimiento de los objetivos generales y específicos, además de sugerir un trabajo futuro de las áreas que no fueron abarcadas en este trabajo.

5.1. Conclusiones del trabajo de título

En este trabajo de memoria de título se logró completar los objetivos generales y específicos que fueron planteados en la introducción del trabajo de título.

Se logró el objetivo general de realizar un análisis de la programación de la operación en el SEN, reduciendo los tiempos de simulación del problema de optimización y considerando incertidumbre eólica en forma de distintos escenarios, donde las simulaciones tuvieron un horizonte de 1 año de operación con resolución horaria.

Se logró construir una metodología para crear escenarios de generación eólica considerando la correlación entre las centrales. Utilizando la metodología propuesta se crearon 1.000 escenarios eólicos, donde se logró clasificar cada escenario por cantidad de energía disponible utilizando la probabilidad de excedencia. También se logró validar los escenarios de generación eólica, contrastándolos con datos de la operación real, además de verificar que el factor de planta anual de todas las centrales puede variar según lo observado en la literatura.

Con respecto a las simulaciones, el primer análisis arrojó exitosamente que la simplificación propuesta es válida, donde se pudieron disminuir en más del triple los tiempos de simulación (pasando de alrededor de 23 a 7 horas). La generación por tipo de tecnología casi no varía a nivel mensual, teniendo una variación porcentual promedio del 2,9%. Sin embargo, la principal diferencia o *trade-off* fueron los costos marginales, donde cerca del 80% de las horas simuladas tenían una diferencia relativa porcentual menor al 14%, 20% y 7% en las zonas norte, centro y sur respectivamente. Dados los anteriores resultados, se concluye que es una reducción válida para hacer estudios en el mediano plazo relacionados con la proyección de la operación considerando que los resultados no variaron significativamente.

Respecto al segundo análisis se concluye que existen diferencias en la utilización de factores de planta promedios horarios mensuales versus horarios. Primero, se observó que aumentan los tiempos de simulación al utilizar factores de planta horarios, aumentando casi en el doble

el tiempo. Luego, utilizando la muestra con probabilidad de excedencia de 50 % se observa que la tecnología que más varía (con respecto a factor de planta promedio mensual) es la generación con diésel, aumentando significativamente el consumo en algunos meses. Se observó que la zona sur debido a las congestiones en las líneas RíoTolten->Lastarria y Lastarria->Ciruelos del sistema de transmisión en horario solar, se debe satisfacer la demanda con generadores diésel. Lo anterior provoca que al usar factores de planta horario se tenga que toda la variabilidad horaria la deba amortiguar las centrales diésel de la zona sur, lo que significa en mayor uso de las centrales, teniendo incluso que prender unidades por esto. Con lo anterior, los valores del costo marginal en la zona sur fueron los que más variaron, observándose un claro aumento en el promedio sobre todo en las de día. Se concluye que la utilización de factores de planta promedios horarios mensuales “esconden” o amortiguan los efectos de la variabilidad del viento en la operación, aunque los efectos se ven más evidentes en zonas con límites de transmisión como lo es la zona sur del sistema eléctrico.

Respecto al tercer análisis, se ratifica que la modelación horaria del factor de planta aumenta los tiempos de simulación. También se observa que las variaciones máximas de energía fueron de 100, 110 y 5 GWh mensuales del carbón, gas y diésel. Si bien, claramente la mayor variación fue del carbón y gas, porcentualmente esta variación no tiene un impacto tan notorio como lo fue el caso del diésel, donde se obtuvo una variación porcentual máxima del 42 %. También se observó que, en los costos marginales, la zona más afectada fue la zona sur debido a las limitaciones de la transmisión en el horario solar. Se observó como las variaciones de la generación eólica se suplían con diésel, por lo que encarecía la operación en el sur. Para finalizar se tomaron las centrales Nueva Renca y Los Vientos, para observar cómo cambia su generación dependiendo del factor de planta eólico utilizado. Se logró apreciar para horas concretas que la máquina puede estar apagada, en mínimo técnico, marginando y a plena carga dependiendo del factor de planta eólico utilizado. Lo mencionado anteriormente es importante para las empresas generadoras en sus estudios de operación en el mediano plazo, por ejemplo, para informar los volúmenes de gas contratados para el próximo año en el informe ADP. Para definir el volumen óptimamente se deben hacer proyecciones de operación, donde es importante considerar distintos escenarios para observar los posibles futuros. Si no se consideran distintos futuros se podría llegar a contratar una suma inferior a la necesitada y con ello disminuir el margen comercial óptimo.

5.1.1. Trabajo futuro

En cuanto al trabajo futuro se propone lo siguiente:

1. Crear escenarios estocásticos para centrales que no tienen datos superiores o iguales a un año de operación. En otros trabajos se han utilizado modelos climatológicos de velocidad del viento (Weather Research Forecasting), donde se caracterizan las centrales por coordenadas y altura para obtener datos de generación hipotéticos [51]. Cuando se contrastaron con la generación real de centrales existentes, estos modelos sobrestimaban demasiado la generación. Encontrar una fuente o crear una metodología para generar escenarios a estas centrales podría ser beneficioso para las evaluaciones de más largo plazo, donde se ve la entrada de centrales y proyectos.
2. Aislar los efectos “eléctricos” en la generación horaria por central. Se hizo un filtro de los meses en que algunas centrales tuvieron mantenciones, pero otras limitaciones como

pueden ser fallas del sistema eléctrico o fallas en la disponibilidad de aerogeneradores no fueron aislados. Se podría hacer un filtro más detallado considerando fuentes como el registro de instrucciones de operación (RIO) [61].

3. Probar otros métodos para reducir el problema de predespacho y reducir más los tiempos de simulación. Si se quisiera evaluar más escenarios o ampliar el horizonte de evaluación para evaluar problemas con horizontes más largos, siguen aumentando los tiempos de simulación.
4. Crear una metodología para incorporar la variabilidad eólica en los modelos de planificación de largo plazo. En los modelos de largo plazo es usual usar factores de planta promedios horarios mensuales, pero estos no reflejan la variabilidad del recurso. Se propone analizar bien la forma en la que se resuelven los problemas de inversión en el largo plazo para incorporar consistentemente la variabilidad eólica.

Bibliografía

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Energy Statistics 2024. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_Renewable_Energy_Statistics_2024.pdf.
- [2] Ministerio del Medio Ambiente, “Estrategia Climática de Largo Plazo 2050”, 2024, <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/>.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf.
- [4] World Wind Energy Association, “WWEA Annual Report 2023: Record Year for Wind-power”, Marzo 2024, <https://wwindea.org/AnnualReport2023>.
- [5] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte de sostenibilidad 2023: Cuenta pública”, Mayo 2024, <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/05/CUENTA-PUBLICA-CEN-2023-3.pdf>.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real.”, <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.
- [7] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte pronósticos centrales eólicas”, Enero 2024, <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/pronostico-centralizado-de-generacion/>.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe mensual: Mayo 2024”, 2024, https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/CEN_Informe_Mensual_SEN_jun24-1.pdf.
- [9] Centro de Investigaciones del Mar y Atmósfera, “El caos de pronosticar”, 2017, <https://www.cima.fcen.uba.ar/reportaje.php?n=8>.
- [10] Montero, L., Bello, A., y Reneses, J., “A review on the unit commitment problem: Approaches, techniques, and resolution methods”, *Energies*, vol. 15, no. 4, 2022, doi: 10.3390/en15041296.
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen gas natural licuado regasificado.”, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/10/NT-GNL-Oct-2021.pdf>.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional, “Programa de generación de 12 meses: Periodo mayo 2024 - abril 2025”, Junio 2024, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-de-la-programacion-de-la-operacion/programacion-mensual/2024-programacion>

n-mensual/.

- [13] Energy Exemplar, “Plexos”, <https://www.energyexemplar.com/plexos>.
- [14] Ministerio de Energía, “Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional”, 2019,
- [15] Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, “Modelo PLP”, 2024, <https://centroenergia.cl/seleccionados/plp/>.
- [16] Pereira, M.V.F., P. L., “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, *Mathematical Programming*, vol. 52, 1991, [doi:10.1007/BF01582895](https://doi.org/10.1007/BF01582895).
- [17] Ávila, T. y Alejandro, R., “Modelo de coordinación hidrotérmica, multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo”, 2004, <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:221253581>.
- [18] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte energético”, 2024, https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/06/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Jun24.pdf.
- [19] Bradley, S.P. and Hax, A.C. and Magnanti, T.L., *Applied Mathematical Programming*. Addison-Wesley Publishing Company, 1977, <https://books.google.cl/books?id=MSWdWv3Gn5cC>.
- [20] Bertsimas, D. y Tsitsiklis, J., *Introduction to linear optimization*. Athena Scientific, 1997.
- [21] Palma Behnke, R. y Brokering Christie, W., *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*. 2018.
- [22] Lima, R., “IBM ILOG CPLEX: What is Inside of the Box?”, 2010, http://egon.cheme.cmu.edu/ewo/docs/rlima_cplex_ewo_dec2010.pdf. Class Notes, EWO Seminar.
- [23] Salam, S., “Unit commitment solution methods”, nov. 2007, [doi:10.5281/zenodo.1076864](https://doi.org/10.5281/zenodo.1076864).
- [24] Coordinador Eléctrico Nacional, “Programas de operación: Bases de datos y resultados plexos”, 2024, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>.
- [25] Nesterov, Y. y Nemirovskii, A., *Interior-Point Polynomial Algorithms in Convex Programming*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 1994, [doi:10.1137/1.9781611970791](https://doi.org/10.1137/1.9781611970791).
- [26] Paul, B., Goswami, S., Mistry, D., y Chanda, C. K., “Unit commitment solution by branch and bound algorithm”, *Proceedings of Industry Interactive Innovations in Science, Engineering Technology (I3SET2K19)*, 2020, [doi:10.2139/ssrn.3516618](https://doi.org/10.2139/ssrn.3516618).
- [27] Land, A. H. y Doig, A. G., “An automatic method of solving discrete programming problems”, *Econometrica*, vol. 28, no. 3, pp. 497–520, 1960, <http://www.jstor.org/stable/1910129>.
- [28] Coordinador Eléctrico Nacional, “INFORME DPO N° 02/2016: Modificaciones al modelo de planificación de la operación de corto plazo del sic”, 2016, <https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2018/06/INFORME-DPO-N-02-2016-MODIFICACIONES-A-L-MODELO-PCP.pdf>.
- [29] Gomory, R., “An algorithm for integer solutions to linear programs”, *Recent Advances*

- in Mathematical Programming, pp. 269–302, 1963.
- [30] Gurobi, “Gurobi Optimization”, <https://www.gurobi.com/>.
 - [31] IBM, “CPLEX Optimization Studio”, <https://www.ibm.com/es-es/products/ilog-cplex-optimization-studio>.
 - [32] FICO, “FICO Xpress Solver”, <https://www.fico.com/es/products/fico-xpress-solver>.
 - [33] IBM, “Absolute MIP gap tolerance”, <https://www.ibm.com/docs/en/icos/20.1.0?topic=parameters-absolute-mip-gap-tolerance>.
 - [34] IBM, “Relative MIP gap tolerance”, <https://www.ibm.com/docs/en/icos/20.1.0?topic=parameters-relative-mip-gap-tolerance>.
 - [35] Comisión Nacional de Energía, “Norma técnica de coordinación y operación”, 2021, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-d-el-SEN.pdf>.
 - [36] Li, F., Pan, J., y Chao, H., “Marginal loss calculation in competitive electrical energy markets”, en 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies. Proceedings, vol. 1, pp. 205–209 Vol.1, 2004, [doi:10.1109/DRPT.2004.1338494](https://doi.org/10.1109/DRPT.2004.1338494).
 - [37] Ackermann, T. y Söder, L., Wind Power in Power Systems: An Introduction, cap. 3, pp. 25–51. John Wiley Sons, Ltd, 2005, [doi:https://doi.org/10.1002/0470012684.ch3](https://doi.org/10.1002/0470012684.ch3).
 - [38] Pérez Ramírez Fredy O., “Introducción a las series de tiempo. Métodos paramétricos”, 2007, <http://hdl.handle.net/11407/2738>.
 - [39] Stewart, W. J., Probability, Markov Chains, Queues, and Simulation: The Mathematical Basis of Performance Modeling. Princeton University Press, 2009, <http://www.jstor.org/stable/j.ctvcv4gtc> (visitado el 2024-06-29).
 - [40] Wang, J., Shahidehpour, M., y Li, Z., “Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1327, 2008, [doi:10.1109/TPWRS.2008.926719](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926719).
 - [41] Pinson, P., Madsen, H., Nielsen, H. A., Papaefthymiou, G., y Klöckl, B., “From probabilistic forecasts to statistical scenarios of short-term wind power production”, Wind Energy, vol. 12, no. 1, pp. 51–62, 2009, [doi:https://doi.org/10.1002/we.284](https://doi.org/10.1002/we.284).
 - [42] Staid, A., Watson, J.-P., Wets, R. J.-B., y Woodruff, D. L., “Generating short-term probabilistic wind power scenarios via nonparametric forecast error density estimators”, Wind Energy, vol. 20, no. 12, pp. 1911–1925, 2017, [doi:https://doi.org/10.1002/we.2129](https://doi.org/10.1002/we.2129).
 - [43] Rachunok, B., Staid, A., Watson, J.-P., y Woodruff, D. L., “Assessment of wind power scenario creation methods for stochastic power systems operations”, Applied Energy, vol. 268, p. 114986, 2020, [doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114986](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114986).
 - [44] Chen, J. y Rabiti, C., “Synthetic wind speed scenarios generation for probabilistic analysis of hybrid energy systems”, Energy, vol. 120, pp. 507–517, 2017, [doi:https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.103](https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.103).
 - [45] ho Cho, Y., Liu, S., Lee, D., y Zhu, H., “Wind power scenario generation using graph convolutional generative adversarial network”, 2023, <https://arxiv.org/abs/2212.10454>.
 - [46] Meus, J., Poncelet, K., y Delarue, E., “Applicability of a clustered unit commitment

- model in power system modeling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2195–2204, 2018, [doi:10.1109/TPWRS.2017.2736441](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2736441).
- [47] Ostrowski, J. y Wang, J., “Network reduction in the transmission-constrained unit commitment problem”, *Computers Industrial Engineering*, vol. 63, no. 3, pp. 702–707, 2012, [doi:https://doi.org/10.1016/j.cie.2012.02.013](https://doi.org/10.1016/j.cie.2012.02.013). *Energy Management and Economics*.
- [48] Li, X., Zhai, Q., Zhou, J., y Guan, X., “A variable reduction method for large-scale unit commitment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 261–272, 2020, [doi:10.1109/TPWRS.2019.2930571](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2930571).
- [49] Pineda, S., Morales, J. M., y Jiménez-Cordero, A., “Data-driven screening of network constraints for unit commitment”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 5, pp. 3695–3705, 2020, [doi:10.1109/TPWRS.2020.2980212](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2020.2980212).
- [50] Guan, L., Wen, B., Zhuo, Y., Wu, L., y Zhou, B., “Multiple wind power time series modeling method considering correlation”, en *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, pp. 1–7, 2018, [doi:10.1109/POWERCON.2018.8602207](https://doi.org/10.1109/POWERCON.2018.8602207).
- [51] González Pincheira, J., “Simulación de monte carlo para escenarios de alta penetración de generación solar y eólica.”, 2020, <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/175775>.
- [52] Patten, M. L., *Understanding Research Methods An Overview of the Essentials*. Routledge, 2017, <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.4324/9781315213033/understanding-research-methods-mildred-patten>.
- [53] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real 2023”, 2023, <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real/>.
- [54] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte desempeño eólico 2023”, 2023, <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/pronostico-centralizado-de-generacion-y-demanda-2/pronostico-centralizado-de-generacion/2023-pronostico-centralizado-de-generacion/centrales-eolicas-2023-pronostico-centralizado-de-generacion/>.
- [55] Python Software Foundation, “Python: A programming language.”, <https://www.python.org/>.
- [56] Vinken, “Diseño para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición hacia esquemas de ofertas incorporando señales de flexibilidad y nuevos agentes participantes”, 2021, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseño-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>.
- [57] Padhy, N., “Unit commitment-a bibliographical survey”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1196–1205, 2004, [doi:10.1109/TPWRS.2003.821611](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821611).
- [58] Fernández Marín, N, “Construcción , implementación y comparación de metodología secuencial y de co-optimización de energía y reservas en predespacho del Sistema Eléctrico Nacional”, 2018, <https://repositorio.usm.cl/entities/tesis/4d2eef6c-dd39-45eb-8b90-0ab0f97ce61e>.
- [59] Xu, J., Zou, J., Ziegler, A. D., Wu, J., y Zeng, Z., “What drives the change of capacity factor of wind turbine in the united states?”, *Environmental Research Letters*, vol. 18, p. 064009, 2023, [doi:10.1088/1748-9326/acce4f](https://doi.org/10.1088/1748-9326/acce4f).
- [60] Centro de Energía de la Universidad de Chile, “E-VIEWER 2.0.”, <https://e-viewer.cent>

roenergia.cl/.

- [61] Coordinador Eléctrico Nacional, “Registro de instrucciones de operación”, <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/registro-de-instrucciones-de-operacion-rio/>.

Anexos

Anexo A. Centrales Eólicas

Tabla A.1: Centrales eólicas modeladas

ID	Nombre CEN	Barra	Pmax	Fuente	Categoría	Correlación
1	PE ALENA	Charrua154	84	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
2	PE ATACAMA	Maitencillo220	165.3	Generacion Real 2020-2024	Normal	No correlacionado
3	PE AURORA	Rahue220	126.6	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
4	PE CABO LEONES	Maitencillo220	181.15	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 1
5	PE CABO LEONES II	Maitencillo220	205.25	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 1
6	PE CABO LEONES III	Maitencillo220	188.274	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 1
7	PE CALAMA	Salar220	150	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
8	PE CAMPO LINDO	Charrua066	64.5	Generacion Real 2020-2024	Normal	No correlacionado
9	PE CANELA	LPalmas220	18.15	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
10	PE CANELA II	LPalmas220	60	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
11	PE CERRO TIGRE	Ohiggins220_BP1	184.8	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
12	PE CUEL	Charrua154	33	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 2
13	PE EL ARRAYAN	DonGoyo220	115	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 3
14	PE EL MAITEN	Charrua066	9	Pronostico + Generacion	PMGD	No correlacionado
15	PE LA ESPERANZA	Charrua154	10.5	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
16	PE LA ESTRELLA	Rapel220	50	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
17	PE LA FLOR	Charrua154	32.4	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
18	PE LEBU	Coronel154	9.34	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
19	PE LLANOS DEL VIENTO	Ohiggins220_BP1	156.1	Generacion Real 2020-2024	Normal	No correlacionado
20	PE LOMAS DE DUQUECO	Duqueco220	58	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
21	PE LOS BUENOS AIRES	Charrua154	24	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 2
22	PE LOS CURUROS	LaCebada220	107.7	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 4
23	PE LOS OLMOS	Mulchen220	100	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 5
24	PE MALLECO NORTE	Mulchen220	137.9	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 6
25	PE MALLECO SUR	Mulchen220	131.86	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 6
26	PE MESAMAVIDA	Charrua154	63	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 2

ID	Nombre CEN	Barra	Pmax	Fuente	Categoría	Correlación
27	PE MONTE REDONDO	PuntaSierra220	48	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 4
28	PE NEGRETE	Charrua154	35.34	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 2
29	PE PUELICHE SUR	PMontt220	152.4	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
30	PE PUNTA COLORADA	PColorada220	20	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
31	PE PUNTA PALMERAS	LPalmas220	45	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 3
32	PE PUNTA SIERRA	PuntaSierra220	81.185	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 3
33	PE RENAICO I	Temuco220	88	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 5
34	PE RENAICO II	Temuco220	144	Generacion Real 2020-2024	Normal	No correlacionado
35	PE SAN GABRIEL	Mulchen220	180	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 5
36	PE SAN JUAN	PColorada220	189.4	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 1
37	PE SAN PEDRO	Chiloe110	36	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
38	PE SAN PEDRO II	Chiloe110	65	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
39	PE SARCO	Maitencillo220	167.56	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 1
40	PE SIERRA GORDA ESTE	EITesoro220	110.619	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
41	PE TALINAY ORIENTE	DonGoyo220	90	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
42	PE TALINAY PONIENTE	DonGoyo220	60.6	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
43	PE TALTAL	Paposo220	99	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
44	PE TCHAMMA	Crucero220	155.4	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
45	PE TOLPAN SUR	Mulchen220	84	Pronostico + Generacion	Normal	Grupo 5
46	PE TOTORAL	LPalmas220	46	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
47	PE UCUQUER II	Rapel220	10.185	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
48	PE VALLE DE LOS VIENTOS	Salar220	90	Pronostico + Generacion	Normal	No correlacionado
49	PMGD PE EL ARREBOL	Coronel154	9	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
50	PMGD PE EL NOGAL	Mulchen220	9	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
51	PMGD PE HUAJACHE	Coronel154	6	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
52	PMGD PE LAS PEÑAS	Coronel154	8	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
53	PMGD PE LEBU III	Coronel154	5.25	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
54	PMGD PE RAKI	Coronel154	9	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado
55	PMGD PE UCUQUER	Rapel220	6.965	Generacion Real 2020-2024	PMGD	No correlacionado

Anexo B. Coeficiente de correlación de Pearson entre centrales

Tabla B.1: Coeficiente de correlación de Pearson entre centrales eólicas

ID	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1.000	0.038	-0.046	-0.012	-0.034	0.007	-0.148	0.599	-0.069	-0.020	-0.152	0.632	0.048	0.423	0.482	0.059	0.349	0.499
2	0.038	1.000	-0.043	0.818	0.809	0.816	0.056	0.092	0.261	0.362	0.084	0.079	0.603	0.006	0.027	0.236	0.004	0.053
3	-0.046	-0.043	1.000	-0.052	-0.070	-0.060	0.049	0.064	-0.194	-0.156	-0.010	0.006	-0.135	0.092	-0.030	-0.030	0.012	0.088
4	-0.012	0.818	-0.052	1.000	0.943	0.967	0.082	0.045	0.340	0.405	0.148	0.040	0.604	-0.050	-0.024	0.185	-0.001	-0.002
5	-0.034	0.809	-0.070	0.943	1.000	0.915	0.084	0.037	0.350	0.409	0.209	0.031	0.569	-0.049	-0.029	0.181	-0.021	0.011
6	0.007	0.816	-0.060	0.967	0.915	1.000	0.045	0.053	0.353	0.432	0.108	0.059	0.659	-0.041	-0.009	0.211	0.012	-0.008
7	-0.148	0.056	0.049	0.082	0.084	0.045	1.000	-0.054	0.046	0.016	0.486	-0.061	-0.054	-0.053	-0.043	-0.010	-0.016	0.009
8	0.599	0.092	0.064	0.045	0.037	0.053	-0.054	1.000	-0.077	-0.006	-0.026	0.781	0.065	0.649	0.573	0.224	0.452	0.434
9	-0.069	0.261	-0.194	0.340	0.350	0.353	0.046	-0.077	1.000	0.795	0.205	-0.035	0.573	-0.088	0.034	0.055	-0.068	0.058
10	-0.020	0.362	-0.156	0.405	0.409	0.432	0.016	-0.006	0.795	1.000	0.145	0.029	0.662	-0.006	0.054	0.193	-0.049	0.053
11	-0.152	0.084	-0.010	0.148	0.209	0.108	0.486	-0.026	0.205	0.145	1.000	-0.026	0.022	-0.065	0.012	-0.065	-0.013	0.094
12	0.632	0.079	0.006	0.040	0.031	0.059	-0.061	0.781	-0.035	0.029	-0.026	1.000	0.086	0.645	0.651	0.226	0.440	0.443
13	0.048	0.603	-0.135	0.604	0.569	0.659	-0.054	0.065	0.573	0.662	0.022	0.086	1.000	0.001	0.070	0.251	0.030	0.005
14	0.423	0.006	0.092	-0.050	-0.049	-0.041	-0.053	0.649	-0.088	-0.006	-0.065	0.645	0.001	1.000	0.525	0.251	0.412	0.330
15	0.482	0.027	-0.030	-0.024	-0.029	-0.009	-0.043	0.573	0.034	0.054	0.012	0.651	0.070	0.525	1.000	0.149	0.589	0.350
16	0.059	0.236	-0.030	0.185	0.181	0.211	-0.010	0.224	0.055	0.193	-0.065	0.226	0.251	0.251	0.149	1.000	0.124	-0.013
17	0.349	0.004	0.012	-0.001	-0.021	0.012	-0.016	0.452	-0.068	-0.049	-0.013	0.440	0.030	0.412	0.589	0.124	1.000	0.199
18	0.499	0.053	0.088	-0.002	0.011	-0.008	0.009	0.434	0.058	0.053	0.094	0.443	0.005	0.330	0.350	-0.013	0.199	1.000
19	-0.145	0.119	-0.005	0.176	0.246	0.139	0.460	-0.009	0.212	0.163	0.921	-0.017	0.048	-0.055	0.021	-0.038	-0.012	0.103
20	0.632	0.099	0.105	0.051	0.034	0.062	-0.059	0.836	-0.109	-0.039	-0.067	0.813	0.042	0.705	0.594	0.262	0.512	0.445
21	0.703	0.067	0.024	0.015	0.003	0.026	-0.052	0.817	-0.024	0.031	-0.024	0.882	0.070	0.657	0.726	0.206	0.530	0.538
22	-0.074	0.521	-0.149	0.560	0.594	0.568	0.083	0.000	0.613	0.588	0.249	0.000	0.735	-0.068	0.006	0.163	-0.049	0.027
23	0.644	0.126	0.048	0.056	0.050	0.066	-0.060	0.817	-0.048	0.040	-0.017	0.758	0.103	0.651	0.670	0.230	0.539	0.508
24	0.541	0.079	0.193	0.047	0.035	0.055	-0.041	0.744	-0.114	-0.053	-0.008	0.712	0.010	0.623	0.537	0.193	0.497	0.481
25	0.565	0.081	0.157	0.035	0.025	0.047	-0.058	0.745	-0.102	-0.033	-0.017	0.711	0.036	0.622	0.582	0.185	0.515	0.495
26	0.639	0.075	0.078	0.040	0.026	0.045	-0.045	0.833	-0.102	-0.034	-0.020	0.831	0.020	0.699	0.633	0.224	0.421	0.446
27	-0.040	0.494	-0.173	0.531	0.558	0.556	0.039	0.010	0.646	0.650	0.147	0.027	0.804	-0.025	0.028	0.219	-0.031	0.027
28	0.647	0.075	-0.015	0.004	0.000	0.016	-0.066	0.730	-0.022	0.053	-0.017	0.802	0.084	0.621	0.721	0.200	0.548	0.492
29	0.021	-0.023	0.819	-0.030	-0.049	-0.036	0.014	0.129	-0.206	-0.154	-0.009	0.076	-0.122	0.094	-0.002	-0.005	0.022	0.159
30	-0.055	-0.010	0.044	-0.007	0.023	-0.008	0.075	-0.003	-0.019	-0.003	0.159	-0.030	-0.016	0.017	-0.011	-0.009	0.049	0.058
31	-0.024	0.513	-0.162	0.526	0.523	0.561	-0.003	0.003	0.723	0.775	0.086	0.023	0.855	-0.031	0.034	0.260	-0.036	-0.005
32	0.003	0.537	-0.154	0.551	0.531	0.591	-0.025	0.026	0.614	0.700	0.042	0.045	0.903	-0.017	0.023	0.254	-0.016	-0.012
33	0.591	0.057	-0.064	-0.016	-0.014	-0.006	-0.058	0.603	0.013	0.097	0.012	0.665	0.082	0.502	0.674	0.132	0.494	0.524
34	0.590	0.113	-0.049	0.022	0.026	0.030	-0.069	0.561	0.022	0.115	-0.016	0.563	0.132	0.415	0.509	0.086	0.376	0.516
35	0.626	0.084	-0.004	0.018	0.017	0.031	-0.068	0.730	-0.029	0.067	-0.011	0.746	0.098	0.618	0.712	0.216	0.598	0.501
36	-0.004	0.790	-0.053	0.944	0.861	0.954	0.065	0.047	0.307	0.368	0.099	0.046	0.608	-0.060	-0.034	0.184	0.003	-0.030
37	-0.120	0.066	0.489	0.077	0.048	0.084	0.013	-0.029	-0.158	-0.116	-0.048	-0.102	-0.017	-0.041	-0.168	0.079	-0.043	-0.126
38	-0.068	0.076	0.462	0.101	0.072	0.107	0.002	-0.008	-0.124	-0.109	-0.038	-0.074	0.014	-0.044	-0.167	0.023	-0.053	-0.031
39	0.027	0.774	-0.033	0.906	0.825	0.900	0.040	0.097	0.243	0.330	0.073	0.071	0.583	-0.033	-0.012	0.202	0.026	-0.009
40	-0.096	-0.041	0.103	-0.031	-0.080	-0.029	0.568	-0.084	-0.151	-0.106	-0.004	-0.092	-0.094	-0.009	-0.118	0.054	-0.052	-0.112
41	-0.040	0.522	-0.084	0.587	0.610	0.592	0.116	0.027	0.519	0.576	0.289	0.031	0.731	-0.022	0.040	0.123	0.004	0.057
42	0.007	0.550	-0.087	0.573	0.548	0.607	-0.004	0.039	0.531	0.634	0.058	0.041	0.887	0.004	0.037	0.196	-0.004	0.006
43	0.023	-0.157	-0.068	-0.203	-0.181	-0.207	-0.166	-0.003	-0.164	-0.184	-0.172	-0.076	-0.160	0.005	-0.074	-0.092	0.029	-0.036
44	-0.003	-0.016	0.104	-0.051	-0.122	-0.031	0.326	-0.025	-0.225	-0.156	-0.293	-0.027	-0.058	0.037	-0.089	0.125	-0.029	-0.140
45	0.634	0.070	-0.038	-0.003	-0.004	0.008	-0.068	0.711	-0.018	0.068	0.006	0.735	0.088	0.583	0.725	0.187	0.590	0.538
46	-0.061	0.521	-0.132	0.535	0.537	0.557	0.032	-0.010	0.677	0.753	0.116	0.012	0.791	-0.039	0.009	0.284	-0.045	-0.018
47	0.133	0.116	0.031	0.085	0.069	0.120	-0.017	0.195	0.014	0.130	-0.093	0.207	0.197	0.264	0.270	0.561	0.189	0.069
48	-0.169	0.047	0.049	0.102	0.132	0.061	0.814	-0.034	0.035	0.054	0.606	-0.064	-0.047	-0.050	-0.041	-0.017	-0.010	0.015
49	0.494	0.061	0.115	0.012	0.010	0.019	0.024	0.547	-0.004	0.015	0.056	0.579	0.033	0.500	0.516	0.092	0.342	0.564
50	0.588	0.085	0.070	0.042	0.028	0.047	-0.031	0.726	0.009	0.026	-0.003	0.796	0.080	0.641	0.615	0.193	0.443	0.500
51	0.452	0.027	0.240	-0.017	-0.017	-0.016	0.027	0.504	-0.012	-0.025	0.046	0.558	-0.027	0.435	0.490	0.046	0.358	0.653
52	0.466	0.102	0.013	0.019	0.029	0.034	-0.024	0.562	0.086	0.111	0.058	0.592	0.116	0.497	0.541	0.183	0.379	0.518
53	0.408	0.014	0.248	-0.004	-0.002	-0.006	0.011	0.473	-0.016	-0.049	0.078	0.536	-0.073	0.389	0.418	0.010	0.280	0.584
54	0.375	-0.003	0.254	-0.043	-0.047	-0.035	-0.011	0.427	-0.006	-0.009	0.001	0.472	-0.038	0.388	0.411	0.039	0.328	0.559
55	0.041	0.130	-0.035	0.097	0.088	0.127	0.011	0.164	0.054	0.172	-0.060	0.184	0.207	0.195	0.107	0.849	0.119	-0.027

ID	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1	-0.145	0.632	0.703	-0.074	0.644	0.541	0.565	0.639	-0.040	0.647	0.021	-0.055	-0.024	0.003	0.591	0.590	0.626	-0.004
2	0.119	0.099	0.067	0.521	0.126	0.079	0.081	0.075	0.494	0.075	-0.023	-0.010	0.513	0.537	0.057	0.113	0.084	0.790
3	-0.005	0.105	0.024	-0.149	0.048	0.193	0.157	0.078	-0.173	-0.015	0.819	0.044	-0.162	-0.154	-0.064	-0.049	-0.004	-0.053
4	0.176	0.051	0.015	0.560	0.056	0.047	0.035	0.040	0.531	0.004	-0.030	-0.007	0.526	0.551	-0.016	0.022	0.018	0.944
5	0.246	0.034	0.003	0.594	0.050	0.035	0.025	0.026	0.558	0.000	-0.049	0.023	0.523	0.531	-0.014	0.026	0.017	0.861
6	0.139	0.062	0.026	0.568	0.066	0.055	0.047	0.045	0.556	0.016	-0.036	-0.008	0.561	0.591	-0.006	0.030	0.031	0.954
7	0.460	-0.059	-0.052	0.083	-0.060	-0.041	-0.058	-0.045	0.039	-0.066	0.014	0.075	-0.003	-0.025	-0.058	-0.069	-0.068	0.065
8	-0.009	0.836	0.817	0.000	0.817	0.744	0.745	0.833	0.010	0.730	0.129	-0.003	0.003	0.026	0.603	0.561	0.730	0.047
9	0.212	-0.109	-0.024	0.613	-0.048	-0.114	-0.102	-0.102	0.646	-0.022	-0.206	-0.019	0.723	0.614	0.013	0.022	-0.029	0.307
10	0.163	-0.039	0.031	0.588	0.040	-0.053	-0.033	-0.034	0.650	0.053	-0.154	-0.003	0.775	0.700	0.097	0.115	0.067	0.368
11	0.921	-0.067	-0.024	0.249	-0.017	-0.008	-0.017	-0.020	0.147	-0.017	-0.009	0.159	0.086	0.042	0.012	-0.016	-0.011	0.099
12	-0.017	0.813	0.882	0.000	0.758	0.712	0.711	0.831	0.027	0.802	0.076	-0.030	0.023	0.045	0.665	0.563	0.746	0.046
13	0.048	0.042	0.070	0.735	0.103	0.010	0.036	0.020	0.804	0.084	-0.122	-0.016	0.855	0.903	0.082	0.132	0.098	0.608
14	-0.055	0.705	0.657	-0.068	0.651	0.623	0.622	0.699	-0.025	0.621	0.094	0.017	-0.031	-0.017	0.502	0.415	0.618	-0.060
15	0.021	0.594	0.726	0.006	0.670	0.537	0.582	0.633	0.028	0.721	-0.002	-0.011	0.034	0.023	0.674	0.509	0.712	-0.034
16	-0.038	0.262	0.206	0.163	0.230	0.193	0.185	0.224	0.219	0.200	-0.005	-0.009	0.260	0.254	0.132	0.086	0.216	0.184
17	-0.012	0.512	0.530	-0.049	0.539	0.497	0.515	0.421	-0.031	0.548	0.022	0.049	-0.036	-0.016	0.494	0.376	0.598	0.003
18	0.103	0.445	0.538	0.027	0.508	0.481	0.495	0.446	0.027	0.492	0.159	0.058	-0.005	-0.012	0.524	0.516	0.501	-0.030
19	1.000	-0.052	-0.019	0.272	-0.003	-0.001	-0.010	-0.010	0.170	-0.008	0.016	0.175	0.115	0.062	0.015	-0.008	-0.004	0.126
20	-0.052	1.000	0.856	-0.034	0.841	0.813	0.802	0.877	-0.014	0.773	0.158	-0.009	-0.028	0.002	0.618	0.558	0.763	0.053
21	-0.019	0.856	1.000	-0.009	0.840	0.761	0.772	0.871	0.013	0.888	0.088	-0.019	0.016	0.024	0.756	0.654	0.832	0.009
22	0.272	-0.034	-0.009	1.000	0.021	-0.043	-0.033	-0.035	0.887	0.001	-0.136	0.039	0.762	0.768	-0.005	0.021	0.012	0.520
23	-0.003	0.841	0.840	0.021	1.000	0.789	0.817	0.825	0.040	0.815	0.117	0.010	0.047	0.055	0.756	0.718	0.891	0.044
24	-0.001	0.813	0.761	-0.043	0.789	1.000	0.954	0.772	-0.031	0.697	0.237	0.035	-0.055	-0.030	0.607	0.534	0.747	0.045
25	-0.010	0.802	0.772	-0.033	0.817	0.954	1.000	0.761	-0.012	0.729	0.199	0.034	-0.032	-0.013	0.669	0.610	0.791	0.031
26	-0.010	0.877	0.871	-0.035	0.825	0.772	0.761	1.000	-0.025	0.772	0.134	-0.009	-0.034	-0.014	0.628	0.542	0.746	0.044
27	0.170	-0.014	0.013	0.887	0.040	-0.031	-0.012	-0.025	1.000	0.032	-0.171	0.014	0.847	0.855	0.028	0.048	0.044	0.499
28	-0.008	0.773	0.888	0.001	0.815	0.697	0.729	0.772	0.032	1.000	0.043	-0.002	0.040	0.047	0.790	0.682	0.843	-0.010
29	0.016	0.158	0.088	-0.136	0.117	0.237	0.199	0.134	-0.171	0.043	1.000	0.052	-0.154	-0.142	0.003	0.016	0.048	-0.028
30	0.175	-0.009	-0.019	0.039	0.010	0.035	0.034	-0.009	0.014	-0.002	0.052	1.000	-0.012	-0.012	-0.004	0.008	0.015	-0.024
31	0.115	-0.028	0.016	0.762	0.047	-0.055	-0.032	-0.034	0.847	0.040	-0.154	-0.012	1.000	0.897	0.056	0.094	0.058	0.509
32	0.062	0.002	0.024	0.768	0.055	-0.030	-0.013	-0.014	0.855	0.047	-0.142	-0.012	0.897	1.000	0.038	0.078	0.056	0.550
33	0.015	0.618	0.756	-0.005	0.756	0.607	0.669	0.628	0.028	0.790	0.003	-0.004	0.056	0.038	1.000	0.825	0.836	-0.037
34	-0.008	0.558	0.654	0.021	0.718	0.534	0.610	0.542	0.048	0.682	0.016	0.008	0.094	0.078	0.825	1.000	0.745	0.003
35	-0.004	0.763	0.832	0.012	0.891	0.747	0.791	0.746	0.044	0.843	0.048	0.015	0.058	0.056	0.836	0.745	1.000	0.001
36	0.126	0.053	0.009	0.520	0.044	0.045	0.031	0.044	0.499	-0.010	-0.028	-0.024	0.509	0.550	-0.037	0.003	0.001	1.000
37	-0.035	0.008	-0.108	-0.055	-0.082	0.048	0.007	-0.022	-0.067	-0.145	0.454	0.020	-0.065	-0.032	-0.214	-0.178	-0.141	0.094
38	-0.018	0.034	-0.072	-0.019	-0.054	0.065	0.032	0.002	-0.040	-0.114	0.439	0.048	-0.040	-0.010	-0.176	-0.115	-0.117	0.123
39	0.100	0.100	0.047	0.503	0.093	0.081	0.066	0.082	0.472	0.031	-0.001	-0.017	0.484	0.545	-0.002	0.040	0.041	0.931
40	-0.034	-0.038	-0.095	-0.136	-0.107	-0.060	-0.079	-0.060	-0.087	-0.135	0.048	-0.020	-0.109	-0.081	-0.170	-0.165	-0.133	0.000
41	0.312	-0.002	0.028	0.802	0.047	0.004	0.011	-0.002	0.796	0.032	-0.068	0.053	0.681	0.721	0.037	0.045	0.043	0.535
42	0.079	0.013	0.026	0.724	0.059	-0.011	0.008	-0.003	0.797	0.035	-0.080	-0.007	0.797	0.880	0.035	0.068	0.051	0.562
43	-0.167	-0.020	-0.044	-0.106	-0.018	-0.042	-0.017	-0.076	-0.111	-0.053	-0.078	-0.014	-0.155	-0.138	-0.066	0.002	-0.023	-0.191
44	-0.308	0.028	-0.045	-0.216	-0.052	-0.013	-0.028	-0.011	-0.128	-0.080	0.055	-0.096	-0.115	-0.070	-0.130	-0.126	-0.083	0.000
45	0.020	0.723	0.826	-0.003	0.859	0.701	0.762	0.730	0.033	0.870	0.025	0.012	0.053	0.041	0.878	0.761	0.925	-0.020
46	0.147	-0.033	-0.004	0.741	0.026	-0.060	-0.050	-0.040	0.795	0.017	-0.129	-0.005	0.896	0.831	0.027	0.062	0.031	0.510
47	-0.084	0.241	0.214	0.044	0.219	0.171	0.182	0.243	0.116	0.188	0.024	-0.013	0.138	0.162	0.147	0.130	0.208	0.093
48	0.580	-0.057	-0.052	0.113	-0.045	-0.020	-0.037	-0.033	0.049	-0.055	0.033	0.150	0.007	-0.012	-0.033	-0.056	-0.051	0.071
49	0.051	0.603	0.636	-0.010	0.626	0.638	0.655	0.626	0.003	0.608	0.122	0.013	-0.015	-0.008	0.577	0.523	0.615	0.009
50	0.002	0.798	0.831	0.015	0.773	0.739	0.742	0.811	0.033	0.756	0.104	-0.007	0.022	0.039	0.650	0.573	0.746	0.026
51	0.042	0.556	0.610	-0.047	0.550	0.650	0.644	0.545	-0.038	0.560	0.239	0.010	-0.066	-0.062	0.521	0.433	0.555	-0.030
52	0.065	0.588	0.640	0.071	0.644	0.612	0.654	0.572	0.093	0.648	0.035	0.008	0.097	0.073	0.630	0.584	0.668	0.006
53	0.076	0.517	0.552	-0.058	0.477	0.597	0.576	0.536	-0.070	0.494	0.256	0.000	-0.108	-0.102	0.427	0.345	0.475	-0.013
54	-0.004	0.482	0.534	-0.065	0.481	0.584	0.574	0.467	-0.052	0.492	0.245	0.006	-0.070	-0.064	0.465	0.358	0.487	-0.044
55	-0.041	0.199	0.163	0.084	0.181	0.133	0.128	0.156	0.160	0.163	-0.008	-0.032	0.207	0.203	0.115	0.058	0.182	0.107

ID	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
1	-0.120	-0.068	0.027	-0.096	-0.040	0.007	0.023	-0.003	0.634	-0.061	0.133	-0.169	0.494	0.588	0.452	0.466	0.408	0.375	0.041
2	0.066	0.076	0.774	-0.041	0.522	0.550	-0.157	-0.016	0.070	0.521	0.116	0.047	0.061	0.085	0.027	0.102	0.014	-0.003	0.130
3	0.489	0.462	-0.033	0.103	-0.084	-0.087	-0.068	0.104	-0.038	-0.132	0.031	0.049	0.115	0.070	0.240	0.013	0.248	0.254	-0.035
4	0.077	0.101	0.906	-0.031	0.587	0.573	-0.203	-0.051	-0.003	0.535	0.085	0.102	0.012	0.042	-0.017	0.019	-0.004	-0.043	0.097
5	0.048	0.072	0.825	-0.080	0.610	0.548	-0.181	-0.122	-0.004	0.537	0.069	0.132	0.010	0.028	-0.017	0.029	-0.002	-0.047	0.088
6	0.084	0.107	0.900	-0.029	0.592	0.607	-0.207	-0.031	0.008	0.557	0.120	0.061	0.019	0.047	-0.016	0.034	-0.006	-0.035	0.127
7	0.013	0.002	0.040	0.568	0.116	-0.004	-0.166	0.326	-0.068	0.032	-0.017	0.814	0.024	-0.031	0.027	-0.024	0.011	-0.011	0.011
8	-0.029	-0.008	0.097	-0.084	0.027	0.039	-0.003	-0.025	0.711	-0.010	0.195	-0.034	0.547	0.726	0.504	0.562	0.473	0.427	0.164
9	-0.158	-0.124	0.243	-0.151	0.519	0.531	-0.164	-0.225	-0.018	0.677	0.014	0.035	-0.004	0.009	-0.012	0.086	-0.016	-0.006	0.054
10	-0.116	-0.109	0.330	-0.106	0.576	0.634	-0.184	-0.156	0.068	0.753	0.130	0.054	0.015	0.026	-0.025	0.111	-0.049	-0.009	0.172
11	-0.048	-0.038	0.073	-0.004	0.289	0.058	-0.172	-0.293	0.006	0.116	-0.093	0.606	0.056	-0.003	0.046	0.058	0.078	0.001	-0.060
12	-0.102	-0.074	0.071	-0.092	0.031	0.041	-0.076	-0.027	0.735	0.012	0.207	-0.064	0.579	0.796	0.558	0.592	0.536	0.472	0.184
13	-0.017	0.014	0.583	-0.094	0.731	0.887	-0.160	-0.058	0.088	0.791	0.197	-0.047	0.033	0.080	-0.027	0.116	-0.073	-0.038	0.207
14	-0.041	-0.044	-0.033	-0.009	-0.022	0.004	0.005	0.037	0.583	-0.039	0.264	-0.050	0.500	0.641	0.435	0.497	0.389	0.388	0.195
15	-0.168	-0.167	-0.012	-0.118	0.040	0.037	-0.074	-0.089	0.725	0.009	0.270	-0.041	0.516	0.615	0.490	0.541	0.418	-0.411	0.107
16	0.079	0.023	0.202	0.054	0.123	0.196	-0.092	0.125	0.187	0.284	0.561	-0.017	0.092	0.193	0.046	0.183	0.010	0.039	0.849
17	-0.043	-0.053	0.026	-0.052	0.004	-0.004	0.029	-0.029	0.590	-0.045	0.189	-0.010	0.342	0.443	0.358	0.379	0.280	0.328	0.119
18	-0.126	-0.031	-0.009	-0.112	0.057	0.006	-0.036	-0.140	0.538	-0.018	0.069	0.015	0.564	0.500	0.653	0.518	0.584	0.559	-0.027
19	-0.035	-0.018	0.100	-0.034	0.312	0.079	-0.167	-0.308	0.020	0.147	-0.084	0.580	0.051	0.002	0.042	0.065	0.076	-0.004	-0.041
20	0.008	0.034	0.100	-0.038	-0.002	0.013	-0.020	0.028	0.723	-0.033	0.241	-0.057	0.603	0.798	0.556	0.588	0.517	0.482	0.199
21	-0.108	-0.072	0.047	-0.095	0.028	0.026	-0.044	-0.045	0.826	-0.004	0.214	-0.052	0.636	0.831	0.610	0.640	0.552	0.534	0.163
22	-0.055	-0.019	0.503	-0.136	0.802	0.724	-0.106	-0.216	-0.003	0.741	0.044	0.113	-0.010	0.015	-0.047	0.071	-0.058	-0.065	0.084
23	-0.082	-0.054	0.093	-0.107	0.047	0.059	-0.018	-0.052	0.859	0.026	0.219	-0.045	0.626	0.773	0.550	0.644	0.477	0.481	0.181
24	0.048	0.065	0.081	-0.060	0.004	-0.011	-0.042	-0.013	0.701	-0.060	0.171	-0.020	0.638	0.739	0.650	0.612	0.597	0.584	0.133
25	0.007	0.032	0.066	-0.079	0.011	0.008	-0.017	-0.028	0.762	-0.050	0.182	-0.037	0.655	0.742	0.644	0.654	0.576	0.574	0.128
26	-0.022	0.002	0.082	-0.060	-0.002	-0.003	-0.076	-0.011	0.730	-0.040	0.243	-0.033	0.626	0.811	0.545	0.572	0.536	0.467	0.156
27	-0.067	-0.040	0.472	-0.087	0.796	0.797	-0.111	-0.128	0.033	0.795	0.116	0.049	0.003	0.033	-0.038	0.093	-0.070	-0.052	0.160
28	-0.145	-0.114	0.031	-0.135	0.032	0.035	-0.053	-0.080	0.870	0.017	0.188	-0.055	0.608	0.756	0.560	0.648	0.494	0.492	0.163
29	0.454	0.439	-0.001	0.048	-0.068	-0.080	-0.078	0.055	0.025	-0.129	0.024	0.033	0.122	0.104	0.239	0.035	0.256	0.245	-0.008
30	0.020	0.048	-0.017	-0.020	0.053	-0.007	-0.014	-0.096	0.012	-0.005	-0.013	0.150	0.013	-0.007	0.010	0.008	0.000	0.006	-0.032
31	-0.065	-0.040	0.484	-0.109	0.681	0.797	-0.155	-0.115	0.053	0.896	0.138	0.007	-0.015	0.022	-0.066	0.097	-0.108	-0.070	0.207
32	-0.032	-0.010	0.545	-0.081	0.721	0.880	-0.138	-0.070	0.041	0.831	0.162	-0.012	-0.008	0.039	-0.062	0.073	-0.102	-0.064	0.203
33	-0.214	-0.176	-0.002	-0.170	0.037	0.035	-0.066	-0.130	0.878	0.027	0.147	-0.033	0.577	0.650	0.521	0.630	0.427	0.465	0.115
34	-0.178	-0.115	0.040	-0.165	0.045	0.068	0.002	-0.126	0.761	0.062	0.130	-0.056	0.523	0.573	0.433	0.584	0.345	0.358	0.058
35	-0.141	-0.117	0.041	-0.133	0.043	0.051	-0.023	-0.083	0.925	0.031	0.208	-0.051	0.615	0.746	0.555	0.668	0.475	0.487	0.182
36	0.094	0.123	0.931	0.000	0.535	0.562	-0.191	0.000	-0.020	0.510	0.093	0.071	0.009	0.026	-0.030	0.006	-0.013	-0.044	0.107
37	1.000	0.776	0.102	0.120	-0.017	0.033	-0.058	0.140	-0.198	-0.033	0.073	0.013	-0.087	-0.051	-0.033	-0.132	0.002	-0.026	0.082
38	0.776	1.000	0.129	0.057	0.018	0.046	0.023	0.072	-0.166	-0.014	0.091	0.000	-0.048	-0.018	-0.012	-0.103	-0.020	-0.006	0.012
39	0.102	0.129	1.000	-0.018	0.511	0.552	-0.161	0.000	0.014	0.485	0.105	0.070	0.020	0.052	-0.010	0.017	-0.001	-0.032	0.103
40	0.120	0.057	-0.018	1.000	-0.097	-0.048	0.022	0.799	-0.165	-0.096	0.078	0.419	-0.057	-0.094	-0.049	-0.138	-0.063	-0.052	0.087
41	-0.017	0.018	0.511	-0.097	1.000	0.805	-0.181	-0.206	0.030	0.658	0.066	0.187	0.013	0.037	-0.012	0.073	-0.019	-0.033	0.067
42	0.033	0.046	0.552	-0.048	0.805	1.000	-0.162	-0.047	0.032	0.728	0.172	0.007	0.005	0.037	-0.045	0.064	-0.079	-0.052	0.153
43	-0.058	0.023	-0.161	0.022	-0.181	-0.162	1.000	0.027	-0.030	-0.181	-0.087	-0.149	-0.052	-0.064	-0.094	-0.020	-0.122	-0.080	-0.091
44	0.140	0.072	0.000	0.799	-0.206	-0.047	0.027	1.000	-0.126	-0.126	0.142	0.112	-0.051	-0.043	-0.045	-0.125	-0.055	-0.026	0.141
45	-0.198	-0.166	0.014	-0.165	0.030	0.032	-0.030	-0.126	1.000	0.014	0.184	-0.044	0.627	0.724	0.561	0.694	0.471	0.489	0.165
46	-0.033	-0.014	0.485	-0.096	0.658	0.728	-0.181	-0.126	0.014	1.000	0.136	0.055	-0.025	0.002	-0.068	0.070	-0.099	-0.073	0.227
47	0.073	0.091	0.105	0.078	0.066	0.172	-0.087	0.142	0.184	0.136	1.000	-0.044	0.143	0.170	0.096	0.158	0.050	0.082	0.567
48	0.013	0.000	0.070	0.419	0.187	0.007	-0.149	0.112	-0.044	0.055	-0.044	1.000	0.007	-0.059	0.000	-0.034	0.000	-0.030	-0.011
49	-0.087	-0.048	0.020	-0.057	0.013	0.005	-0.052	-0.051	0.627	-0.025	0.143	0.007	1.000	0.618	0.717	0.675	0.654	0.600	0.068
50	-0.051	-0.018	0.052	-0.094	0.037	0.037	-0.064	-0.043	0.724	0.002	0.170	-0.059	0.618	1.000	0.573	0.606	0.562	0.500	0.142
51	-0.033	-0.012	-0.010	-0.049	-0.012	-0.045	-0.094	-0.045	0.561	-0.068	0.096	0.000	0.717	0.573	1.000	0.649	0.795	0.809	0.010
52	-0.132	-0.103	0.017	-0.138	0.073	0.064	-0.020	-0.125	0.694	0.070	0.158	-0.034	0.675	0.606	0.649	1.000	0.535	0.530	0.153
53	0.002	-0.020	-0.001	-0.063	-0.019	-0.079	-0.122	-0.055	0.471	-0.099	0.050	0.000	0.654	0.562	0.795	0.535	1.000	0.694	-0.026
54	-0.026	-0.006	-0.032	-0.052	-0.033	-0.052	-0.080	-0.026	0.489	-0.073	0.082	-0.030	0.600	0.500	0.809	0.530	0.694	1.000	0.019
55	0.082	0.012	0.103	0.087	0.067	0.153	-0.091	0.141	0.165	0.227	0.567	-0.011	0.068	0.142	0.010	0.153	-0.026	0.019	1.000

Anexo C. Códigos Python generación de escenarios eólicos

Código C.1: Codigo para la creación de escenarios eólicos.

```
1 import pandas as pd
2 import numpy as np
3 import os
4 import json
5
6 # Inicializar los factores de planta y las matrices de transición
7 # Estos pueden tomar valores 0, 0.01,0.02,...,0.99,1
8 states = np.round(np.arange(0, 1.01, 0.01), 2)
9 num_states = len(states)
10 transitions = {}
11
12 # Crear un diccionario para almacenar las matrices de transición
13 for month in data['Mes'].unique():
14     for central in data['Nombre'].unique():
15         transitions[(month, central)] = {}
16         for hour in range(1, 25):
17             transitions[(month, central)][hour] = np.zeros((num_states, num_states))
18
19 # Función para obtener el índice del estado
20 def get_state_index(factor):
21     return np.where(states == round(factor, 2))[0][0]
22
23 # Contar las transiciones
24 Filenames = data['FileName'].unique()
25 for filename in Filenames:
26     data_filt = data[data['FileName']== filename]
27     for (month, central), group in data_filt.groupby(['Mes', 'Nombre']):
28         for hour in range(1, 25):
29             hour_data = group[group['Hora'] == hour]
30             next_hour_data = group[group['Hora'] == (hour % 24) + 1]
31
32             if not hour_data.empty and not next_hour_data.empty:
33                 for current_factor, next_factor in zip(hour_data['FactorPlanta'],
34 ↪ next_hour_data['FactorPlanta']):
35                     i = get_state_index(current_factor)
36                     j = get_state_index(next_factor)
37                     transitions[(month, central)][hour][i, j] += 1
38
39 # Normalizar las matrices de transición
40 for key, hour_matrices in transitions.items():
41     for hour, matrix in hour_matrices.items():
42         row_sums = matrix.sum(axis=1, keepdims=True)
43         row_sums[row_sums == 0] = 1 # Evitar división por cero
44         transitions[key][hour] = matrix / row_sums
45
46 #Calcular la matriz de transicion acumulada
```

```

46 def calcular_matriz_transicion_acumulada(matriz_transicion):
47     matriz_acumulada = np.cumsum(matriz_transicion, axis=1)
48     return matriz_acumulada
49
50 #Algoritmo para encontrar el proximo estado
51 def encontrar_siguiete_estado(matriz_acumulada, estado_actual, random_number):
52     prob_acumulada = matriz_acumulada[estado_actual]
53     vertices = prob_acumulada
54
55     for i in range(len(vertices)):
56         if random_number == vertices[i]: # Si cae en un vértice
57             return np.where(prob_acumulada == vertices[i])[0][0]
58         elif i < len(vertices) - 1 and vertices[i] < random_number <= vertices[i + 1]: # Si
59             ↪ cae en una pendiente
60             return np.where(prob_acumulada == vertices[i + 1])[0][0]
61         elif i < len(vertices) - 1 and vertices[i] == random_number == vertices[i + 1]: #
62             ↪ Si cae en un valle
63             return None
64
65     return np.where(prob_acumulada >= random_number)[0][0]
66
67 # Función para generar escenarios eólicos no correlacionados
68 def generar_escenario_eolico(mes, central, hora_inicial, estado_inicial, num_pasos=24):
69     escenario = []
70     hora_actual = hora_inicial
71     estado_actual = np.where(states == round(estado_inicial, 2))[0][0]
72     escenario.append(estado_inicial)
73
74     for _ in range(num_pasos):
75         # Obtener la matriz de transición acumulada para la hora actual
76         matriz_acumulada = calcular_matriz_transicion_acumulada(transitions[(mes,
77             ↪ central)][hora_actual])
78
79         # Generar un número aleatorio entre 0 y 1
80         random_number = np.random.rand()
81
82         # Encontrar el siguiente estado
83         siguiente_estado = encontrar_siguiete_estado(matriz_acumulada, estado_actual
84             ↪ , random_number)
85
86         # Regenerar el número aleatorio si cae en un valle
87         while siguiente_estado is None:
88             random_number = np.random.rand()
89             siguiente_estado = encontrar_siguiete_estado(matriz_acumulada,
90                 ↪ estado_actual, random_number)
91
92         # Agregar el siguiente estado al escenario
93         escenario.append(states[siguiente_estado])
94
95         # Actualizar el estado actual y la hora actual para la siguiente iteración
96         estado_actual = siguiente_estado

```

```

92     hora_actual = (hora_actual % 24) + 1 # Avanzar a la siguiente hora (circular de
    ↪ 24 a 1)
93     return escenario
94
95 # Función para generar escenarios eólicos para grupos correlacionados
96 def generar_escenarios_eolicos_para_grupo(mes, centrales, hora_inicial, num_pasos
    ↪ =24):
97     escenarios = {central: [] for central in centrales}
98     hora_actual = hora_inicial
99
100    # Elegir una central aleatoriamente
101    central_elegida = np.random.choice(centrales)
102
103    # Obtener un estado factible al azar para la central elegida
104    estado_inicial = estado_factible_inicial(mes,central_elegida)
105
106    #Condicion inicial
107    for central in centrales:
108        escenarios[central].append(estado_inicial)
109
110    # Generar el escenario para la central elegida
111    escenario_central_elegida = generar_escenario_eolico(mes, central_elegida,
    ↪ hora_inicial, estado_inicial, num_pasos)
112
113    # Agregar el escenario de la central elegida a los escenarios
114    escenarios[central_elegida] = escenario_central_elegida
115
116    # Generar escenarios para el resto de las centrales
117    for central in centrales:
118        if central != central_elegida:
119            for paso in range(num_pasos):
120                random_number = np.random.rand()
121                valor_central_elegida = escenario_central_elegida[paso]
122                if random_number < 0.675:
123                    valor = valor_central_elegida
124                else:
125                    error = np.random.normal(0, 0.22)
126                    valor = valor_central_elegida + error
127                    if valor > 1:
128                        valor = 1
129                    elif valor < 0:
130                        valor = 0
131                escenarios[central].append(valor)
132
133    return escenarios
134
135 def estado_factible_inicial(mes,central):
136     matriz_acumulada = calcular_matriz_transicion_acumulada(transitions[(mes,
    ↪ central)][1])
137
138     # Encontrar estados factibles iniciales
139     estados_factibles = []

```

```

140     for i, fila in enumerate(matriz_acumulada):
141         if fila[-1] == 1:
142             estados_factibles.append(i)
143
144     # Devolver un estado inicial factible (o None si no hay estados factibles)
145     if estados_factibles:
146         return np.round(np.random.choice(estados_factibles)/100,2)
147     else:
148         return None
149
150 #Creacion de escenarios independientes
151 CenNC = data[data['Correlacion'] == 'No correlacionado']
152 ListaNombres_NC = CenNC['Nombre'].unique()
153 NumSamples = 10
154 ListaMes = [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12]
155 H=24
156 ListaHorasMes = [H*31-1, H*28-1, H*31-1, H*30-1, H*31-1, H*30-1, H*31-1, H*31-1, H
    ↪ *30-1, H*31-1, H*30-1, H*31-1]
157 #EscenariosFinales = pd.DataFrame()
158 inicio = pd.Timestamp("2023-01-01 00:59:00")
159 fin = pd.Timestamp("2023-12-31 23:59:00")
160 intervalo = pd.DateOffset(hours=1)
161 fechas_horas = pd.date_range(start=inicio, end=fin, freq=intervalo)
162 NumEsc = [i for i in range(1,NumSamples +1)]
163
164 ruta_final = os.path.join(ruta_final_0,'Samples_' + str(NumSamples))
165 isExist = os.path.exists(ruta_final)
166 if not isExist:
167     os.makedirs(ruta_final)
168
169 # Formatear las fechas y horas como "dd-mm-yyyy hh:mm:ss"
170 fechas_horas_formateadas = fechas_horas.strftime("%d-%m-%Y %H:%M:%S")
171
172 #Creacion escenarios no correlacionados
173 for esc in NumEsc:
174     EscenariosFinales = pd.DataFrame()
175     EscenariosFinales['Fechas']= fechas_horas
176     for col in ListaNombres_NC:
177         EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
178     for centrales in ListaNombres_NC:
179         esc_central = []
180         for meses in ListaMes:
181             escenario_generado = generar_escenario_eolico(mes=meses, central= centrales
    ↪ , hora_inicial=1, estado_inicial=estado_factible_inicial(meses,centrales),
    ↪ num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
182             esc_central.extend(escenario_generado)
183             EscenariosFinales[str(centrales)] = esc_central
184         ruta = os.path.join(ruta_final, 'Sample' + str(esc) + '.csv')
185         EscenariosFinales.to_csv(ruta, encoding='latin', index=False)
186
187
188 #Creacion escenarios correlacionados

```

```

189 CenCorrelacionados = data[data['Correlacion'] != 'No correlacionado']
190 ListaGrupos = ['Grupo 1', 'Grupo 2', 'Grupo 3', 'Grupo 4', 'Grupo 5', 'Grupo 6'] #
    ↪ [5,4,3,2,4,2]
191 for esc in NumEsc:
192     EscenariosFinales = pd.DataFrame()
193     EscenariosFinales['Fechas']= fechas_horas
194
195     #Grupo 1 (5 Centrales)
196     CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
    ↪ Grupo 1']
197     CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
198     for col in CenGroup:
199         EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
200
201     esc_central_1 = []
202     esc_central_2 = []
203     esc_central_3 = []
204     esc_central_4 = []
205     esc_central_5 = []
206     for meses in ListaMes:
207         escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
    ↪ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
208
209         esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
210         esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
211         esc_central_3.extend(escenario_generado[str(CenGroup[2])])
212         esc_central_4.extend(escenario_generado[str(CenGroup[3])])
213         esc_central_5.extend(escenario_generado[str(CenGroup[4])])
214     EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
215     EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
216     EscenariosFinales[str(CenGroup[2])] = esc_central_3
217     EscenariosFinales[str(CenGroup[3])] = esc_central_4
218     EscenariosFinales[str(CenGroup[4])] = esc_central_5
219
220     #Grupo 2 (4 Centrales)
221     CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
    ↪ Grupo 2']
222     CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
223     for col in CenGroup:
224         EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
225
226     esc_central_1 = []
227     esc_central_2 = []
228     esc_central_3 = []
229     esc_central_4 = []
230     for meses in ListaMes:
231         escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
    ↪ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
232
233         esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
234         esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
235         esc_central_3.extend(escenario_generado[str(CenGroup[2])])

```

```

236     esc_central_4.extend(escenario_generado[str(CenGroup[3])])
237 EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
238 EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
239 EscenariosFinales[str(CenGroup[2])] = esc_central_3
240 EscenariosFinales[str(CenGroup[3])] = esc_central_4
241
242 #Grupo 3 (3 Centrales)
243 CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
↳ Grupo 3']
244 CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
245 for col in CenGroup:
246     EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
247
248 esc_central_1 = []
249 esc_central_2 = []
250 esc_central_3 = []
251 for meses in ListaMes:
252     escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
↳ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
253
254     esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
255     esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
256     esc_central_3.extend(escenario_generado[str(CenGroup[2])])
257 EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
258 EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
259 EscenariosFinales[str(CenGroup[2])] = esc_central_3
260
261 #Grupo 4 (2 Centrales)
262 CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
↳ Grupo 4']
263 CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
264 for col in CenGroup:
265     EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
266
267 esc_central_1 = []
268 esc_central_2 = []
269 for meses in ListaMes:
270     escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
↳ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
271
272     esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
273     esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
274 EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
275 EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
276
277 #Grupo 5 (4 Centrales)
278 CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
↳ Grupo 5']
279 CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
280 for col in CenGroup:
281     EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
282

```

```

283 esc_central_1 = []
284 esc_central_2 = []
285 esc_central_3 = []
286 esc_central_4 = []
287 for meses in ListaMes:
288     escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
↪ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
289
290     esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
291     esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
292     esc_central_3.extend(escenario_generado[str(CenGroup[2])])
293     esc_central_4.extend(escenario_generado[str(CenGroup[3])])
294 EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
295 EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
296 EscenariosFinales[str(CenGroup[2])] = esc_central_3
297 EscenariosFinales[str(CenGroup[3])] = esc_central_4
298
299 #Grupo 6 (2 Centrales)
300 CentralesGrupos = CenCorrelacionados[CenCorrelacionados['Correlacion'] == '
↪ Grupo 6']
301 CenGroup = CentralesGrupos['Nombre'].unique()
302 for col in CenGroup:
303     EscenariosFinales[col] = pd.Series(dtype='object')
304
305 esc_central_1 = []
306 esc_central_2 = []
307 for meses in ListaMes:
308     escenario_generado = generar_escenarios_eolicos_para_grupo(meses, CenGroup,
↪ hora_inicial=1, num_pasos= ListaHorasMes[meses-1])
309
310     esc_central_1.extend(escenario_generado[str(CenGroup[0])])
311     esc_central_2.extend(escenario_generado[str(CenGroup[1])])
312 EscenariosFinales[str(CenGroup[0])] = esc_central_1
313 EscenariosFinales[str(CenGroup[1])] = esc_central_2
314
315 #Guardado final
316 ruta = os.path.join(ruta_final, 'SampleCorrelacionado' + str(esc) + '.csv')
317 EscenariosFinales.to_csv(ruta, encoding='latin', index=False)

```