



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

**EVALUACIÓN DE RIESGO DE DISTINTOS ESQUEMAS CONTRACTUALES  
DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA GENERACIÓN RENOVABLE NO  
CONVENCIONAL**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICO**

**PEDRO JUAN ROJAS OLATE**

**PROFESOR GUÍA  
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
ALEJANDRO BERNALES SILVA**

**SANTIAGO DE CHILE**

**2017**

RESUMEN DE LA MEMORIA PARTA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICO  
POR: PEDRO ROJAS OLATE  
FECHA: 29 de Mayo de 2017  
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

## EVALUACIÓN DE RIESGO DE DISTINTOS ESQUEMAS CONTRACTUALES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA GERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

El presente trabajo de memoria aborda el análisis de riesgo de distintas alternativas de contratación de energía para generadores renovables eólicos y solares, considerando una proyección de las condiciones del sistema eléctrico SIC (Sistema Interconectado Central) y del mercado eléctrico futuro (e.g. 2025) mediante el uso de modelos matemáticos de despacho de carga. Lo anterior se logra a través de tres etapas claramente diferenciadas; generación de escenarios de trabajo (precios de combustibles, disponibilidad de recursos renovables y capacidad instalada de generación), simulaciones sistémicas (para obtener proyecciones del precio spot a futuro) y finalmente evaluación de riesgo (para identificar las mejores alternativas de contratación).

En la primera etapa se construyen escenarios proyectados de diversas matrices energéticas al año 2025 (considerando varias proyecciones desde una participación importante de centrales eólicas hasta con un intensivo desarrollo en base a combustibles fósiles), combinadas con hidrologías probabilísticas asociadas a afluentes a embalses y centrales de pasada, proyecciones de precios de combustibles y estimaciones de perfiles de disponibilidad de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales (ERNC), realizadas mediante representaciones en series de tiempo obtenidas a partir de perfiles reales históricos.

En una segunda etapa y con el objetivo de capturar de la mejor forma posible la estocasticidad asociada a la operación futura del sistema eléctrico SIC, se realizan 81.000 simulaciones sistémicas sobre las diversas combinaciones de los escenarios de operación definidos previamente, siendo el enfoque la obtención de despachos de carga y precios spot horarios.

Finalmente, se calculan los márgenes mensuales para diversas estructuras contractuales que cubren de diferentes maneras el riesgo asociado a la interacción con el mercado spot por parte de un generador renovable. Para hacer esto se consideran dos esquemas de contratación de energía (mediante bloques horarios diferenciados y bloque único), además de dos niveles de contratación. Finalmente se realiza una evaluación de riesgo utilizando la métrica *Conditional Value at Risk* (CVaR), aplicada sobre diferentes histogramas que representan márgenes mensuales de un generador en función de su probabilidad de ocurrencia asociada. Este trabajo muestra que los niveles eficientes de contratación ERNC (solar y viento) deben considerar un volumen de energía menor que la energía generable (esperada) para evitar compras en el mercado spot en el caso que el recurso no esté disponible. También se muestra que si bien la contratación de largo plazo puede ser efectiva en disminuir los niveles de riesgo de nuevos proyectos ERNC, también puede elevar significativamente los niveles de exposición al riesgo dependiendo de la estrategia de contratación (cantidad y tipo de contrato), sobre todo en el caso de proyectos solares, donde los niveles de exposición al riesgo pueden variar de manera importante en función del volumen de contratación (lo que también ocurre en menor medida para proyectos eólicos).

*A mi familia. A las personas que  
forman o formaron parte de mi vida*

*Un exceso. Uno tras otro.  
Acepto que durante mi vida me he excedido  
en DEMASIADAS ocasiones.  
¿Pero qué no son los excesos, sino  
más bien los resquemores del alma?  
Si he de vivir que sea sin timón y en el delirio.*

Roberto Bolaño, Mario Santiago.

## Tabla de Contenido

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1. Motivación.....   | 1         |
| 1.2. Alcance.....  | 2         |
| 1.3. Objetivos.....  | 3         |
| 1.3.1. Objetivo General .....  | 3         |
| 1.3.2. Objetivos Específicos.....  | 3         |
| 1.4. Estructura.....   | 4         |
| <b>2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....</b>  | <b>5</b>  |
| 2.1. Caracterización mediante series de tiempo.....                          | 5         |
| 2.1.1. Modelos ARMA.....   | 5         |
| 2.1.2. Modelos ARIMA.....  | 6         |
| 2.1.3. Modelos SARIMA .....  | 9         |
| 2.2. Modelos de Despacho Económico.....                                      | 10        |
| 2.2.1. Predespacho de Unidades.....  | 10        |
| 2.2.2. Modelo de despacho Uninodal.....                                      | 11        |
| 2.2.3. Despacho de sistemas Hidrotérmicos.....                               | 14        |
| 2.3. Estructuras de Contratación.....  | 22        |
| 2.3.1. Consideraciones Básicas en el Mercado Eléctrico Chileno .....         | 22        |
| 2.3.2. Alternativas Implementadas en el Mundo.....                           | 26        |
| 2.4. Criterio de evaluación de riesgo CVaR.....                              | 35        |
| <b>3. METODOLOGÍA PROPUESTA.....</b>   | <b>37</b> |
| 3.1. Generación de Escenarios.....   | 37        |
| 3.1.1. Generación de perfiles eólicos y solares .....                        | 38        |
| 3.1.2. Generación de escenarios de precios.....                              | 38        |
| 3.1.3. Perfiles hidrológicos.....  | 41        |
| 3.1.4. Escenarios de matriz energética .....                                 | 42        |
| 3.2. Determinación de margen operacional y algoritmo computacional utilizado | 44        |
| 3.3. Análisis de Riesgo.....   | 51        |

|   |            |
|---|------------|
| <b>3.4. Orden cronológico de etapas.....</b>  | <b>53</b>  |
| <b>4. FUNCIONAMIENTO Y RESULTADOS.....</b>  | <b>56</b>  |
| <b>4.1. Precios Spot obtenidos por hora y por bloque</b>  | <b>56</b>  |
| <b>4.2. Ilustración de los despachos de carga obtenidos.....</b>  | <b>58</b>  |
| 4.2.1. Despachos sobre matriz energética altamente eólica .....   | 58         |
| <b>4.3. Histogramas de márgenes mensuales esperados.....</b>  | <b>63</b>  |
| 4.3.1. Histogramas de márgenes mensuales para generación solar.....   | 63         |
| 4.3.2. Histogramas de márgenes mensuales para generación eólica.....  | 71         |
| <b>4.4. Análisis de sensibilidad con altos precios spot a futuro.....</b>   | <b>77</b>  |
| 4.4.1. Histogramas para generación solar bajo análisis de sensibilidad.....   | 79         |
| 4.4.2. Histogramas para generación eólica bajo análisis de sensibilidad.....  | 84         |
| <b>5. ANÁLISIS CONJUNTO DE RESULTADOS.....</b>  | <b>91</b>  |
| <b>5.1 Evaluación de riesgo para generación ERNC</b>  | <b>91</b>  |
| 5.1.1. Evaluación de riesgo contractual para generación solar en caso base. ....  | 91         |
| 5.1.2. Evaluación de riesgo contractual para generación eólica en caso base.....  | 94         |
| 5.1.3. Evaluación de riesgo contractual para generación ERNC bajo análisis de<br>sensibilidad (para alto precio spot a futuro)..... | 96         |
| <b>6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....</b>  | <b>99</b>  |
| <b>6.1. Conclusiones.....</b>   | <b>99</b>  |
| <b>6.2. Propuesta de trabajo futuro.....</b>  | <b>101</b> |
| <b>ANEXOS.....</b>  | <b>102</b> |
| <b>A. Modelación mediante series de tiempo.....</b>   | <b>102</b> |
| <b>B. Cantidades Contratadas.....</b>   | <b>107</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>  | <b>112</b> |

## Índice de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 2.1 - Proceso no estacionario .....   | 7  |
| Figura 2.2 - Transformación logarítmica de un proceso no estacionario .....  | 7  |
| Figura 2.3 - Diferenciación de un proceso no estacionario .....  | 8  |
| Figura 2.4 - Ejemplo de una serie estacional.....  | 9  |
| Figura 2.5 - Costo marginal único en un sistema uninodal .....   | 13 |
| Figura 2.6 - Desacople de costos en un sistema uninodal .....  | 13 |
| Figura 2.7 - Diferentes tipos de caudales relativos a un embalse.....  | 14 |
| Figura 2.8 - Costo Marginal en un sistema hidroeléctrico .....   | 16 |
| Figura 2.9 - Diferentes hidrologías en un sistema hidrotérmico .....   | 17 |
| Figura 2.10 - Costos presente y futuro de un embalse en función del agua almacenada ....   | 18 |
| Figura 2.11 - Minimización de costos totales de un embalse en función de su volumen.....   | 18 |
| Figura 2.12 - Construcción de la función de costo futuro de un embalse .....   | 21 |
| Figura 2.13 - Construcción de la Función de Costo futuro mediante Programación Dinámica Dual.....  | 22 |
| Figura 2.14 - Estructura del mercado eléctrico chileno.....  | 23 |
| Figura 2.15 - Esquema de pago FIT fijo .....   | 27 |
| Figura 2.16 - Cuotas OR Periodo 2003-2016.....   | 30 |
| Figura 2.17 - Esquema de pago CFD .....  | 31 |
| Figura 2.18 - Pago de CFD a través del Government owned counterparty .....   | 31 |
| Figura 2.19 - Interacción CFD – RO en período 2014-17.....   | 33 |
| Figura 2.20 - VaR de un Portafolio de Pérdidas.....  | 35 |
| Figura 2.21 - CVaR de un Portafolio de Pérdidas .....  | 36 |
| Figura 3.1 - Esquema básico del trabajo de memoria.....  | 37 |
| Figura 3.2 - Generación de escenarios de precios de combustibles .....   | 39 |
| Figura 3.3 - Proyección de nube de puntos sobre eje Carbón-Diesel.....   | 40 |
| Figura 3.4 - Proyección de nube de puntos sobre eje Carbón-GNL.....  | 40 |
| Figura 3.5 - Proyección de nube de puntos sobre eje GNL-Diesel .....   | 40 |
| Figura 3.6 - Esquemático de simulaciones sistémicas.....   | 44 |
| Figura 3.7 - PDF para dos distribuciones con igual media y distinta desviación estándar .  | 52 |
| Figura 3.8 - Esquemático de la metodología del trabajo de memoria .....  | 55 |
| Figura 4.1 - Precios Spot promedios obtenidos en forma horaria sobre el total de simulaciones .....  | 57 |
| Figura 4.2 - Despacho económico bajo hidrología seca en semana representativa de verano de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9.....      | 59 |
| Figura 4.3 - Despacho económico bajo hidrología húmeda en semana representativa de invierno de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9 ..... | 60 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 4.4 - Despacho económico bajo hidrología seca en semana representativa de verano de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9.....   | 61 |
| Figura 4.5 - Despacho económico bajo hidrología húmeda en semana representativa de invierno de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9 .....  | 62 |
| Figura 4.6 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC .....            | 64 |
| Figura 4.7 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC .....            | 65 |
| Figura 4.8 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC .....   | 66 |
| Figura 4.9 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, sin contratación.....  | 67 |
| Figura 4.10 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques único.....          | 68 |
| Figura 4.11 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único .....          | 69 |
| Figura 4.12 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios.....       | 70 |
| Figura 4.13 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC .....          | 71 |
| Figura 4.14 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC .....          | 72 |
| Figura 4.15 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC ..... | 73 |
| Figura 4.16 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, sin contratación.....  | 74 |
| Figura 4.17 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único .....         | 75 |
| Figura 4.18 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único .....         | 76 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 4.19 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios.....                                   | 77 |
| Figura 4.20 - Precios spot horarios esperados bajo análisis de sensibilidad .....  | 78 |
| Figura 4.21 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.....           | 79 |
| Figura 4.22 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.....           | 80 |
| Figura 4.23 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC bajo análisis de sensibilidad.....  | 81 |
| Figura 4.24 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, sin contratación y bajo análisis de sensibilidad.....  | 82 |
| Figura 4.25 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad.....          | 82 |
| Figura 4.26 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad.....          | 83 |
| Figura 4.27 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios bajo análisis de sensibilidad.....      | 84 |
| Figura 4.28 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.....          | 85 |
| Figura 4.29 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.....          | 86 |
| Figura 4.30 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC bajo análisis de sensibilidad..... | 87 |
| Figura 4.31 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, sin contratación y bajo análisis de sensibilidad.....   | 87 |
| Figura 4.32 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad.....         | 88 |
| Figura 4.33 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad .....        | 89 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 4.34 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios bajo análisis de sensibilidad..... | 90  |
| Figura 5.1 - Márgenes mensuales esperados para los esquemas considerados para generación solar .....   | 91  |
| Figura 5.2 - Desviación estándar para los distintos tipos de contratos considerados para generación solar .....  | 92  |
| Figura 5.3 - CVaR 5% para los distintos tipos de contratos considerados para generación solar .....  | 93  |
| Figura 5.4- Márgenes mensuales esperados para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica .....  | 94  |
| Figura 5.5 – Desviación estandar para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica .....  | 95  |
| Figura 5.6 - CvaR 5% para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica.....   | 96  |
| Figura 5.7 – CVaR 5% y margen esperado para los diferentes tipo de contratos considerados para generación solar bajo análisis de sensibilidad .....  | 97  |
| Figura 5.8 – CVaR 5% y márgenes esperados para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica bajo análisis de sensibilidad.....  | 98  |
| Figura A.1 - ACF (Izquierda) y PACF (Derecha) para serie Viento en periodo de Invierno .....   | 102 |
| Figura A.2 - Representación gráfica de residuos de la serie Invierno (izquierda) y su histograma de frecuencias (Derecha) .....  | 103 |
| Figura A.3- Series histórica y sintética de viento para un día representativo de invierno. ....  | 103 |
| Figura A.4 - Series histórica (Izquierda) y sintética (Derecha) de sol para una semana representativo de verano.....   | 104 |
| Figura A.5 - Series histórica (Izquierda) y sintética (Derecha) de sol para una semana representativo de invierno .....  | 105 |
| Figura A.6 - Series histórica y sintética de sol para un día representativo de verano e invierno.....  | 106 |
| Figura A.7 - Representación gráfica de residuos de la serie Error (izquierda) y su histograma de frecuencias (Derecha) .....   | 106 |
| Figura B.1 - Cantidades contratadas neutras al riesgo por bloques horarios (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador solar .....  | 107 |
| Figura B.2 - Cantidades contratadas aversas al riesgo por bloques horarios (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador solar .....  | 108 |
| Figura B.3 - Cantidades contratadas aversas al riesgo por bloques horarios (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador solar .....  | 108 |
| Figura B.4 - Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloque único considerando un generador solar .....   | 109 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura B.5 - Cantidades contratadas neutras al riesgo por bloques horarios (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador eólico ..... | 109 |
| Figura B.6 -Cantidades contratadas aversas al riesgo por bloques horarios (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador eólico.....   | 110 |
| Figura B.7 - Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloques horarios ABC para un generador eólico.....                             | 110 |
| Figura B.8 - Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloques único para un generador eólico.....                                    | 111 |

## Índice de Tablas

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 3.1 - Precios de combustibles proyectados por CNE al 2025 .....               | 38  |
| Tabla 3.2 - Precios proyectados por la CNE en unidades de [USD/Mwh] .....           | 38  |
| Tabla 3.3 - Información estadística sobre precios de combustibles térmicos .....    | 38  |
| Tabla 3.4 - Escenarios generados de precios de combustibles .....                   | 41  |
| Tabla 3.5 - Escenarios hidrológicos utilizados [22] .....                           | 42  |
| Tabla 3.6 - Escenarios de matrices energéticas utilizados.....                      | 43  |
| Tabla 3.7 - Factores de disponibilidad anual de tecnologías térmicas .....          | 46  |
| Tabla 4.1 - Escenarios probabilísticos usados para la obtención de resultados ..... | 46  |
| Tabla 4.2 - Precios Spot promedio por bloque sobre el total de simulaciones.....    | 57  |
| Tabla 4.3 - Escenarios probabilísticos para análisis de sensibilidad .....          | 78  |
| Tabla 4.4 - Precios Spot esperados por bloque bajo análisis de sensibilidad.....    | 79  |
| Tabla A.1 - Cantidades contratadas para un generador solar .....                    | 107 |
| Tabla B.1 - Cantidades contratadas para un generador eólico .....                   | 109 |

# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

Durante los últimos años ha existido un importante incremento en la instalación de generación renovable en nuestro país, asociada principalmente a la reducción de costos y a los breves periodos de instalación en comparación con las tecnologías tradicionales, llegando incluso al orden de los meses para el caso de parques solares.

Debido al desarrollo proyectado para los próximos años, toma especial relevancia el estudio de la exposición al riesgo que sufre un generador renovable en su interacción con el mercado spot a causa de la intermitencia de los recursos naturales utilizados (e.g. viento, sol, agua), quedando este riesgo definido por las estructuras de contratación que puede establecer con sus clientes como por ejemplo el esquema de bloques horarios aprobado en Chile en 2014 o el contrato por bloque único existente en la actualidad.

Al considerar la interacción de un generador con el mercado spot, surgen interrogantes sobre la magnitud del margen mensual que percibirá un generador, considerando que éste percibe un margen neto determinado por el precio de contrato, costo marginal de energía y la cantidad de energía contratada. Por lo tanto se hace necesario estudiar estos márgenes futuros en sentido probabilísticos, determinando por ejemplo, la probabilidad de incurrir en márgenes mensuales negativos.

En este trabajo de tesis se hace uso del criterio *CVaR* como medida de cuantificación de riesgo para un generador renovable, eólico o solar, que forma parte de diversas proyecciones del parque de generación SIC al año 2025. Para cada uno de los parques considerados se estudia su operación través de simulaciones sistémicas, en términos de costo marginal y despacho económico de carga, siendo posible construir histogramas de margen neto que permitan la aplicación de la medida de riesgo.

Para capturar la estocasticidad de las diferentes variables involucradas en la cuantificación de riesgo, se hacen necesarias miles de simulaciones que involucren perfiles de generación, hidrologías y estimación de precios de combustibles. Estas simulaciones se realizarán mediante el software de optimización FICO XPRESS IVE [23].

## 1.2. Alcance

El presente trabajo de memoria se centra en el análisis de riesgo de estructuras contractuales de suministro para energías renovables no convencionales, en particular en la aplicación del criterio *CVaR* (*Conditional Value at Risk*) como medida de cuantificación del riesgo al que se expone un generador renovable en su interacción con el mercado spot dado un determinado contrato con un cliente final.

Se estudia el impacto de diferentes estructuras de contratación existentes en Chile sobre el margen neto de un generador renovable, estimando la probabilidad de que incurra en pérdidas mensuales y sus implicancias en la liquidez del generador. Dado que se abordan diferentes esquemas contractuales, ante una situación de igualdad de precio se define la conveniencia de un contrato por sobre otro en base a análisis de riesgo.

La modelación empleada considera proyecciones al año 2025 de parques generadores, perfiles de generación eólicos, solares, hidráulicos y precios de combustibles fósiles. La estocasticidad de los recursos eólicos y solares se aborda a través de simulaciones de Montecarlo realizadas en base a modelaciones en series de tiempo sobre perfiles de generación reales. La diversidad de hidrologías se cubre a partir de series históricas.

El análisis de riesgo se realiza a partir de predespachos uninodales, en los que no se consideran la topología del sistema de transmisión, posibles congestiones ni pérdidas en el sistema eléctrico, por lo tanto el estudio no aborda la localización de un proyecto renovable dentro del sistema de potencia, sino que se hace cargo de la conveniencia de los esquemas contractuales que se pueden tomar. Esto si bien es una simplificación, nos permite en una primera instancia estudiar los riesgos únicamente producidos por la estructura contractual y no por otras fuentes de riesgo como la ubicación del proyecto, la planificación de la transmisión a futuro, las congestiones existentes entre inyecciones y retiros, etc. No obstante, la metodología propuesta es flexible y permite también el estudio de la red, lo que se propone como trabajo futuro.

## **1.3. Objetivos**

Se establecen los siguientes objetivos en el desarrollo de esta memoria

### **1.3.1. Objetivo General**

El objetivo general consiste en evaluar el riesgo de diferentes esquemas contractuales de suministro para generación renovable existentes en el mercado eléctrico chileno. Para cada uno de los tipos de contratos a analizar, se desea generar escenarios de trabajo que consideren proyecciones de matrices energéticas, precios de combustibles, demanda y disponibilidad de recurso eólico y solar al año 2025. Al contar con estas proyecciones, por medio de un software de optimización se buscará determinar tanto el despacho de carga como los precios de mercado horarios en el sistema eléctrico para el año mencionado, además de los márgenes operacionales mensuales para un generador renovable en ese mismo periodo de acuerdo al contrato elegido. Para medir el riesgo de este contrato se quiere medir el efecto de incurrir en el 5% de los márgenes operacionales menos favorables durante periodos mensuales, los cuales eventualmente pueden ser negativos. Es importante destacar que el trabajo presentado tiene resolución temporal horaria, lo cual es crítico para capturar de manera adecuada el efecto de la variabilidad de la inyección en el perfil de riesgo asociado a distintos tipos de contratos.

### **1.3.2. Objetivos Específicos**

Se establecen los siguientes objetivos específicos en el desarrollo de este trabajo de memoria.

- Generar escenarios de trabajo consecuentes con las características de la proyección realizada, incorporando adecuadamente la estocasticidad en los casos que sea necesario.
- Implementar sobre un software de optimización un modelo que permita obtener los Precios de Mercado de un sistema eléctrico bajo diferentes proyecciones de matrices energéticas, recibiendo como entrada proyecciones de precios de combustibles, demanda y disponibilidad de recurso eólico, solar e hídrico, de acuerdo a las características del mercado eléctrico chileno.
- Obtener proyecciones del margen operacional mensual de un generador renovable a partir de los precios de mercado de la energía del sistema eléctrico y la estructura de contratación elegida. Se desea realizar lo anterior para un amplio rango de escenarios (e.g. 81.000 que considere las diferentes combinaciones de las proyecciones mencionadas en el

punto anterior. Los márgenes operacionales permitirán evaluar el riesgo de un esquema de contratación en base a su desviación estándar y al criterio de evaluación de riesgo *CVaR*.

- Disponer de un modelo que permita decidir la conveniencia de un contrato por sobre otro en función de su relación con el riesgo, expresado en términos de *CVaR* y de la desviación estándar de la función de densidad de probabilidad asociada al histograma del margen operacional de un generador renovable.
- Responder adecuadamente a inquietudes como la conveniencia de un contrato por sobre otro para un generador renovable de acuerdo al análisis de sus márgenes operacionales proyectados. Se espera cuantificar en términos de promedios de márgenes mensuales netos la probabilidad de incurrir en los peores escenarios posibles de interacción con el mercado spot para un generador renovable.

## 1.4. Estructura

A continuación se muestra la estructura del trabajo de memoria, explicando de forma breve el contenido de cada capítulo

En el capítulo 2 se presenta una revisión bibliográfica de los esquemas de despacho de carga, modelación de series de tiempo y también se revisan las estructuras contractuales disponibles para un generador renovable tanto en Chile como en el mundo.

En el capítulo 3 se detalla la metodología empleada, incluyendo generación de escenarios de precios de combustibles, modelación de recursos eólicos y solares mediante series de tiempo, elección de escenarios de hidrologías y proyección de parques generadores al año 2025 en el Sistema Interconectado Central (*SIC*). Se describe el proceso de simulaciones sistémicas realizado mediante el cual se obtienen despachos de carga, precios spot y posteriormente márgenes horarios dados un precio de contrato y diversas alternativas de contratación disponibles, de acuerdo a la forma en que un inversionista se relaciona con el riesgo. Finalmente se describe la evaluación de riesgo contractual a partir del criterio *CVaR*.

En el capítulo 4 se presentan resultados correspondientes a costos marginales promedios, despachos de carga y funciones de densidad de probabilidad que representan márgenes mensuales de diferentes esquemas contractuales para un generador eólico y para uno solar. Lo anterior se realiza a través del estudio de un caso base y mediante un análisis de sensibilidad.

En el capítulo 5 de acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo anterior se decide la mejor alternativa contractual para los dos tipos de generadores renovable no convencionales mencionados anteriormente.

En el capítulo 6 se presentan conclusiones sobre los resultados obtenidos y los análisis desarrollados y finalmente se propone trabajo futuro que profundice en el tema de memoria.

## 2. Revisión Bibliográfica

En esta sección se describe modelos usados en el desarrollo de esta tesis para la construcción de escenarios de operación de un sistema eléctrico sobre los cuales se realizarán simulaciones sistémicas de su operación. En particular, se establecen modelos que permiten caracterizar la evolución en el tiempo de variables como disponibilidad de recursos eólico y solar. Junto con lo anterior se describen diversos modelos de despacho sistémico, de acuerdo a la disponibilidad de recursos existente, además de modelos de contratación de energía presentes en Chile y en el mundo.

### 2.1. Caracterización mediante series de tiempo

Los perfiles de generación asociados a los recursos eólico y solar se pueden caracterizar como una sucesión de variables aleatorias que evolucionan en el tiempo. La descripción anterior deja en manifiesto que los perfiles de interés corresponden a procesos estocásticos descritos mediante series. Un proceso estocástico  $\lambda$  se define como una colección de variables aleatorias dependientes  $\lambda = \{\lambda_t, t \in T\}$  donde para cada  $t$  en el conjunto  $T$  se tiene que  $\lambda_t$  es una variable aleatoria. Al ver el proceso estocástico como una serie de tiempo, en que cada variable se encuentra correlacionada con valores anteriores de la serie, se hace necesaria una caracterización mediante modelos que permitan simular eventos futuros. De especial utilidad son los modelos ARMA (Autoregressive Integral Moving Average Models), debido a que incorpora la correlación temporal existente entre las muestras. Se considera que una proyección adecuada para un nuevo perfil debe guardar relación en un sentido estadístico con la base de datos original utilizada (considerando el orden cronológico de los eventos), conservando con la menor variación posible, por ejemplo, su media y desviación estándar.

#### 2.1.1. Modelos ARMA

La estructura probabilística de un proceso estocástico  $\lambda$  queda determinada al identificar la distribución de probabilidad de sus variables aleatorias  $\{\lambda_t, t \in T\}$ . De manera rigurosa, se puede decir que esta distribución explica el comportamiento probabilístico de cada variable y las interrelaciones existentes entre ellas.

En la práctica, la determinación de la distribución de probabilidad es una tarea compleja, aunque se puede facilitar al considerar los dos supuestos siguientes [1]:

- La distribución de probabilidad es una Gaussiana multivariada, la que queda completamente determinada por el vector de medias y la matriz de varianza-covarianza de las variables aleatorias. Una consecuencia es que cada una de las variables aleatorias envueltas sigue una distribución Gaussiana univariada.
- El proceso estocástico es estacionario. Esto quiere decir que ni el vector de valores esperados ni la matriz de varianza-covarianza varía con el tiempo.

La teoría de series de tiempo basada en modelos autoregresivos y promedios móviles se basa en los dos supuestos anteriores. La representación *ARMA* ( $p, q$ ) de un proceso estocástico  $\lambda$  se expresa matemáticamente como sigue.

$$\lambda_t = \sum_{j=1}^p \phi_j \lambda_{t-j} + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} \quad (2.1)$$

En este modelo se tienen  $p$  parámetros autoregresivos  $\phi_1, \phi_2, \phi_3, \dots, \phi_p$  y  $q$  promedios móviles  $\theta_1, \theta_2, \theta_3, \dots, \theta_q$ . El término  $\varepsilon_t$  en la ecuación (1) Corresponde a un proceso estocástico normal no correlacionado, con media cero y varianza  $\sigma_\varepsilon^2$ , que tampoco tiene correlación con los valores anteriores de la serie,  $\lambda_{t-1}, \lambda_{t-2}, \dots, \lambda_{t-p}$  (Llamados Lags en la literatura). El proceso estocástico  $\varepsilon_t$  también se conoce como ruido blanco o error.

### 2.1.2. Modelos ARIMA

El supuesto más fuerte involucrado en el uso de modelos ARMA establece que el proceso estudiado debe ser estacionario, es decir, su varianza y media deben permanecer constantes en el tiempo. En muchos procesos esta exigencia no se cumple y se hace necesario realizar transformaciones para lograr la estacionalidad. Por ejemplo, si se considera el proceso  $Y_t$  representado en la Figura 2.1 resulta claro que ni la varianza ni la media se mantienen constantes.

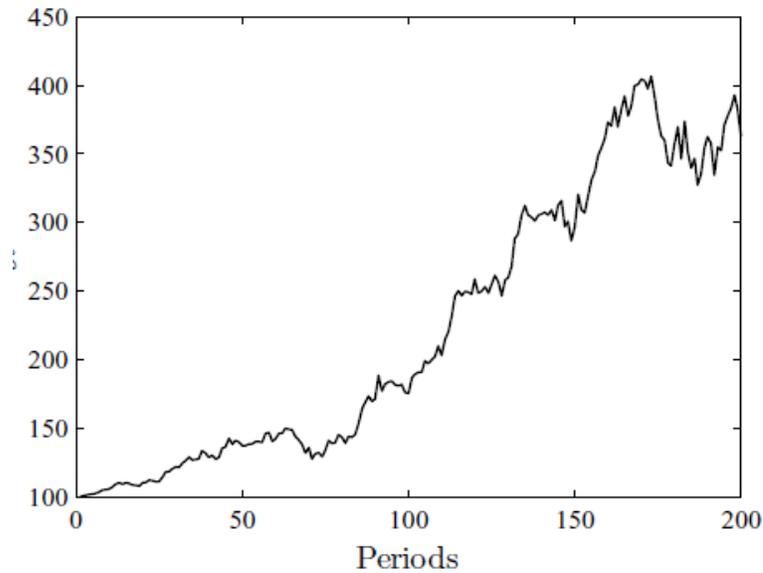


Figura 2.1 Proceso no estacionario [1]

Con el objetivo de conseguir estacionariedad en la varianza, se hace uso de la *Transformación de Box – Cox* [2]. Básicamente, esta transformación consiste en aplicar logaritmo al proceso original. La Figura 2.2 representa el proceso estocástico luego de aplicar la transformación. Se observa que aunque la media permanece inestable, los fuertes cambios en la serie, especialmente hacia el final del horizonte, son eliminados. Este hecho implica una varianza más estable.

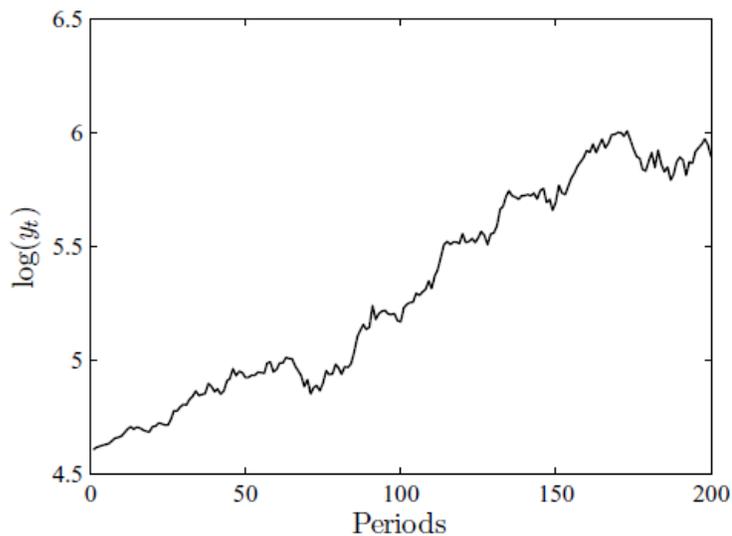


Figura 2.2 Transformación logarítmica de un proceso no estacionario [1]

La manera típica de obtener un proceso estable en términos de la media es diferenciando el proceso. Matemáticamente, diferenciar una vez un proceso cualquiera  $y_t$  se expresa de la siguiente manera:

$$\nabla^1 y_t = (1 - B) y_t = y_t - y_{t-1} \quad (2.2)$$

Donde B es el operador *backshift*, i.e.,  $B^j y_t = y_{t-j}$ . Usualmente, diferenciar una vez no es suficiente para obtener una media estable. En general, una diferenciación de orden d de un proceso se indica como:

$$\nabla^d y_t = (1 - B)^d y_t \quad (2.3)$$

La Figura 2.3 representa la diferenciación del proceso  $Y_t$ , al que se le aplicó una transformación logarítmica (Figura 2.2).

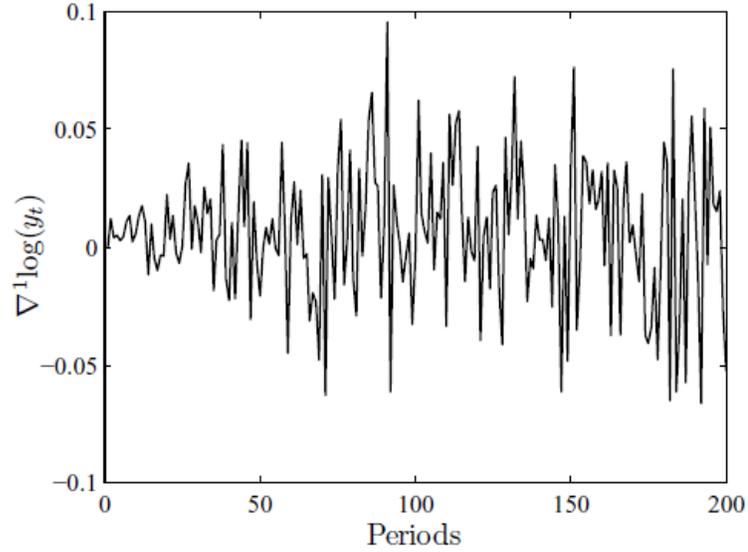


Figura 2.3 Diferenciación de un proceso no estacionario [1]

Este proceso de diferenciación junto con los modelos *ARMA* presentados previamente da origen a los modelos *ARIMA* para series no estacionarias. *ARIMA* quiere decir *autoregressive integrated moving average*, donde *integrated* indica que el proceso original no estacionario se obtiene integrando el proceso estacionario resultante de la diferenciación. De esta forma, los modelos *ARIMA* se definen por tres parámetros  $(p, d, q)$  correspondientes al número de términos autoregresivos, el orden de diferenciación, y el número de términos de promedios móviles, respectivamente. La expresión general de un modelo *ARIMA* con parámetros  $(p, q, d)$  es la siguiente:

$$\left(1 - \sum_{j=1}^p \phi_j B^j\right) (1 - B)^d y_t = \left(1 - \sum_{j=1}^q \theta_j B^j\right) \varepsilon_t \quad (2.4)$$

Resulta claro que al trabajar con una serie de tiempo, se debe determinar el modelo *ARMA* o *ARIMA* que mejor lo representa, determinado los parámetros  $p, q, d$  y luego los coeficientes  $\phi_j, \theta_j$ . Al tener este nivel de información la Ecuación (1) permite estimar valores futuros de la serie. La metodología para determinar el modelo más adecuado, en base al uso de funciones autocorrelación y autocorrelación parcial es descrita en [2].

### 2.1.3. Modelos SARIMA

Un tipo especial de no-estacionariedad aparece cuando el proceso presenta un patrón periódico o estacional. Este hecho puede ser observado en la Figura 2.4, en la cual se muestran precios spot horarios para un periodo de un mes. En esta figura se aprecia un comportamiento similar en cada día y en cada semana, constituyendo un ejemplo de estacionalidad diaria y semanal. Por ejemplo, la estacionalidad diaria indica que un patrón estacional de orden igual a 24 puede ser identificada en la serie de precios horarios.

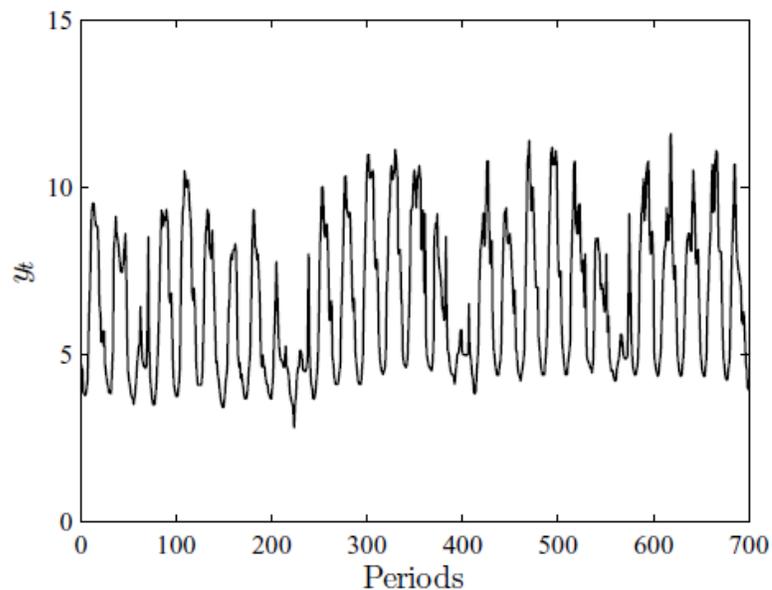


Figura 2.4 Ejemplo de una serie estacional [1]

En este contexto, se requieren modelos *ARIMA* estacionales, también conocidos como *SARIMA* son requeridos. Consideremos un proceso estocástico con estacionalidad de orden  $S$ . La expresión general de un modelo *ARIMA* estacional con parámetros  $(p, d, q) \times (P, D, Q)_S$  se muestra en la Ecuación 2.5.

$$\begin{aligned} & \left(1 - \sum_{j=1}^p \phi_j B^j\right) \left(1 - \sum_{j=1}^p \phi_j B^{j^S}\right) (1-B)^d (1-B)^D y_t \\ & = \left(1 - \sum_{j=1}^q \theta_j B^j\right) \left(1 - \sum_{j=1}^q \theta_j B^j\right) \varepsilon_t \end{aligned} \quad (2.5)$$

Con un componente estacional de  $P$  parámetros autoregresivos estacionales  $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$ ,  $Q$  parámetros de media móvil estacionales  $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_Q$  y un orden de diferenciación estacional  $D$ .

## 2.2. Modelos de Despacho Económico

El problema de despacho y coordinación en un sistema eléctrico busca determinar los niveles de producción de las centrales que permitan abastecer la demanda al menor costo posible, respetando limitaciones técnicas impuestas por el modelo utilizado. Este modelo puede ser uninodal, el cual no incluye sistema de transmisión, o multimodal en donde se hace una representación explícita de la red eléctrica. Al resolver el problema se obtiene información relevante desde el punto de vista económico en donde destacan los precios de la energía (En cada nodo en el caso multimodal o en el único nodo existente en el caso uninodal). En el problema con múltiples nodos el precio de energía entrega señales de localización, cuantificación de pérdidas y congestiones en la red.

El despacho y coordinación en mercados eléctricos se puede visualizar desde la evolución que han experimentado los modelos matemáticos y las herramientas computacionales, las que actualmente permiten realizar las tareas de despacho en sistema eléctricos. Por otro lado el avance en modelos de organización del sector eléctrico, pasando de estructuras centralizadas y monopólicas condiciona los modelos matemáticos y herramientas necesarios para la operación y despacho de un sistema eléctrico.

### 2.2.1. Predespacho de Unidades

El Predespacho, también conocido como Asignación de Unidades o *Unit Commitment*, consiste en un problema de optimización en que se decide el estado de operación de cada unidad generadora presente en un sistema eléctrico, con el fin de asegurar el abastecimiento de la demanda, respetando los requerimientos de reserva, restricciones de operación de las centrales y minimizando los costos operativos de las unidades térmicas [3].

Resolver un problema de este tipo involucra una gran cantidad de variables de decisión binarias (asociadas al estado de operación/conexión/sincronización de las centrales) y variables continuas (principalmente potencia generada y reserva) que se resuelve para un horizonte de evaluación de corto plazo, es decir, una o dos semanas, con etapas que van desde los 15 minutos

hasta una hora, dependiendo del sistema eléctrico que se considere. El número de variables binarias involucradas es de a lo menos una por unidad generadora por periodo, por lo tanto si se considera un sistema de 100 unidades y una evaluación de una semana con etapas de una hora, equivalente a 168 periodos, el número de variables que se debe determinar en la operación será del orden de 16.800. Algunos algoritmos más complejos utilizan variables binarias extras asociadas por ejemplo a arranques, paradas o transiciones factibles entre configuraciones, lo que hace crecer el número de decisiones involucradas en la optimización del problema. En problemas de mediana y gran escala el uso de este tipo de variables hace que el tiempo de resolución crezca exponencialmente de acuerdo a la cantidad de variables utilizadas [3].

### 2.2.2. Modelo de despacho Uninodal

Este tipo de despacho se caracteriza por determinar un costo marginal único para todo el sistema asociado al único nodo existente. En estos modelos no se realiza una modelación explícita de los sistemas de transmisión, simplificación que presenta ventajas importantes en la exigencia computacional del problema que se quiere resolver. El costo marginal del sistema, usualmente denominado  $\lambda$  y expresado en  $[USD/MWh]$ , representa el costo para el sistema de servir una unidad adicional de demanda [4].

De manera general, la función objetivo aumentada ( $F^*$ ) o lagrangeano involucrada en el problema de despacho económico se aprecia en la Ecuación 2.6[5].

$$F^* = \sum_i C(P_{Gi}) + \lambda (P_c + L - \sum P_{Gi}) + \sum_k \mu_k [h_k(P_{Gi}) - v_k] + \sum_j \gamma_j N_j(P_{Gi}) \quad (2.6)$$

En donde:

|                         |   |
|-------------------------|---|
| $C(P_{Gi})$ :           | Costos de la unidad $i$ – <i>esima</i> del sistema.   |
| $P_c + L - \sum P_{Gi}$ | Restricción de balance de carga. $P_c$ es la demanda del sistema y $L$ la función que representa las perdidas.  |
| $\lambda$               | Multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance de carga.  |
| $h_k(P_{Gi}), v_k$ :    | Lado izquierdo y derecho de las restricciones de desigualdad del sistema eléctrico (e.g. Límites de potencia activa de las unidades, límite de transferencia por líneas, etc.). |
| $\mu_k$ ,               | Multiplicadores de Lagrange asociados a las restricciones de desigualdad.   |

|                  |  |
|------------------|--|
| $N_j (P_{Gi})$ : | Restricciones de igualdad (donde el lado derecho es cero) del sistema eléctrico (e.g. Nivel final de un embalse, tasa de toma de carga, tiempos de estabilización, etc). |
| $\gamma_j$       | Multiplicador de Lagrange asociado a las restricciones de igualdad.  |

En el caso de despacho uninodal, no se incorporan las restricciones del sistema de transmisión, teniéndose una situación virtual donde todos los generadores se conectan a la misma barra. Lo anterior implica que la restricción de balance no considera la función de pérdidas ( $L$ ). Por otro lado, tampoco se considera activa ninguna de las restricciones de igualdad o desigualdad mencionadas, por lo que las variables de optimización del problema corresponden a la potencia eléctrica generada por cada unidad,  $P_G^T = [P_{G1}, \dots, P_{GNG}]$  para un sistema eléctrico con  $NG$  unidades generadoras.

Con lo anterior la función lagrangeana se reduce a la expresión de la ecuación 2.7.

$$F^* = \sum_i C(P_{Gi}) + \lambda \left( P_c - \sum P_{Gi} \right) \quad (2.7)$$

Por lo tanto las ecuaciones de coordinación, correspondientes a la condición de primer orden de minimización de la función lagrangeana respecto a la potencia generada por cada central toman la forma de la Ecuación 2.8.

$$\frac{\partial F^*}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial C_{Gi}(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} - \lambda = 0, \quad \frac{\partial C_{Gi}(P_{Gi})}{\partial P_{Gi}} = \lambda \quad (2.8)$$

Donde  $\lambda$  corresponde al multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance de carga y que económicamente representa el costo de aumentar en 1 MW la demanda.

En particular, al tomar el ejemplo de cuatro centrales de la Figura 2.5, se aprecia que el costo marginal es el mismo para cada uno de los generadores. Esto equivale a decir que en caso de un aumento de la demanda en 1 MW, esta es suministrada por el grupo de generadores en conjunto.

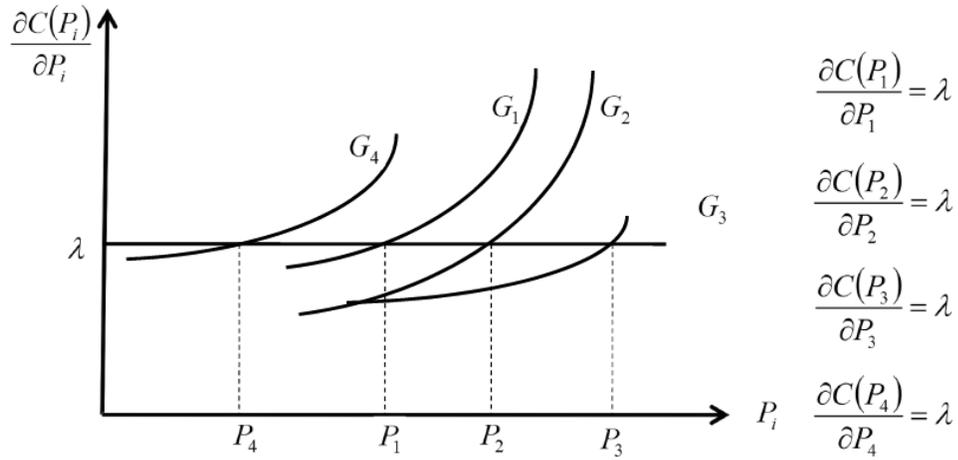


Figura 2.5 Costo marginal único en un sistema uninodal [5]

En el ejemplo anterior, si la demanda aumenta lo suficiente como para sobrepasar la generación máxima de  $G_3$ , se tendrá un desacople de precios provocado por la activación de la restricción de  $P_{max}$  para  $G_3$ . Esta situación se muestra en la Figura 2.6.

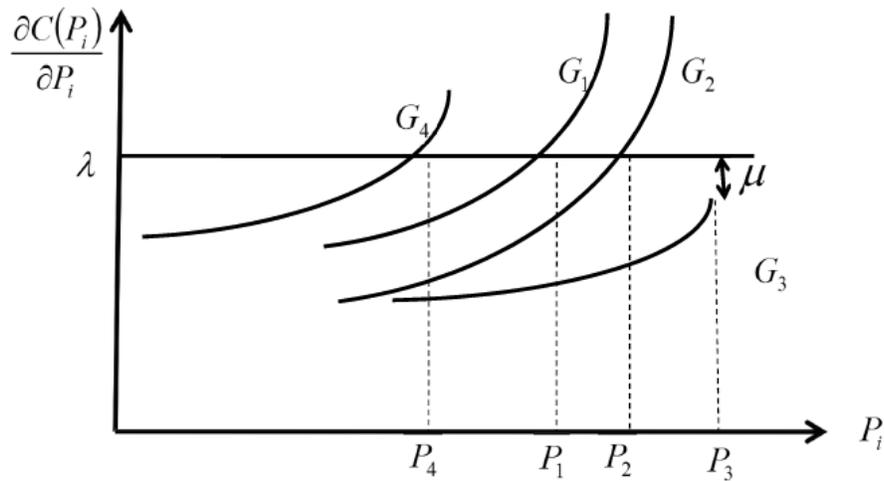


Figura 2.6 Desacople de costos en un sistema uninodal [5]

La explicación al desajuste de precios se observa derivando la función Lagrangeana con respecto a  $P_3$ :

$$F^* = \sum_i C(P_{Gi}) + \lambda \left( D - \sum P_{Gi} \right) + \mu * [P_3 - P_{3max}] \quad (2.9)$$

Tomando la derivada se obtiene la expresión de la Ecuación 2.10.

$$\frac{\partial F^*}{\partial P_3} = \frac{\partial C_3}{\partial P_3} - \lambda + \mu = 0, \quad \lambda = \frac{\partial C_3}{\partial P_3} + \mu \quad (2.10)$$

Como resultado, el costo marginal del sistema es mayor al costo variable de  $G_3(P_{max})$  en una cantidad  $\mu$ , que corresponde al margen de ese generador.

### 2.2.3. Despacho de sistemas Hidrotérmicos

En esta sección se presenta el despacho propio de un sistema eléctrico hidrotérmico, en el cual coexisten máquinas térmicas con embalses, cuyo despacho corresponde a la resolución de un problema de optimización especial denominado coordinación hidrotérmica, en el que se optimiza la utilización del agua en los embalses de acuerdo a su disponibilidad. Esta forma de despachar un embalse tiene fuertes implicancias en los costos marginales del sistema, lo cual se revisa en detalle a continuación.

#### 2.2.3.1. Operación de centrales de embalse

Este tipo de centrales contienen diferentes tipos de variables, las cuales impactan de diferente manera en su operación. Dentro de este grupo se encuentran aguas destinadas a riego o normativas que solo permiten extraer un cierto nivel desde el embalse.

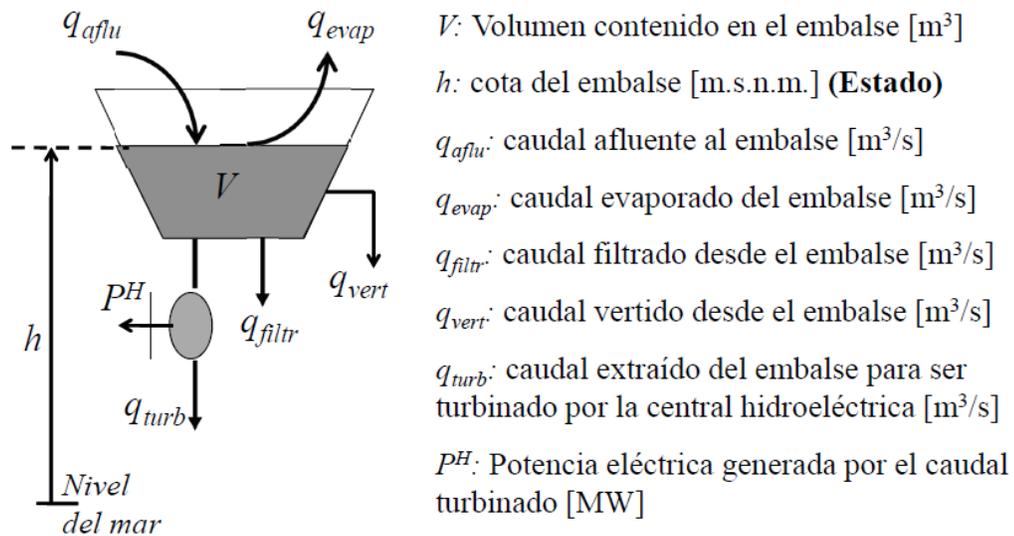


Figura 2.7 Diferentes tipos de caudales relativos a un embalse [5]

**Rendimiento:** Uno de los aspectos relevantes en la operación de un embalse es su rendimiento, el cual conecta la hidráulica y la turbina utilizada con los generadores eléctricos. Como primera aproximación, potencia generada  $P^H$  se puede expresar de la siguiente manera.

$$P^H = P^H(q_{turb}, h) \quad (2.11)$$

Si las variaciones en la cota son pequeñas, la relación anterior puede ser reducida a  $P^H = P^H(q_{turb})$ , incluso si la relación se linealiza (cuando es posible) la relación final se puede expresar como  $P^H = \eta q_{turb}$ , donde  $\eta$  es el rendimiento.

**Modelo Cota Constante:** Este modelo se utiliza con embalses pequeños y medianos en periodos de tiempo cortos (e.g. un día, una semana). El supuesto básico considera que la operación óptima de un embalse  $j$  se produce cuando la cota es la misma al inicio y al final de un determinado periodo. Lo anterior indica que el afluente es determinístico por lo tanto la energía a colocar durante el periodo es conocida y las variables a determinar son las potencias  $P_{jk}^H$ .

$$E_j^H = \sum_k P_{jk}^H \Delta t \quad (2.12)$$

Esta energía significa un volumen de agua turbinado en el periodo igual a  $V_j$  el cual se reparte en cada intervalo  $\Delta t$  como un caudal turbinado. Como resultado se tiene la expresión de la Ecuación 2.13.

$$\sum_k q_{jk} \Delta t = V_j \quad (2.13)$$

Normalizando para el intervalo común de tiempo se obtiene la Ecuación 2.14.

$$V_j' = \frac{V_j}{\Delta t} = \sum_k q_{jk} \quad (2.14)$$

De esta forma se obtiene la Ecuación 2.15 que corresponde a una nueva ecuación de igualdad para incorporar al modelo.

$$\sum_k q_{jk} - V_j' = 0 \quad (2.15)$$

En consecuencia el lagrangeano para cada intervalo a optimizar, considerando un multiplicador  $\Omega_j$  para cada embalse se aprecia en la Ecuación 2.16.

$$F = \sum_i C(P_i^T) + \lambda \left[ D - \sum_i P_i^T - \sum_j P_j^H \right] + \sum_j \Omega_j \left[ \sum_k q_{jk} - V_j' \right] \quad (2.16)$$

El multiplicador  $\Omega_j$  corresponde al valor del agua turbinada y se expresa en  $[US\$/m^3/s]$ .

Las condiciones de optimalidad se observan en las ecuaciones 2.17 y 2.18.

$$\frac{\partial F}{\partial P_i^T} = 0 \Rightarrow \lambda = \frac{\partial C(P_i^T)}{\partial P_i^T} = CMg_i = CV_i^T \quad (2.17)$$

$$\frac{\partial F}{\partial P_j^H} = -\lambda + \Omega_j * \frac{\partial q_{turb}}{\partial P_j^H} = 0 \Rightarrow \lambda = \Omega_j * \frac{\partial q}{\partial P_j^H} = CMg_j = CV_j^H \quad (2.18)$$

Al no haber restricciones adicionales la expresión final para  $\lambda$  se aprecia en la Ecuación 2.19.

$$\lambda = CMg_i = CMg_j \quad (2.19)$$

En la ecuación anterior se define un costo variable para cada uno de los embalses, de manera equivalente a las centrales térmicas. Es un costo sombra asociado a la restricción de volumen del embalse y su uso durante el periodo de tiempo de operación, representando un costo de oportunidad asociado al uso del agua, pues al generar energía a partir del agua almacenada en el embalse se desplaza generación térmica. El embalse es un tomador de precio respecto a las centrales térmicas.

Aun cuando la restricción de cota constante se suele utilizar como simplificación para la operación de embalses pequeños, su equivalente térmico puede ser usado con independencia del tamaño del embalse. La Figura 2.8 representa esta situación para un sistema sin restricciones adicionales al balance de carga.

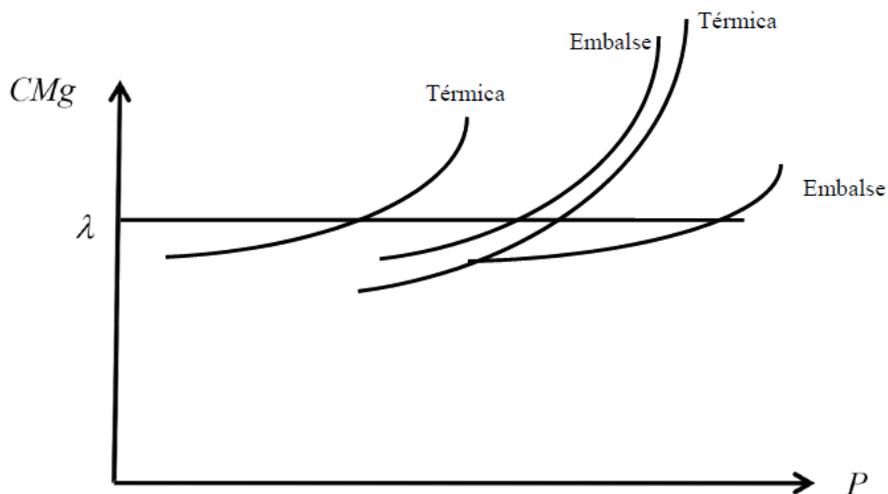


Figura 2.8 Costo Marginal en un sistema hidroeléctrico [5]

Las variables  $\lambda$  y  $\Omega_j$  se deben determinar de forma tal de cumplir con las condiciones de optimalidad. Para esto se emplea un proceso iterativo sobre  $\Omega_j$ , partiendo desde valores pequeños

hasta alcanzar un valor que represente el volumen de agua que se desea emplear (volumen conocido como modelo de cota constante).

Al aumentar la cantidad de agua en un sistema, el costo marginal del sistema disminuirá. La figura 2.9 resume la relación entre costo marginal y distintos escenarios de disponibilidad de agua, en donde la intersección entre curvas de disponibilidad de agua y costos térmicos crecientes determina la cantidad de energía hidroeléctrica y térmica que se deberá colocar en el sistema.

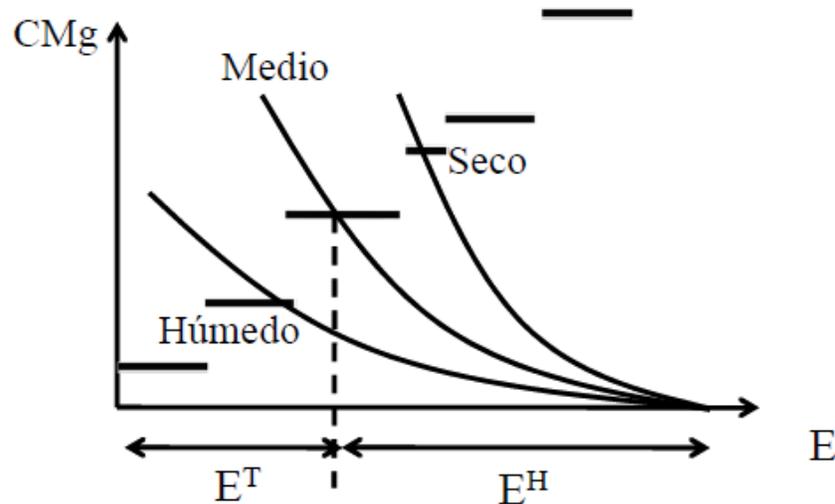


Figura 2.9 - Diferentes hidrologías en un sistema hidrotérmico [5]

### 2.2.3.2. Despacho Hidrotérmico

El problema de coordinación hidrotérmica corresponde a la optimización simultánea del abastecimiento de demanda eléctrica y del uso del recurso hidráulico en las cuencas y embalses del sistema. Dependiendo del horizonte de tiempo, y consecuentemente del objetivo perseguido, el problema se plantea de forma distinta. En el corto plazo, con enfoque en operación, no resulta importante modelar la incertidumbre hidrológica y de la demanda; mientras que en el largo plazo la modelación de estas variables es de gran importancia [4].

Como se ha visto en la sección anterior, en un sistema hidroeléctrico de embalse, en cada etapa es posible determinar el costo presente del uso de los recursos utilizados por adoptar una cierta estrategia de operación, lo cual a su vez repercute en un costo futuro incurrido por adoptar esa estrategia. En lo anterior los costos inmediatos corresponden al uso de los combustibles en el presente. Es claro que estos costos quedan determinados por la forma en que se operan los embalses, es decir, del volumen alcanzado al final de cada etapa. Esto se refleja en la Figura 2.10.

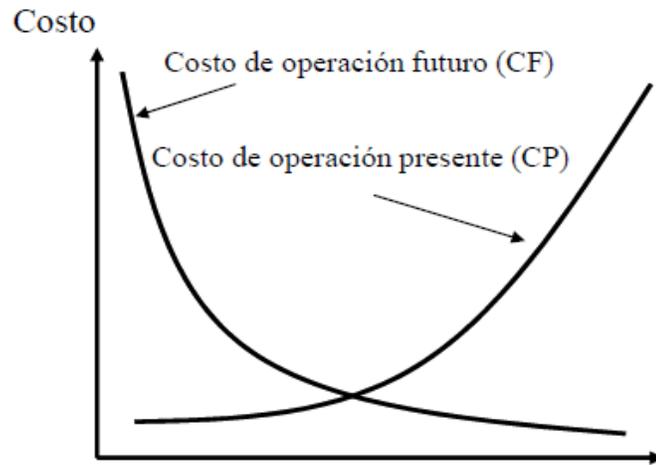


Figura 2.10 Costos presente y futuro de un embalse en función del agua almacenada [5]

Dado que la intención de este despacho es minimizar los costos totales, se calcula la función  $CF = CPresentes + CFuturos$ . Esta curva corresponde a la suma de las dos anteriores y la operación óptima consiste en determinar correctamente el volumen  $V$  que minimiza esta función.

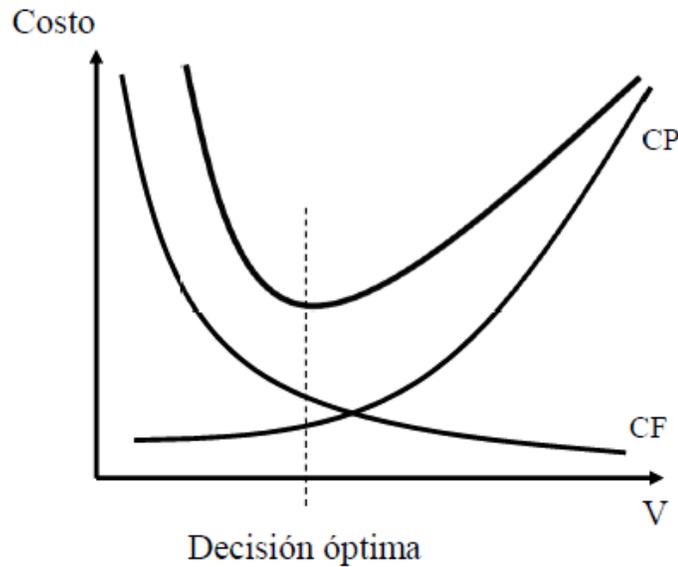


Figura 2.11 Minimización de costos totales de un embalse en función de su volumen [5]

El problema de despacho se modela mediante variables de estado, las que se muestran a en la Ecuación 2.20.

$$X_j^E = \begin{bmatrix} q_j^E \\ v_j^E \\ V_j^E \end{bmatrix}, \quad X_j^T = p_j^T \quad (2.20)$$

Dónde:  $p_j^T$  = Potencia generada por la central térmica  $T_j$   
 $q_j^E$  = Caudal a extraer para generar por la central  $E_j$   
 $V_j^E$  = Volumen del embalse  $E_j$  (Cota)

En esta notación  $X_j^E$  representa a las centrales de embalse y  $X_j^T$  las centrales térmicas. También se podría usar un solo vector de estado  $X_j$  de cuatro componentes que incluya ambos tipos de centrales.

La función a optimizar sabemos que corresponde al costo total de operación. Así, el costo total de operación para todo el horizonte se puede escribir en función de la variable de estado  $X_j$ .

$$FO = \sum_i^n C_i(X_i) \quad v \quad i = 1 \dots n \text{ (etapas)} \quad (2.21)$$

La Ecuación 2.22 representa el balance de continuidad de los embalses y realiza el nexo entre las distintas etapas.

$$\Delta V_{(i,i-1).j} = V_{ij}^E - V_{(i-1)j}^E = \Delta t a_{ij}^E - \Delta t (q_{ij}^E + v_{ij}^E) \quad (2.22)$$

Luego:

$$\Delta t (q_{ij}^E + v_{ij}^E) + V_{ij}^E - V_{(i-1)j}^E = \Delta t a_{ij}^E \quad (2.23)$$

Dónde:

$\Delta t$  Es el intervalo de tiempo de cada etapa, que se considera constante.

$a_{ij}^E$  Corresponde al afluente natural al embalse  $j$ .

En la ecuación anterior los términos asociados a la etapa  $i$  y  $i - 1$  pueden escribirse en función de las variables de estado, quedando en la forma de la Ecuación 2.24.

$$A_i(X_i) + E_{i-1}(X_{i-1}) = b_i \quad (2.24)$$

Para resolver un problema acoplado en el tiempo se deben establecer condiciones de borde, siendo la primera de ellas  $X_0$ , es decir, se conoce el nivel del embalse en la etapa cero. Luego para la etapa número uno se tiene los resultados de las ecuaciones 2.25 y 2.26.

$$A(X_1) + E_0(X_0) = b_1 \quad (2.25)$$

$$A(X_1) = b_1 - E_0(X_0) \quad (2.26)$$

Sin pérdida de generalidad se hace  $b_1 - E_0(X_0) = b_1$  por tratarse constantes.

Luego la ecuación para las dos primeras etapas se observa en las ecuaciones 2.27 y 2.28, en las que existe un desacople en el tiempo.

$$A(X_1) = b_1 \quad (2.27)$$

$$A_2(X_2) + E_1(X_1) = b_2 \quad (2.28)$$

Si además se supone los costos y restricciones lineales se tienen las igualdades resumidas en la Ecuación 2.29.

$$(X_1) = AX_1 = b_1, \quad A_2X_2 + E_1X_1 = b_2, \quad C_i(X_i) = C_1X_1 \quad (2.29)$$

Analizando un problema ejemplo de dos etapas, la formulación final se muestra en la Ecuación 2.30

$$\begin{aligned} A_i(X_i) + E_{i-1}(X_{i-1}) &= b_i \\ \text{s. a. } AX_1 &\geq b_1 \\ A_2X_2 + E_1X_1 &\geq b_2 \end{aligned} \quad (2.30)$$

Este es un problema lineal, que puede ser resuelto por la metodología de programación dinámica, la que se hace desde atrás hacia delante (*backward*). En el ejemplo anterior se supone conocido un cierto volumen del embalse al final de la primera etapa (igual al volumen inicial al comienzo de la segunda etapa) y con él se resuelve el problema de la segunda etapa. A continuación se supone otro volumen al final de la primera etapa y se resuelve nuevamente el problema de la segunda etapa. Una vez que se han barrido muchos volúmenes finales de la etapa 1, se construye una función que da cuenta de los costos de la segunda etapa en relación al volumen con que se parte esa etapa. Finalmente se resuelve el problema de la primera etapa con el único volumen inicial conocido y con un costo futuro conocido a través de la función construida previamente.

Cuando en cada etapa se barren varios volúmenes iniciales, lo que se obtiene de este barrido se conoce como función de costo futuro, pues cada estado  $X_i$  (Volumen final de la etapa 1), tiene asociado el costo de operación mínimo de la etapa 2 (futura). Barriendo varios puntos, es decir, discretizando el estado, se obtiene la función interpolando linealmente.

Esto se ve gráficamente en la Figura 2.12.

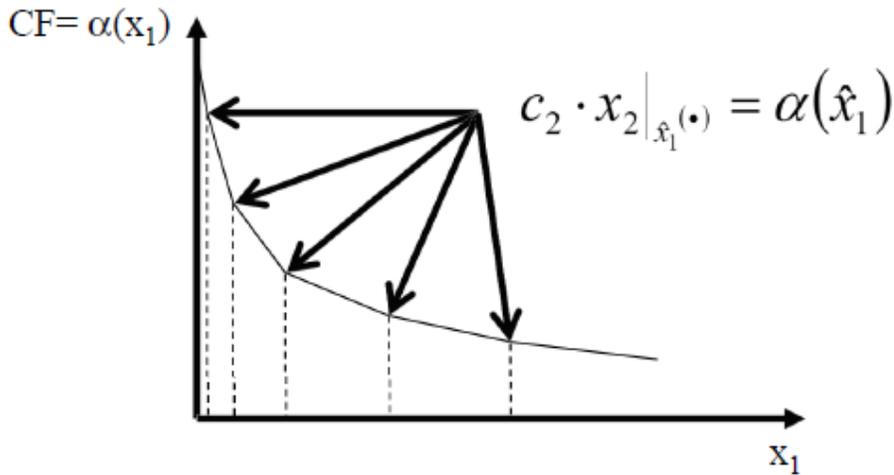


Figura 2.12 Construcción de la función de Costo Futuro de un embalse [5]

En donde  $\hat{X}_i$  corresponde a la discretización de estados posibles para el volumen del embalse. Mientras más estados se tomen, el resultado será más exacto.

De esta forma el problema completo puede ser escrito como se muestra desde la Ecuación 2.31 a la 2.34.

$$\text{Min } C_1 X_1 + \alpha(X_1) \quad (2.31)$$

$$\text{s. a. } AX_1 \geq b_1 \quad (2.32)$$

Dónde:

$$\alpha(X_1) = \text{Min } C_2 X_2 \quad (2.33)$$

$$\text{s. a. } A_2 X_2 \geq b_2 - E_1 X_1 \quad (2.34)$$

En la actualidad, esta metodología ha sido reemplazada por la *Programación Dinámica Dual* en la que se evita discretizar el volumen del embalse (Esto aumenta muy rápido el orden del problema). Para resolver el problema se hace uso del problema dual del presentado la ecuación (33) y se usan los multiplicadores simplex para construir un hiperplano que se acota por las respectivas restricciones de los multiplicadores hasta construir la función de costo futuro  $\alpha(X_i)$ .

El resultado se muestra en la Figura 2.13.

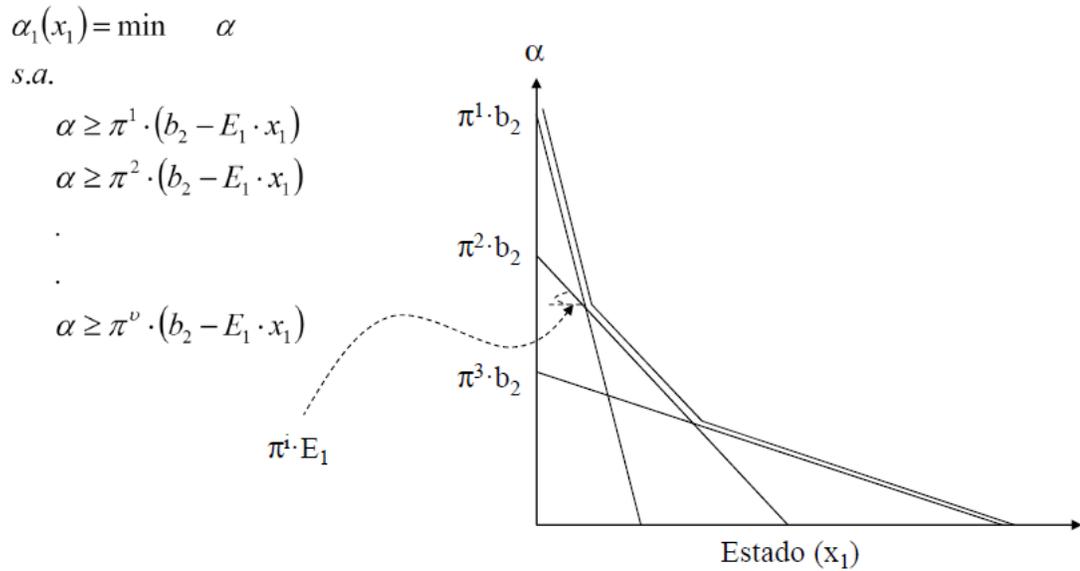


Figura 2.13 Construcción de la Función de Costo futuro mediante Programación Dinámica Dual [5]

En [5] se puede encontrar una profundización detallada de esta metodología. Es importante destacar que en el trabajo desarrollado en esta memoria se utilizó un modelo que no considera operación estocástica de los embalses, sino que más bien se utiliza una formulación de cota constante.

## 2.3. Estructuras de Contratación

En esta sección se presentan consideraciones básicas respecto al mercado eléctrico chileno y a la interacción de un generador con este. También se abarcan estructuras de contratación de energía que un generador puede utilizar con el objetivo de manejar adecuadamente el riesgo inherente a la venta de energía a un sistema eléctrico como el chileno.

### 2.3.1. Consideraciones Básicas en el Mercado Eléctrico Chileno

El mercado eléctrico chileno corresponde a un sistema tipo pool con costos auditados, en el cuál los generadores inyectan su energía al sistema de acuerdo a un despacho técnico-económico determinado por el Centro de Despacho Económico de Carga (*CDEC*). Para esta operación el *CDEC* considera una lista de las centrales generadoras disponibles de acuerdo al orden creciente de sus costos variables de producción de energía, las cuales abastecen la demanda del sistema y definen el costo marginal, que básicamente equivale al costo variable de la unidad

generadora que de acuerdo al criterio de costos crecientes tiene la posibilidad de abastecer el siguiente MW de demanda. Este esquema es válido para los dos principales sistemas nacionales, SIC y SING.

Los generadores que participan del despacho reciben ingresos por su venta de energía al sistema, equivalentes al costo marginal de la barra de conexión ponderado por la energía inyectada. La variación del costo marginal de acuerdo a la barra de conexión responde a las restricciones que incorpora el sistema de transmisión a la determinación del despacho (e.g. Holgura de las líneas, pérdidas asociadas a la transmisión hasta los centros de consumo).

En el caso de la central que define el costo marginal del sistema, los ingresos percibidos por venta de energía solo permiten costear su operación. Dado lo anterior se define un pago adicional de potencia firme, que corresponde a la participación en MW esperada de cada central en el abastecimiento de la demanda máxima del sistema ponderada por el costo marginal de potencia, correspondiente al costo de aumentar en un MW la capacidad de generación del sistema mediante una unidad de punta (e.g. Unidades diésel o gas natural) definiendo un pago por potencia que es directamente proporcional a la disponibilidad de las unidades y a su factor de planta asociado. Como este trabajo se centra en las tecnologías renovables no convencionales cuyo aporte en potencia es más bien pequeño, a partir de ahora se abordará solamente el producto energía.

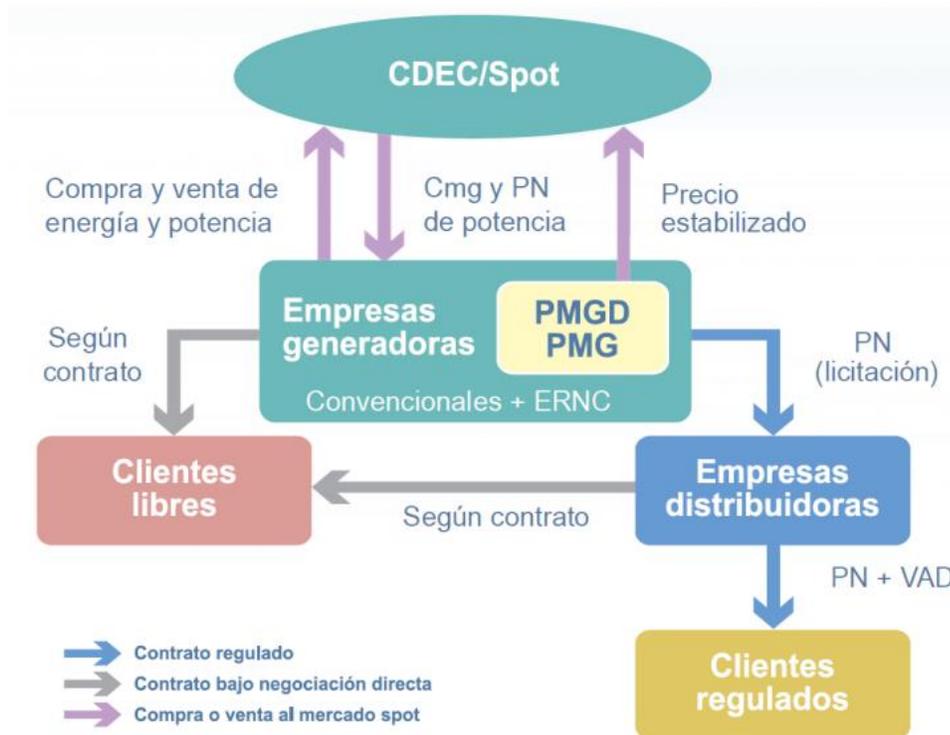


Figura 2.14 - Estructura del mercado eléctrico chileno [6]

### **2.3.1.1. Contratos con Clientes Finales y Riesgo en el Mercado Spot**

Dentro del mercado eléctrico chileno, como se observa en la Figura 2.16, los generadores tienen la posibilidad de establecer contratos con clientes finales, los que pueden corresponder a clientes libres cuyo consumo de potencia según la legislación actual es mayor a los 2MW y en donde el precio de contrato se establece libremente, o a empresas distribuidoras las que abastecen principalmente a los clientes regulados del sistema cuyo consumo de potencia es inferior a los 2 MW y en donde el precio de contrato corresponde al resultado de una licitación de libre participación que considera los precios de nudo de corto plazo definidos cada seis meses por la comisión nacional de energía (CNE).

Cada generador tiene la obligación de abastecer de energía a sus clientes según la cantidad contratada, para lo cual debe realizar retiros valorizados a costo marginal en la barra correspondiente además de costear los peajes de inyección y retiro de energía en el sistema. Por lo tanto, dada su participación en el mercado spot, cada generador se encuentra expuesto al riesgo que significa la compra de energía a un costo incierto a futuro, *i. e.* que puede variar de acuerdo a la situación dependiendo de las condiciones particulares que enfrente el sistema eléctrico (*e. g.* sequía, entrada de energía hidráulica barata, etc.) [7].

Por otro lado un contrato corresponde al instrumento por el que un generador puede cubrir sus riesgos, por lo tanto se busca que este sea eficiente en el sentido de que permita asegurar un cierto nivel de ingresos, más acotado que en el caso que no se disponga de él (la entrada de mucha energía hidráulica a futuro podría disminuir los costos marginales haciendo caer los ingresos que percibe el generador por inyección de energía, por ejemplo). Entonces se desea disponer de contratos que sean eficientes desde el punto de vista del generador en donde la toma de riesgo no sea excesiva [7], [8].

En el caso de las energías renovables no convencionales, los contratos no permiten cubrir los riesgos en horas en que no se disponga del recurso básico para la generación de energía, quedando el generador expuesto a la variabilidad del precio de retiro de energía para abastecer a sus clientes. Lo anterior representa un desincentivo para que los productores de ERNC establezcan contratos, y por lo tanto existe la necesidad de disponer de contratos eficientes que permitan el ingreso de energías renovables al sistema eléctrico (si es que la energía es eficiente desde el punto de vista sistémico) disminuyendo así sus riesgos. [8].

### **2.3.1.2. Tipos de Contratos e Interacción con el Mercado Spot**

Los tipos de contratos que actualmente existen en el mercado eléctrico chileno se realizaron con el fin de cubrir riesgos para la generación convencional eficiente (*e.g.* Térmicas a carbón, hidráulicas de embalse), pues se considera como punto de partida que existe

disponibilidad de generación continua y que por lo tanto el riesgo asociado a la variabilidad en los costos marginales se compensa con un contrato económicamente eficiente que permita atenuar la variabilidad de los ingresos globales del generador [8].

Para un generador termoeléctrico, que no tiene contratación y que enfrenta un periodo de lluvias extenso (una semana, por ejemplo), podría darse la situación que permanentemente se ubique como la central marginal o que sus costos variables de producción estén muy cercanos a ésta, situación en que sus ingresos serían ínfimos o eventualmente nulos. En el caso que la misma generadora disponga de un contrato definido previamente durante condiciones de hidrología normales (tomando el precio del contrato como el precio medio spot), y por lo tanto, con un precio mayor a los costos marginales presentes, se debería tener que esa generador retire energía para abastecer a su cliente a un costo marginal pequeño (asociado a una hidrología alta), por lo cual recibiría ingresos adicionales a la sola venta de energía al sistema. Estos ingresos se definirían a partir de la diferencia entre el precio del contrato y el costo marginal de retiro, ponderados por el volumen de energía vendida. Con lo anterior se manifiesta que el generador, al tener un contrato, se encuentra necesariamente igual o mejor que al no tenerlo.

En el caso de un generador renovable disponer de un contrato no necesariamente asegura un respaldo en los ingresos, y eventualmente podría generar el efecto contrario. Por ejemplo, para un generador fotovoltaico que disponga de un contrato y que genera energía durante menos de doce horas diarias, en el caso de enfrentar una condición de sequía en el sistema (se considera una semana) deberá comprar energía a un costo marginal elevado en la barra de retiro correspondiente, el cual en el caso de estar dado por diésel o gas natural se puede elevar por sobre el precio del contrato (si este es el precio medio spot) generando pérdidas equivalentes a esa diferencia de precio amplificada por el volumen de energía contratada, durante todo el periodo en que no inyecte energía. Esta situación es menos beneficiosa que el caso en que no se tiene contrato, pues en ese escenario el generador recibiría los ingresos correspondientes a la venta de energía al sistema pero no se expondría a la variación de los costos marginales al retirar energía [8]. Nótese que una central térmica convencional no presenta este problema ya que cada vez que los precios spot son altos (e.g. sobre su costo variable), la unidad se encuentra generando y cada vez que los precios son bajos (e.g. bajo su costo variable), la unidad compra en el spot, por lo que le basta contratarse a un precio que sea superior a su costo variable para mitigar riesgos (exceptuando mantenimientos).

## 2.3.2. Alternativas Implementadas en el Mundo

A continuación se presentan las principales alternativas básicas implementadas en diferentes países con el fin de incentivar el desarrollo de energías renovables, disminuyendo el riesgo asociado a la exposición a los mercados eléctricos.

### 2.3.2.1. *Feed – In Tariff (FIT)*

Esta forma de incentivo para la generación renovable se ha usado durante años en países europeos. No corresponde técnicamente a un contrato, sino más bien a un pago acordado por cada unidad de *MWh* inyectado al sistema, siendo este el incentivo económico que ven los potenciales inversionistas. Dado lo anterior los productores no se ven enfrentados en ningún caso a la volatilidad de precios propia de un mercado liberalizado, desapareciendo la componente de riesgo asociado a la operación del sistema eléctrico y a su propia producción estocástica de energía.

El *Feed – In Tariff* es un instrumento normativo que propicia el desarrollo de las energías renovables mediante el establecimiento de una tarifa especial, premio o sobre precio, por unidad de energía eléctrica inyectada al sistema eléctrico. Lo anterior establece que el precio que es recibido por el generador renovable es intervenido, obteniendo éste claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad [9].

Los elementos que motivan la existencia del FIT son tres, los cuales tienen el carácter de obligaciones. En un primer lugar, y caracterizando lo más representativo de este mecanismo, es que la autoridad fija una tarifa mínima o premio para la electricidad inyectada proveniente de fuentes renovables (tarifa que en la mayoría de los casos se diferencia según el tipo de tecnología, tamaño y ubicación de la central renovable). En segundo lugar se declara una obligación de acceso a al sistema eléctrico para las centrales renovables, para asegurar de esta forma que los generadores estarán en condiciones de inyectar su producción. Por último existe una obligación de compra de toda la electricidad que se inyecta al sistema [9].

En países como España o Alemania, el costo nivelado de la tecnología fotovoltaica disminuyó a una tasa tan rápida que el *FIT* se mantuvo sobre el precio de equilibrio de mercado por un periodo extenso, resultando en una situación de sobreoferta, debido a que los inversionistas se dirigieron al mercado conjuntamente. Lo anterior representa un riesgo para los inversionistas, en el sentido de que la recuperación del capital invertido está asociada directamente con las inyecciones reales realizadas. Adicionalmente, la remuneración para los generadores asegurados por el *FIT*, finalmente deben ser pagado por los consumidores.

### 2.3.2.2. Feed-In Tariff en Alemania

El sistema *FIT alemán*, establece diferentes tarifas para la energía eléctrica inyectada por fuentes renovables en función de su tecnología, tamaño y ubicación. Esta tarifa es asegurada por un periodo fijo (Por ejemplo, hasta 2025) y su diferenciación por tecnología se basa en evitar apoyar de sobremanera a centrales que por su naturaleza son más competitiva (*e.g.* Hidroeléctricas) y que por lo tanto son más cercanas a centrales convencionales, con lo que se podría tener un uso ineficiente de recursos. En definitiva, las tarifas para la energía de tipo solar, eólica o geotérmica serán más altas que para centrales hidráulicas [10].

Un segundo elemento diferenciador del *FIT alemán* es la disminución gradual de las tarifas inicialmente fijadas por la autoridad. Por ejemplo, una central que ingresa el primer año desde que se establece el esquema de pago accede al 100% de la tarifa mientras dure el beneficio, mientras que una central que ingrese el segundo año solo puede optar al 95% [11].

Con respecto a la forma de pago del *FIT fijo alemán*, esta se realiza de los consumidores a los distribuidores a través del pago de precio de electricidad más una prima destinada a costear el subsidio a estas energías. Luego, es la distribuidora la que efectúa el pago a los generadores, el cual es fijo independiente de las condiciones de mercado. Esto se resume en la Figura 2.15.

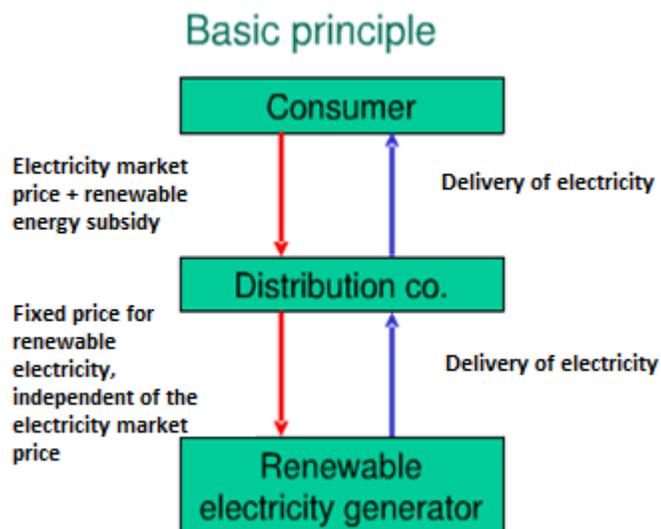


Figura 2.15 - Esquema de pago FIT fijo [12]

### 2.3.2.3. Efectos de *Feed – In Tariff* en la disminución del Riesgo

Usando este esquema de tarificación se le asegura al productor de energía renovable que recibirá un pago que está por sobre el precio de mercado, lo que refleja que las tecnologías aún

no son competitivas. El éxito del sistema *Feed – in* en incrementar la cantidad de energía renovable se puede explicar por la disminución en el riesgo que ve el inversionista.

Reducir el riesgo es importante, porque con ello se puede lograr que muchos proyectos se vuelvan atractivos basado en la reducción del costo de capital. Por lo anterior, la reducción del riesgo es también una manera de incrementar la eficiencia de los mecanismos de apoyo a las energías renovables. A continuación se describe el efecto de este mecanismo sobre el riesgo asociado a precio, volumen y balance.

#### **2.3.2.3.a. Riesgo en el precio**

Una tarificación tipo *Feed – In* con pago constante, como el *Alemán*, deja al generador libre de todo tipo de riesgo asociado al precio, dado que el pago recibido no depende del precio de mercado.

En un mercado liberalizado, esta garantía en el precio es mucho más valiosa que en un mercado monopolista, debido a la volatilidad de los precios y a los incentivos que esto provoca en los agentes de realizar inversión adicional para cubrir los riesgos (*e.g.* Diversificación de portafolio, Futuros, Contrato que limite ingreso a una cierta banda. Los mecanismos para disminuir el riesgo implican costos adicionales, y dado que muchos generadores renovables son pequeños, estos tienden a ser aversos al riesgo debido a su dificultad para financiar proyectos. Por lo tanto, estos generadores estarían dispuestos a realizar pagos relativamente altos para cubrir sus riesgos [10].

En definitiva, el pago fijo garantizado le da a los generadores no solo un pago por sobre el precio de mercado, sino que también permite cubrir la volatilidad de los precios evitando pagos adicionales para realizar esto. Mientras más alta sea la volatilidad, más alto debe ser el pago garantizado por el *Feed – in Tariff* [10].

#### **2.3.2.3.b. Riesgo en el Volumen**

El ingreso de un generador es función tanto del precio como del volumen. En un sistema tipo *Feed – in* no hay riesgo en el volumen, debido a que el operador de mercado está obligado a aceptar toda la inyección proveniente de un generador renovable. El riesgo en el volumen está dado solamente por la cantidad de dinero que el gobierno esté dispuesto a gastar en renovables [10].

#### **2.3.2.3.c. Riesgo en el balance**

Bajo el esquema estudiado los generadores no necesitan ofertar una curva de carga determinada. Ellos simplemente inyectan su producción a la red y luego le corresponde al

operador de red darle la forma correcta, debiendo pagar la inyección independiente de su perfil. Lo anterior permite reducir el riesgo significativamente para los generadores renovables.

Así, el mecanismo Alemán *Feed – in Tariff* para energías renovables tiene numerosas ventajas para que los productores disminuyan sus riesgos. El resultado es una capacidad incrementada para financiar sus inversiones, lo que particularmente importante para el gran número de pequeñas generadoras que normalmente no podrían encontrar financiamiento. La disminución en el riesgo mejora su acceso al mercado y reduce su costo de capital.

Las críticas a este esquema se enmarcan en la eficiencia de los incentivos durante las escalas de tiempo de operación. Por ejemplo, como no existe exposición al precio spot, no existen incentivos para hacer mantenimiento de las unidades durante épocas de bajo precio spot o no existen incentivos a desconectar la unidad en caso de saturación o problemas técnicos del sistema [10].

#### **2.3.2.4. Renewable Obligations**

Ha sido mecanismo financiero principal a través del cual el gobierno británico ha incentivado el desarrollo de generación renovable de gran escala. El apoyo se garantiza por veinte años, lo que establece un balance entre la necesidad de proveer certeza a los inversionistas en el largo plazo y el abastecimiento a los clientes a mínimo costo. Fueron introducidas en Inglaterra, Gales y Escocia en Abril de 2002 y en Irlanda del Norte en Abril de 2005.

Este tipo de mecanismo consiste en establecer un requerimiento obligatorio en los oferentes de electricidad en *United Kingdom (UK)*, para que una proporción de esta, anualmente creciente, provenga de fuentes renovables. En el caso que lo anterior no se cumpla, el oferente deberá pagar una multa. Esta operación es administrada por el organismo supervisor, quien entrega *Renewable Obligation Certificates (ROCs)* a los generadores en relación a la cantidad de energía renovable que produzcan. Los generadores venden sus *ROCs* ( $ROC = 1MWh$ ) a oferentes (*Traders* o distribuidores de energía) lo que les permite obtener una prima adicional al precio de la electricidad llamada *Wholesale Electricity Price* [13].

Las cuotas establecidas en 2002 se muestran en la Figura 2.16.

| Año  | Inglaterra,<br>Gales y<br>Escocia | Propuesto<br>para Irlanda<br>del Norte |
|------|-----------------------------------|--|
| 2003 | 3,0                               | -                                      |
| 2004 | 4,3                               | -                                      |
| 2005 | 4,9                               | -                                      |
| 2006 | 5,5                               | 2,5                                    |
| 2007 | 6,7                               | 2,6                                    |
| 2008 | 7,9                               | 2,8                                    |
| 2009 | 9,1                               | 3,0                                    |
| 2010 | 9,7                               | 3,5                                    |
| 2011 | 10,4                              | 4,0                                    |
| 2012 | 11,4                              | 5,0                                    |
| 2013 | 12,4                              | 6,3                                    |
| 2014 | 13,4                              | -                                      |
| 2015 | 14,4                              | -                                      |
| 2016 | 15,4                              | -                                      |

Figura 2.16 - Cuotas OR Periodo 2003-2016 [9]

Los oferentes por su parte presentan sus *ROCs* al regulador de mercado para demostrar que cumplen con sus obligaciones renovables. Cuando no presentan suficientes *ROCs* deben pagar una multa conocida como *buy – out Price*, la que se ajusta anualmente. El dinero recogido por el regulador en el fondo *buy – out* es repartido a prorrata entre los *traders* que presentaron *ROCs*. Los *traders* que no presentan *ROCs* no reciben ingresos de aquel fondo. Los precios de las *ROCs* permanentemente se han ubicado por sobre las multas.

Los generadores de energía renovable pueden vender sus *ROCs* directamente a través de acuerdos de compra o venderlas en licitaciones trimestrales de la *NFPA (Non – Fossil Purchasing Agency)*. Los precios de las *ROCs* en las licitaciones han fluctuado entre £38 (Valor más bajo en Enero de 2006) y £52 (Valor más alto en Julio de 2004).

El ingreso de los generadores renovables queda entonces determinado por la venta de toda su producción al mercado eléctrico y por el ingreso adicional de venta de *ROCs* a oferentes. Esto último se realiza al precio de mercado de *ROCs*, lo que provoca que el generador deba enfrentar obligatoriamente la incertidumbre de dos mercados con características distintas [14].

#### **2.3.2.5. *Contracts for Differences (CFD)***

El esquema de *CDF* se presenta en el contexto de la reforma al mercado eléctrico llevada a cabo en el Reino Unido. Fue propuesto en 2012 y se espera que cumpla el objetivo de atraer la inversión necesaria de £110bn requerida para disminuir fuertemente la generación en base a carbón en el sector eléctrico y mantener la seguridad de suministro. A partir de 2017 se espera que constituya el mecanismo exclusivo de integración de energía renovable.

Básicamente consiste en la determinación de un pago predefinido (*Strike Price*) que recibe el generador renovable, el cual define dos posibles mecanismos de operación. En primer lugar, si el precio de mercado (*Reference Price*) se ubica por debajo del Strike Price, el generador recibe un pago adicional que le permite alcanzar ese pago predefinido. En segundo lugar, si el precio de mercado se ubica por sobre ese pago, el generador debe entregar la diferencia a una entidad creada por el gobierno (*Government owned counterparty*). Estas formas de operación se resumen en la Figura 2.17.

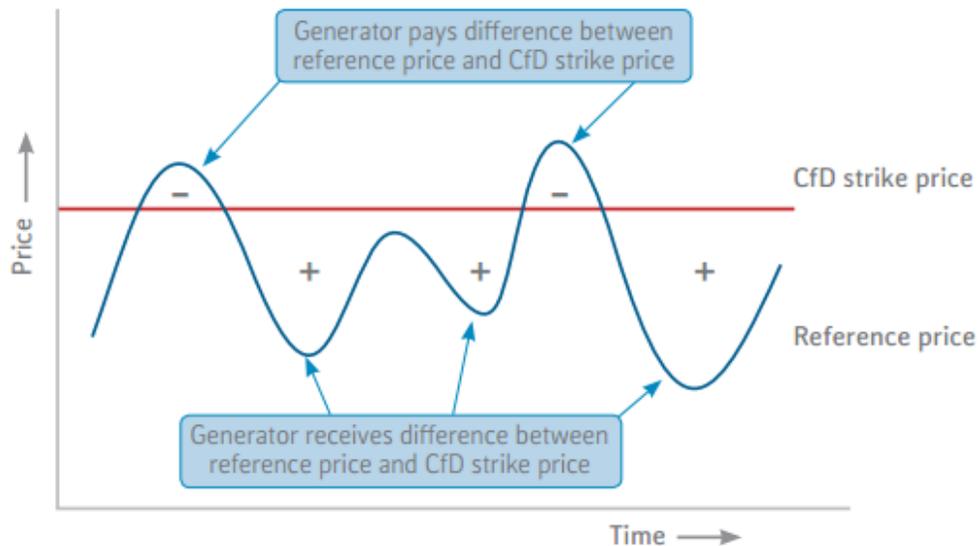


Figura 2.17 - Esquema de pago CFD [15]

La creación de una entidad gubernamental que realiza el ajuste entre Strike Price y Precio de Mercado, administrando las diferencias y pagando a los generadores, hace que toda la responsabilidad en el funcionamiento de este mecanismo pase a los oferentes, que son quienes reciben el pago por parte de los consumidores. Esta situación se gráfica en la Figura 2.18

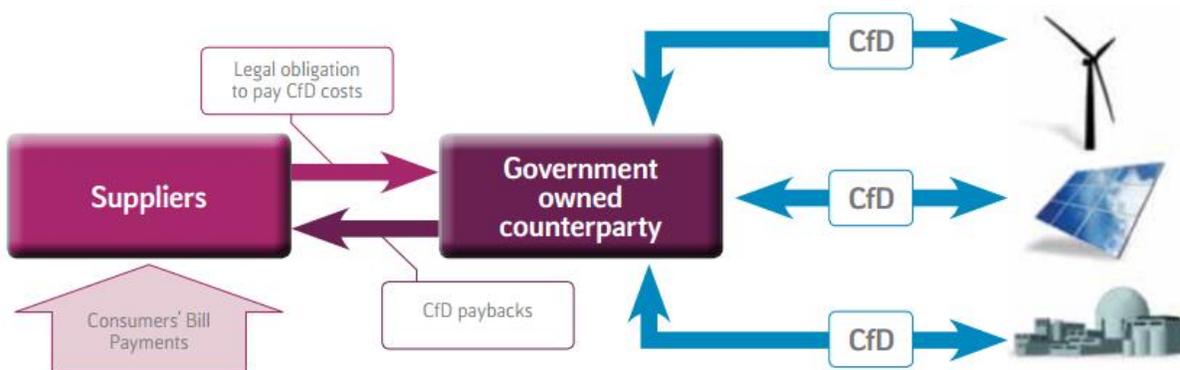


Figura 2.18 - Pago de CFD a través del **Government owned counterparty** [15]

### **2.3.2.6.a. Riesgo en el Largo Plazo**

El hecho que se disponga de un esquema con precio fijo (Indexable a la inflación y al precio de los combustibles) permite reducir el riesgo para los inversionistas en el largo plazo. Esta es la principal diferencia entre los esquemas *RO* y *CFD*, pues el primero deja a los productores expuestos a las variaciones en el precio de mercado (Sensible a decisiones de Gobierno, por ejemplo) que sumado a un recargo, pasan a definir sus ingresos, como ya se ha mencionado en este documento. Lo anterior define una alta exposición al riesgo, en el sentido que el precio de mercado puede ser mayor o menor que lo esperado en el momento de la inversión. El esquema *CFD* remueve la exposición al riesgo en el largo plazo como se ve en la Figura 2.19.

Dada la diferencia en el perfil de riesgo, los inversionistas tienen más probabilidades de ver retornos altos bajo el esquema de *RO* en comparación al *CFD*. La necesidad de retornos altos bajo el esquema *RO* puede ser exacerbada por un efecto autoflagelante, en que los generadores se vean expuestos a retornos menores debido a un exceso de productores renovables subsidiados. El esquema *CFD* no expone a los inversionistas a este efecto, debido a su potencial para disminuir la tasa de retorno necesaria para los inversionistas (Debido a un riesgo menor) y por lo tanto los costos a los consumidores, mientras mantiene incentivos de mercado.

### **2.3.2.6.b. Periodo 2014-2017**

El periodo de convivencia de ambos esquemas, en donde inversionistas podrán elegir libremente entre uno y otro, puede ofrecer interesantes oportunidades de creación de portafolios. Algunos pueden optar por el esquema *RO* de manera de maximizar la exposición a la variabilidad del precio de mercado, sabiendo que dispondrán de *CFD* con bajo riesgo para balancear su portafolio en el mediano a largo plazo. Otros pueden preferir deshacerse de su portafolio de *RO* existente, buscando una menor exposición al precio de mercado bajo el esquema *CFD*.

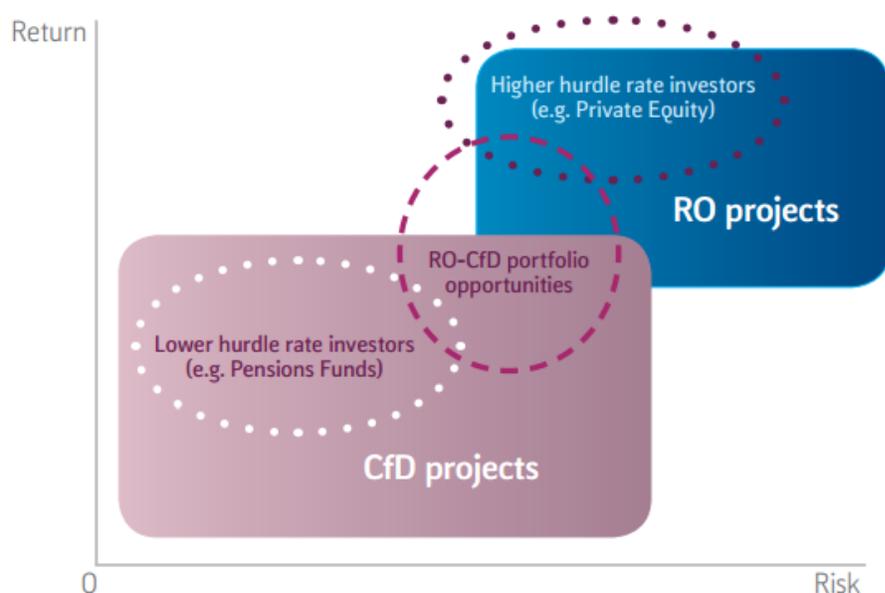


Figura 2.19 - Interacción CFD – RO en período 2014-17 [15]

### 2.3.2.6. Contrato por bloques ABC propuesto en Chile

Dentro de la búsqueda de incentivos para aumentar la participación de las energías renovables en las licitaciones a clientes regulados, recientemente se ha aceptado una diferenciación horaria por tramos como medida para lograr este objetivo. Con este esquema de bloques se busca que los productores de *ERNC* minimicen sus riesgos al tener la posibilidad de contratarse exclusivamente durante los tramos en que efectivamente disponen del recurso básico para generar energía, tramo en el cual son capaces de inyectar su producción al sistema, y por lo tanto, percibir un ingreso asociado al precio spot en la barra de inyección. Representan una innovación dentro de las estructuras de contratación en el mercado spot nacional, en donde históricamente los contratos se han realizado considerando un esquema de bloque único de 24 horas de duración.

El esquema mencionado contiene tres bloques, inclusivos a todas las tecnologías existentes, (23:00 a 08:00 horas, 08:00 a 18:00 horas y 18:00 a 23:00), lo que establecería condiciones favorables, por ejemplo, para la contratación de energía fotovoltaica exclusivamente durante el bloque central. Así, este esquema podría servir de incentivo para aumentar la participación de las energías renovables en los contratos con clientes finales.

En el esquema propuesto un generador fotovoltaico que se adjudica un bloque de suministro inferior a su producción real de energía, puede de todas formas disponer de su excedente para contratar de forma normal, pudiendo por ejemplo, vender su producción a centrales generadoras convencionales para cumplir con las cuotas de *ERNC* exigidas por ley. No se tendría un contrato firmado como tal, pues la venta de energía renovable se realizaría al

sistema y se pagaría a partir de los retiros. El precio de licitación estaría limitado superiormente por el Costo de Desarrollo asociado a una tecnología que a futuro pueda ofrecer las mejores condiciones de eficiencia de mercado. En torno a este precio se establecería una banda de +/- 0,4UTM que en definitiva, pretende cubrir de la mejor forma las variaciones del costo marginal, distribuyendo el riesgo entre generadores ERNC, retiros y consumidores regulados [16].

Por otro lado, se debe destacar que el esquema propuesto considera que las centrales de base (*e. g.* Hidroeléctricas, carbón, gas natural) deberían que reducir su participación durante las horas de producción de las ERNC y aumentarlo cuando estas no operen (la mayor parte del tiempo). Planteado de otra forma, la pregunta adecuada es si el costo agregado de suministro es mayor o menor que uno en que no se discrimina favorablemente a una tecnología por sobre otra, permitiéndole producir sólo en las horas en que es más competitiva [17].

En general se pueden considerar las siguientes ventajas y desventajas para el esquema de bloques ABC [18].

#### **2.3.2.7.a. Ventajas**

- Disminuye la exposición al riesgo de comprar al mercado spot sin inyecciones que respalden el retiro.
- Mecanismo es compatible con las disposiciones reglamentarias respecto de la asignación de demanda y no requiere modificar condiciones de facturación de los contratos existentes.
- Mecanismo busca aprovechar las complementariedades de generación horaria de las distintas tecnologías ERNC.
- No requiere de la adjudicación simultánea de un bloque térmico convencional que absorba las variaciones de inyección de proyectos ERNC, como otras alternativas que se han propuesto. Asimismo, al no requerir este tipo de bloque térmico adjudicado, se evita que las ofertas térmicas traspasen a precio los riesgos que podrían evaluar producto de las características de un bloque de ajuste de la intermitencia de los medios ERNC.

#### **2.3.2.7.b. Desventajas**

- Si bien este mecanismo atenúa el riesgo de comprar al spot, no elimina el riesgo completamente, lo cual podría llegar a resultar insuficiente para la incorporación masiva de proyectos ERNC.
- Dificultad para definir el período horario adecuado en el que participará el Bloque Horario.

- En algunos casos, la asignación de facturación entre los diferentes contratos al interior del Bloque Horario en función de las inyecciones horarias puede resultar en una condición menos ventajosa que una simple prorrata en función de lo contratado.

## 2.4. Criterio de evaluación de riesgo CVaR

En la actualidad el criterio *CVaR* (*Conditionated Value at Risk*) es comúnmente utilizado como medida coherente de riesgo financiero, debido principalmente a sus propiedades matemáticas de convexidad y subaditividad. Tiene su origen en la medida de riesgo *VaR* (*Value at Risk*), propuesta en la década pasada pero con un uso condicionado debido a que carece de la convexidad mencionada anteriormente.

Intuitivamente, el *VaR* a un nivel de confianza  $\alpha$ , denotado  $\alpha$ -*VaR*, es la máxima pérdida potencial de un portafolio de inversión, en un horizonte de tiempo  $\tau$  con un nivel de confianza  $\alpha$ .

Gráficamente, el *VaR* se entiende como en la Figura 2.20, en la que se muestra un determinado portafolio y su histograma de pérdidas.

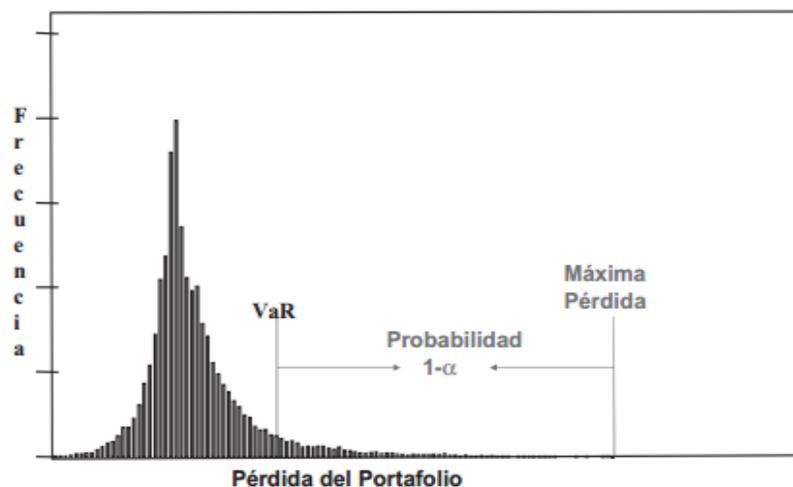


Figura 2.20 - **VaR** de un Portafolio de Pérdidas [19]

Como ya se mencionó, esta medida de riesgo carece de propiedades matemáticas importantes, por lo cual a partir de ella se deriva el mencionado *CVaR* que corresponde al promedio de las pérdidas superiores al *VaR*, es decir aquellas asociadas a la probabilidad  $(1 - \alpha)$ . Lo anterior se observa gráficamente se en la Figura 2.21.

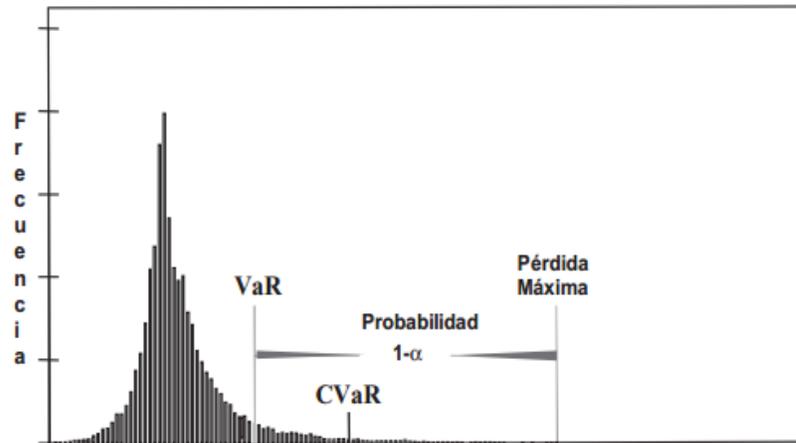


Figura 2.21 – **CVaR** de un Portafolio de Pérdidas [19]

Por lo tanto el criterio *CVaR* considera las pérdidas extremas de la densidad de probabilidad, asociada a un nivel de confianza  $(1 - \alpha)$ , que corresponden a los peores casos de pérdidas y se le define como el valor promedio de estos casos.

### 3. Metodología Propuesta

El análisis de riesgo propuesto en este trabajo de memoria considera diversas etapas concatenadas, en donde el resultado de una etapa corresponde a la información de entrada de la siguiente. En esta sección se describe cada una de las etapas realizadas, junto al origen de la información utilizada y a las partes más importantes del código escrito para realizar simulaciones sistémicas.

El trabajo realizado se resume como se muestra en la Figura 3.1.

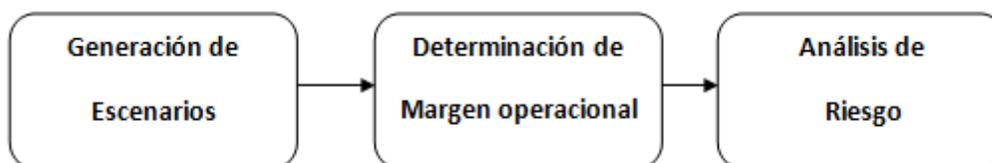


Figura 3.1 - Esquema básico del trabajo de memoria

#### 3.1. Generación de Escenarios

En esta etapa inicial se determinan perfiles de generación de los recursos eólicos y solares junto con perfiles de precios de combustibles, los que serán usados posteriormente en la etapa de simulación sistémica, en donde al combinarlos se obtienen múltiples escenarios futuros posibles. Con respecto a los perfiles eólicos y solares, la generación de escenarios se realiza en base a una modelación en series de tiempo realizada sobre perfiles eólicos y solares reales disponibles. Lo anterior se hace específicamente mediante modelos *ARMA* y *ARIMA*, descritos en la sección 2.1.3, siendo el objetivo de la modelación construir escenarios igualmente probables mediante simulaciones de Montecarlo, las que en promedio representan los perfiles originales de viento y sol. Esta modelación es totalmente necesaria al tratarse de un sistema en el cual existe coordinación hidrotérmica la cual conecta las etapas del problema de optimización, tal como se describe en la sección 2.2.4.2. Por lo tanto la forma adecuada de representar las variables de un sistema hidrotérmico necesariamente es mediante series de tiempo debido a la relación mencionada entre las etapas y a que la cronología de los despachos sistémicos resultantes debe ser respetada. Por otro lado, en sistemas en los cuales no se tienen embalses y por lo tanto no existe conexión entre etapas, la modelación en series de tiempo no se justifica, pues la cronología no es de importancia al no existir relación entre las etapas del problema de optimización las que pueden ser resueltas independientemente.

### 3.1.1. Generación de perfiles eólicos y solares

El detalle de la modelación realizada mediante series de tiempo se encuentra disponible en la sección Anexos.

### 3.1.2. Generación de escenarios de precios

Para la formación de precios de combustible proyectados al año 2025 se toman los precios publicados por la CNE en el *ITD (Informe Técnico Definitivo)* de fijación de precio de nudo de Octubre de 2015. En este informe se presentan los precios de combustibles resumidos en la Tabla 3.1.

| Tipo de Combustible | Precio Proyectado |
|---------------------|-------------------|
| Carbón              | 98,38 [USD/Ton]   |
| GNL                 | 10,93 [US\$/Mbtu] |
| Diesel              | 93,31 [USD/BBL]   |

Tabla 3.1 - Precios de combustibles proyectados por CNE al 2025

Al hacer la conversión a [USD/MWh] se obtienen los precios de la Tabla 3.2.

| Tipo de Combustible | Precio Proyectado [USD/MWh] |
|---------------------|-----------------------------|
| Carbón              | 41,5                        |
| GNL                 | 104,87                      |
| Diesel              | 176,16                      |

Tabla 3.2 - Precios proyectados por la CNE en unidades de [USD/Mwh]

Estos precios se usan para proyectar diferentes escenarios al año 2025, de tal forma que incorporen la aleatoriedad asociada a los combustibles térmicos. De acuerdo a [20] es posible definir una variación estándar para cada tipo de combustible, además de sus respectivos coeficientes de correlación. Lo anterior se hace usando información histórica de precios entregada en Estados Unidos por la *US Energy Information Administration*. La información estadística utilizada se resume en la Tabla 3.3.

|  | Carbón | GNL | Diesel |
|--|--------|-----|--------|
| <b>Desviación Estandar en [\$/MWh]</b> | 14     | 37  | 117    |
| <b>Coeficientes de correlación</b>     |        |     |        |
| Carbón                                 | 1.0    |     |        |
| GNL                                    | 0.4    | 1.0 |        |
| Diesel                                 | 0.2    | 0.7 | 1.0    |

Tabla 3.3 - Información estadística sobre precios de combustibles térmicos

La metodología para estimar precios, usando la información mencionada anteriormente, consiste en definir un cubo cuyo centro de masa está dado por el precio base definido por la CNE y a partir del cual se definen ejes coordenados que corresponden a los precios de combustibles. Al mismo tiempo, los vértices del cubo en cada eje quedan definidos por las desviaciones estándar de cada tecnología. Por ejemplo, si  $\mu_c$  corresponde al precio del carbón proyectado por la CNE, los vértices del cubo en el eje correspondiente están dados por  $(\mu_c - \sigma_c)$  y  $(\mu_c + \sigma_c)$  respectivamente, donde  $\sigma_c$  corresponde a la desviación estándar ya definida. Esto se ve gráficamente en la Figura 3.2.

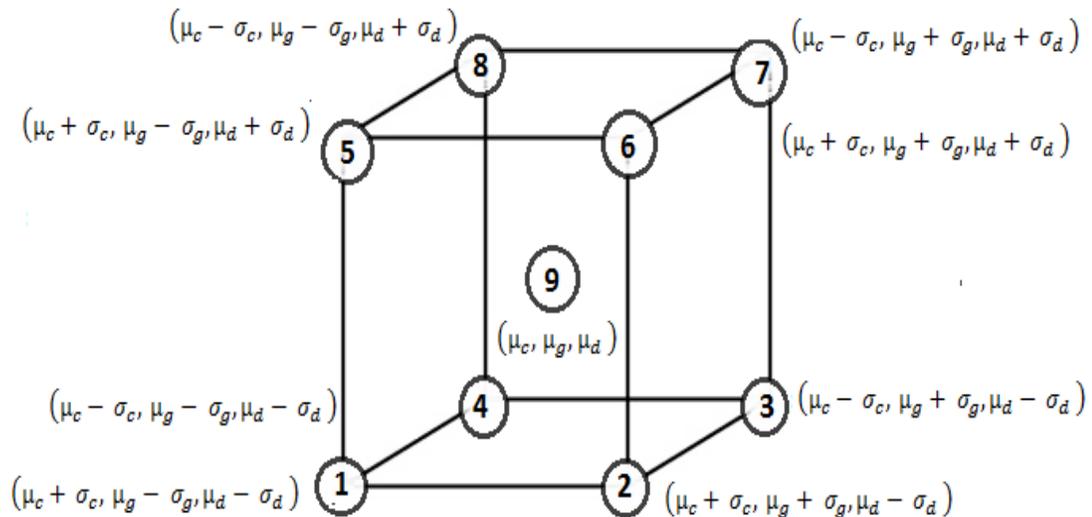


Figura 3.2 – Representación gráfica de la metodología de generación de escenarios de precios de combustibles

De lo anterior se define que cada vértice representa una condición de operación diferente, y por lo tanto, corresponden a los escenarios de precios proyectados que se utilizarán en las simulaciones sistémicas. Una vez definido el cubo, se lanza una nueve de puntos correspondiente a 10.000 triadas de números creados a partir de los coeficientes de correlación ya mencionados, los cuales representan posibles escenarios de precios futuros y que respetan la correlación entre precios de combustibles térmicos. El objetivo pasa a ser entonces contar la cantidad de triadas asociadas a cada vértice del cubo, además del punto central. Lo anterior se hace usando como criterio de asociación la distancia euclidiana de cada triada a cada vértice del cubo, normalizada por la posición de cada vértice con respecto al origen, con lo cual cada triada se asocia al vértice al que se encuentra a la menor distancia. Entonces la probabilidad de cada caso pasa a ser la fracción del total de triadas asociadas a cada vértice del cubo.

Para comprobar la correlación de las triadas generadas se exponen las gráficas de la nube de puntos sobre los distintos pares ejes, que corresponden a los precios de cada tecnología.

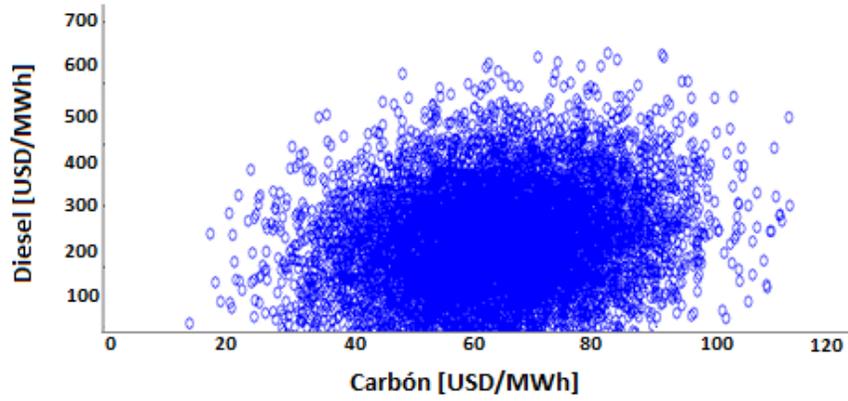


Figura 3.3 - Proyección de nube de puntos sobre eje carbón-diésel

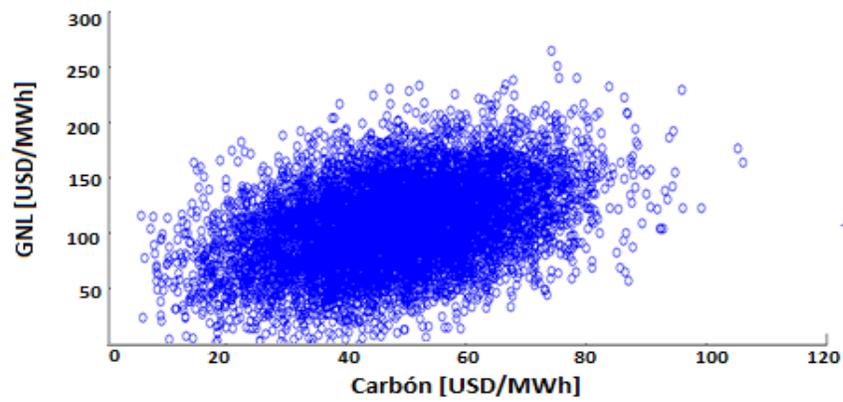


Figura 3.4 - Proyección de nube de puntos sobre eje carbón-GNL

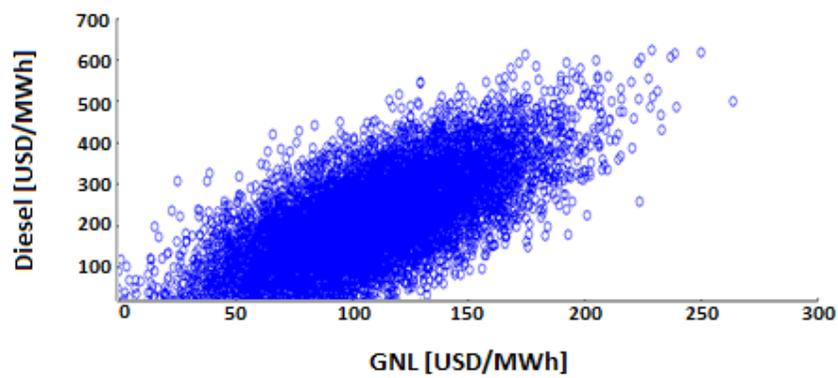


Figura 3.5 - Proyección de nube de puntos sobre eje GNL-diésel

En las tres figuras anteriores se observa que la nube de puntos generada sigue las correlaciones presentadas en la tabla 3.5, siendo la nube más dispersa al considerar la proyección

sobre los ejes diésel-carbón, que poseen la menor correlación, y más concentrada en su proyección sobre los ejes diésel-GNL, que tienen la más alta correlación. Lo anterior comprueba que los puntos generados guardan las correlaciones mencionadas.

Finalmente, los escenarios de precios de combustibles se muestran en la Tabla 3.4.

|             | Carbón [\$/MWh] | GNL [\$/MWh] | Diesel [\$/MWh] | Probabilidad |
|-------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| Escenario 1 | 55,5            | 67,87        | 59,16           | 0,1730       |
| Escenario 2 | 55,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0179       |
| Escenario 3 | 27,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0317       |
| Escenario 4 | 27,5            | 67,87        | 59,16           | 0,0946       |
| Escenario 5 | 55,5            | 67,87        | 293,16          | 0,03         |
| Escenario 6 | 55,5            | 141,87       | 293,16          | 0,098        |
| Escenario 7 | 27,5            | 141,87       | 293,16          | 0,1698       |
| Escenario 8 | 27,5            | 67,87        | 293,16          | 0,0189       |
| Escenario 9 | 41,5            | 104,87       | 176,16          | 0,3661       |

Tabla 3.4 - Escenarios generados de precios de combustibles

Con respecto al precio de la biomasa, para su determinación se calcula el precio promedio actual de esta tecnología en el *ITD* de Octubre de 2015 y se compara con el precio promedio actual del carbón, obtenido también a partir del mismo informe. Como resultado, el precio promedio de la biomasa representa un 88% del precio promedio del carbón en la actualidad, y por lo tanto, extrapolando este resultando se define que el precio de biomasa en cada uno de los escenarios descritos anteriormente corresponde a un 88% del precio del carbón.

### 3.1.3. Perfiles hidrológicos

En Chile la planificación de la operación y los estudios de planificación de largo plazo normalmente consideran un set de aproximadamente cincuenta escenarios hidrológicos, los que se construyen usando información de los últimos cincuenta años. Estas cincuenta series hidrológicas (Extraídas del software *PLP*) incluyen el promedio semanal de afluente para cada una de las centrales de pasada y cuencas de embalses del sistema. Con la información anterior se caracterizan escenarios hidrológicos de perfiles de factores de capacidad horarios para centrales de pasada y perfiles de afluente horarios para embalses.

Los valores de afluentes para centrales de pasada se normalizan y promedian usando la tasa de conversión Afluente-Potencia de cada unidad y su capacidad nominal. De esta forma, se genera un perfil de factor de capacidad semanal para cada una de las cincuenta series. Estos perfiles se modulan usando la generación de las centrales de pasada del año 2012 para obtener 50 perfiles de factores de capacidad horarios. Mediante este proceso, se incorpora adecuadamente la variabilidad horaria de este recurso.

Por otro lado, los perfiles de afluentes para embalses se suman para obtener el total semanal se afluente a las cuencas. Los promedios semanales de afluentes totales se asumen constantes a lo largo de cada hora de la semana.

Diez de los cincuenta escenarios hidrológicos se encuentran disponibles para simulaciones. Este subgrupo de escenarios se elige agrupando todas las hidrologías de acuerdo al promedio anual de afluente a los embalses, en grupos de 5 escenarios cada uno. Asumiendo que los 50 escenarios son igualmente probables, se calcula la probabilidad de cada uno de los 10 grupos. Finalmente, se elige la hidrología más seca de cada uno de los 10 grupos, determinando los 10 escenarios disponibles. Estos escenarios y su probabilidad junto con los factores de planta promedio correspondientes para generación hidroeléctrica de embalse y pasada se presentan en la Tabla 3.5 [20].

|                          | Probabilidad | Factor de Planta promedio para Embalse | Factor de Planta promedio para Pasada |
|--------------------------|--------------|--|---------------------------------------|
| Escenario hidrológico 1  | 0,05660377   | 0,16                                   | 0,42                                  |
| Escenario hidrológico 2  | 0,05660377   | 0,24                                   | 0,49                                  |
| Escenario hidrológico 3  | 0,13207547   | 0,30                                   | 0,51                                  |
| Escenario hidrológico 4  | 0,16981132   | 0,34                                   | 0,47                                  |
| Escenario hidrológico 5  | 0,13207547   | 0,41                                   | 0,51                                  |
| Escenario hidrológico 6  | 0,11320755   | 0,46                                   | 0,53                                  |
| Escenario hidrológico 7  | 0,16981132   | 0,52                                   | 0,55                                  |
| Escenario hidrológico 8  | 0,0754717    | 0,57                                   | 0,58                                  |
| Escenario hidrológico 9  | 0,03773585   | 0,63                                   | 0,54                                  |
| Escenario hidrológico 10 | 0,05660377   | 0,71                                   | 0,59                                  |

Tabla 3.5 - Escenarios hidrológicos utilizados [20]

### 3.1.4. Escenarios de matriz energética

Para incorporar distintos escenarios de matriz energética al año 2025 se toman proyecciones realizadas por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, las cuales consideran de distintas maneras la variabilidad futura asociada al desarrollo energético del SIC, tomando por ejemplo escenarios con una entrada masiva de generación eólica o un desarrollo fuerte de generación térmica, tanto Diésel como Carbón, o por otro lado un aumento de generación hidroeléctrica. La potencia instalada solar se considera constante en todas las proyecciones, pues se estima que el desarrollo de este tipo de tecnología ocurrirá fuertemente y se estabilizará e antes de 2025. En definitiva, se toman nueve escenarios donde cada uno se considera igualmente probable, debido principalmente a la fuerte variabilidad que se puede suponer en el desarrollo energético del país en los próximos diez años. El detalle de cada uno de estos escenarios se muestra en la Tabla 3.6.

|                         | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 1<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 2<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 3<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 4<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 5<br>[MW] |
|-------------------------|--|--|--|--|--|
| <b>Eólica</b>           | 1934   | 1502   | 3302   | 1014   | 1014   |
| <b>Solar</b>            | 1379   | 1379   | 1379   | 1379   | 1379   |
| <b>Embalse y Pasada</b> | 6696   | 6696   | 6696   | 6696   | 6696   |
| <b>Minihidro</b>        | 252  | 252  | 1441   | 252  | 1196   |
| <b>Biomasa</b>          | 426  | 348  | 426  | 348  | 348  |
| <b>Carbón</b>           | 2299   | 2299   | 2299   | 2299   | 2824   |
| <b>GNL</b>              | 3135   | 3135   | 2176   | 3135   | 3135   |
| <b>Diésel</b>           | 2889   | 2889   | 3761   | 2889   | 2889   |
| <b>Potencia Total</b>   | 19013  | 18504  | 21483  | 18015  | 19484  |

|                         | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 6<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 7<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 8<br>[MW] | Potencia<br>Instalada<br>Escenario 9<br>[MW] |
|-------------------------|--|--|--|--|
| <b>Eólica</b>           | 1101   | 1014   | 2137   | 1110   |
| <b>Solar</b>            | 1379   | 1379   | 1379   | 1379   |
| <b>Embalse y Pasada</b> | 6696   | 6696   | 6696   | 6696   |
| <b>Minihidro</b>        | 1727   | 1353   | 2286   | 1983   |
| <b>Biomasa</b>          | 348  | 348  | 42   | 348  |
| <b>Carbón</b>           | 2824   | 2299   | 2299   | 2299   |
| <b>GNL</b>              | 3135   | 3135   | 2176   | 2176   |
| <b>Diésel</b>           | 2889   | 2889   | 3761   | 3761   |
| <b>Potencia Total</b>   | 20102  | 19116  | 2116   | 19755  |

Tabla 3.6 - Escenarios de matrices energéticas utilizados

### 3.2. Determinación de margen operacional y algoritmo computacional utilizado

Al combinar los distintos tipos de escenarios presentados en la sección anterior es claro que el número total de casos que se considerará corresponde a la multiplicación de los distintos tipos de escenarios. Dado que se tienen 10 escenarios eólicos, 10 escenarios solares, 10 escenarios hidrológicos, 9 escenarios de matrices energéticas y 9 escenarios de precios se sigue que para cubrir la estocasticidad futura se debe realizar un total de 81.000 simulaciones representativas del año 2025. Lo anterior se realizará mediante la simulación, determinística, de la operación del sistema eléctrico SIC reducido a una forma uninodal, en donde el despacho de carga horario y los precios spot, también horarios, corresponden a las salidas del modelo para cada una de las simulaciones. El software sobre el cual se realizan esta tarea, que corresponde a la resolución de un problema de optimización, es *FICO Xpress – IVE*.

Dado que se construyeron escenarios probabilísticos asociados a hidrologías, disponibilidad de recursos eólicos y solares, precios de combustible y variabilidad en la matriz energética, es directo comprender que cada uno de los 81.000 escenarios de operación considerados tiene una probabilidad equivalente a la multiplicación de cada una de las probabilidades individuales asociadas a las variables mencionadas anteriormente, y que corresponden a la sensibilidad del problema. Como es lógico, al sumar probabilidades sobre el total de los 81.000 escenarios el resultado debe ser la unidad. La figura 3.6 muestra un resumen esquemático del proceso de simulación sistémico.

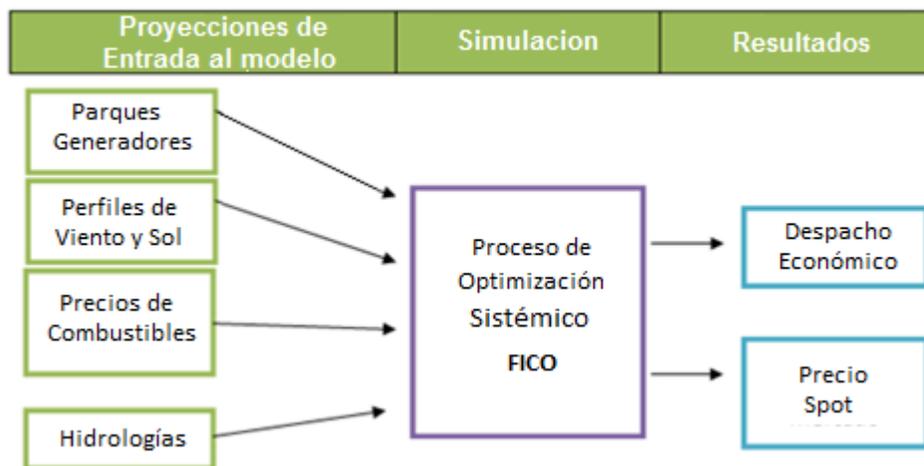


Figura 3.6 - Esquemático de simulaciones sistémicas

Con respecto al algoritmo desarrollado para realizar simulaciones sistémicas, se describen a continuación las ecuaciones mediante las cuales las diversas variables estudiadas se incluyen en el problema de optimización.

La generación de las centrales renovables se muestra desde la Ecuación 3.1 a la 3.3.

$$g_{viento} \leq P_{inst_{viento}} * perfil_{viento} \quad (3.1)$$

$$g_{sol} \leq P_{inst_{sol}} * perfil_{sol} \quad (3.2)$$

$$g_{pasada} \leq P_{inst_{pasada}} * perfil_{pasada} \quad (3.3)$$

Donde

- $g_{viento}, g_{sol}, g_{pasada}$  : Generación eólica, solar y de pasada, en MW.
- $P_{inst_{viento}}, P_{inst_{sol}}, P_{inst_{pasada}}$  : Potencia instalada eólica, solar y de pasada, en MW.
- $perfil_{viento}, perfil_{sol}, perfil_{pasada}$  : Perfiles de generación, en tanto por uno.

Los diversos perfiles representan la fracción de la potencia instalada que se encuentra disponible para generar energía en intervalos de una hora y por lo tanto se expresan mediante valores entre cero y uno.

Con respecto las centrales térmicas estas se incluyen desde las ecuaciones 3.4 a la 3.7.

$$g_{carbon} \leq P_{inst_{carbon}} * fd_{carbon} \quad (3.4)$$

$$g_{GNL} \leq P_{inst_{GNL}} * fd_{GNL} \quad (3.5)$$

$$g_{biomasa} \leq P_{inst_{biomasa}} * fd_{biomasa} \quad (3.6)$$

$$g_{diesel} \leq P_{inst_{diesel}} \quad (3.7)$$

Dónde:

- $g_{carbon}, g_{GNL}, g_{biomasa}, g_{diesel}$  : Generación respectiva de cada tecnología, en [MW].
- $P_{inst_{carbon}}, P_{inst_{GNL}}, P_{inst_{biomasa}}, P_{inst_{diesel}}$  : Potencia instalada de cada tecnología, en [MW].
- $fd_{carbón}, fd_{GNL}, fd_{biomasa}$  : Factores de disponibilidad en [pu].

Para las tecnologías carbón, biomasa y GNL existen factores de disponibilidad que consideran mantenciones de las máquinas, consumos propios y servicios auxiliares. Son valores menores a la unidad y que reflejan en promedio la potencia disponible anual de cada tecnología. Estos valores son obtenidos desde el Centro de Energía de la Universidad de Chile y se presentan en la Tabla 3.7.

| Tecnología | Factor Disponibilidad |
|------------|-----------------------|
| Carbón     | 0,92                  |
| GNL        | 0,92                  |
| Biomasa    | 0,85                  |

Tabla 3.7 - Factores de disponibilidad anual de tecnologías térmicas

Con respecto a los embalses, todas las centrales de este tipo presentes en el SIC se agrupan en uno solo equivalente, cuya potencia instalada corresponde a la suma de la potencia de cada embalse. La restricción más importante en la operación del embalse resultante es la referida al balance o coordinación hidrotérmica en la que se realiza el nexo entre las distintas etapas del problema. Esta restricción se muestra en la Ecuación 3.8.

$$V_i = V_{i-1} + Afl_i - \frac{Ph_i}{\eta} - V_i * loss \quad (3.8)$$

Como la resolución del problema es horaria y considera un año se tiene que el índice  $i$  se mueve entre 1 y 8760. Al mismo tiempo la condición de borde necesaria para la primera y última etapa, correspondiente al modelo de cota constante, se muestra en la Ecuación 3.9.

$$V_0 = V_{8760} \quad (3.9)$$

En las ecuaciones anteriores se tiene:

- $V_i$ : Volumen del embalse en la etapa  $i$  en  $m^3$ .
- $Afl_i$ : Afluente horario de agua al embalse en  $m^3$ .
- $Ph_i$ : Generación hídrica de embalse en la hora  $i$  en MW.
- $loss$ : Perdidas del embalse equivalente  $0,0051 m^3/s$ .
- $\eta$ : Rendimiento en  $MW/m^3$ .

Una vez que se cuenta con los resultados de las simulaciones, se consideran dos de los distintos esquemas de pago que puede percibir un productor de energía renovable y que han sido descritos en la Revisión Bibliográfica. Estos son:

- Contrato por bloques horarios.
- Contrato por bloque único.

Es importante señalar que a cada uno de estas opciones se les asigna un precio de contrato de energía de 100 *USD/MWh* con el fin de tener igualdad de precio y evitando discriminación en este sentido, considerando que la media será la misma y la forma de pago es la que varía. Con lo anterior se puede estimar el ingreso operacional del generador como en la Ecuación 3.10.

$$\pi_{op} = P_t^c * \pi^c - \pi_t^s * (P_t^c - P_t) \quad (3.10)$$

En donde:

- $\pi_{op}$ : Margen Operacional en USD.  
 $P_t^c$ : Cantidad contratada en un intervalo de una hora en MW.  
 $\pi^c$ : Precio de Contrato de venta de energía, corresponde a 100 *USD/MWh*.  
 $\pi_t^s$ : Precio Spot en USD/MWh  
 $P_t$ : Energía inyectada en un intervalo de una hora en MWh.

Para caracterizar la energía inyectada tanto por un generador eólico como por uno solar, se define una potencia instalada de 100 *MW* de cada tipo, por lo tanto es directo que la generación en cada hora queda determinada por la potencia instalada ponderada por el factor de disponibilidad eólico o solar, que básicamente corresponde al resultado de las simulaciones de Montecarlo aplicadas sobre los modelos *ARIMA* descritos en la sección 2.2.

El margen horario del generador se debe calcular en forma horaria para las 81.000 condiciones de operación obtenidas como resultado de las simulaciones sistémicas de acuerdo a la Ecuación 3.11 que representa la función lagrangeana del problema estudiado.

$$F^* = \sum_i C(P_{Gi}) + \lambda \left( P_c + L - \sum P_{Gi} \right) \quad (3.11)$$

En donde:

- $C(P_{Gi})$ : Costo de generación de la unidad *i-esima* en *USD/MWh*.  
 $(P_c + L - \sum P_{Gi})$ : Restricción de balance de carga.  
 $\lambda$ : Multiplicador asociado a la restricción de balance en *USD/MWh*.

Se debe notar que al definir la cantidad contratada es posible establecer distintos criterios de operación por parte del inversionista, que en este caso corresponden a diferentes maneras de enfrentar el riesgo asociado a un contrato. De acuerdo a lo anterior se define un inversionista neutro al riesgo y uno averso al riesgo, que enfrentan la incertidumbre en la interacción con el mercado spot de manera diferente y que por lo tanto definen de distinta manera la cantidad a contratar. A continuación se explican ambos tipos de inversionistas y la forma en que definen su contrato.

**Inversionista neutro al riesgo:** Este tipo de inversionista define la cantidad contrata en base a promedios de energía producida en el tiempo. Para el caso de contrato de bloque único, se toma la suma de la energía producida a lo largo de todo el año y se calcula su promedio, mientras que para el caso de bloques horarios, presentado en 2.3.2.6, se toma el mismo promedio anual pero sobre cada uno de los bloques por separado. Como resultado de lo anterior, para el primer contrato recién mencionado la cantidad contratada es fija a lo largo del día, mientras que en el segundo la cantidad varía según el bloque horario considerado. La ecuación 3.12 determina la cantidad contratada por bloques.,

$$C_{j_{neutro}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_i^j}{365 * d_j} \quad \forall j = A, B, C \quad (3.12)$$

En dónde:

- $C_{j_{neutro}}$ : Cantidad contratada neutra al riesgo en cada bloque  $j$ .  $\forall j = A, B, C$  en *MW* .  
 $E_i^j$ : Energía diaria generada en el bloque  $j$ .  $\forall j = A, B, C$  en *MWh*.  
 $d_j$ : Duración de cada bloque en horas (bloque A nueve horas, bloque B diez horas, bloque C cinco horas).

Por otro lado la ecuación 3.13 muestra la cantidad contratada para el contrato neutro al riesgo de bloque único.

$$C_{bloque \acute{u}nico_{neutro}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_i}{365 * d} \quad (3.13)$$

En dónde:

- $C_{bloque \acute{u}nico_{neutro}}$ : Cantidad contratada neutra al riesgo para bloque único en *MW*.  
 $E_i$ : Energía generada en el día  $i$ -esimo para *bloque único en MWh*.  
 $d$ : Duración del bloque único en horas (24 horas).

Como se mencionó en la sección 2.3, Los bloques horarios dividen el día en tres tramos identificables como bloques  $A, B$  y  $C$ . En la ecuación anterior  $E_i^j$  corresponde a la energía diaria total asociada a cada bloque mientras que  $d_j$  corresponde a su duración. Para el caso de contrato por bloque único se puede identificar un bloque diario de duración 24 horas, por lo que la energía  $E_i$  se toma sobre el año completo.

**Inversionista averso al riesgo:** Este inversionista por definición considera una cantidad contratada menor a la del inversionista neutro. Para definir esta cantidad se toma la desviación estándar asociada a la energía generada en el tiempo, tanto para el contrato por bloques horarios como para el contrato de bloque único. Para ejemplificar lo anterior, en el bloque A del contrato por bloques se realiza la suma de la energía colocada diariamente en este bloque a lo largo de todo año y luego se toma la desviación estándar de esos valores de energía diarios. Lo que se hace no es otra cosa que tomar la diferencia entre media y desviación estándar ( $\mu - \sigma$ ) mientras que el inversionista neutro se basa en la media  $\mu$ . En lo anterior se debe mencionar que la energía generada por bloque es la misma tanto en el caso averso al riesgo como en el neutro, mientras que la cantidad contratada es menor en el caso averso al riesgo.

Finalmente, la Ecuación 3.14 define la cantidad contratada de manera aversa al riesgo para bloques ABC.

$$C_{j\text{averso}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_i^j}{365 * d_j} - \frac{\sigma_j}{d_j} \quad \forall j = A, B, C \quad (3.14)$$

En dónde:

- $C_{j\text{averso}}$ : Cantidad contratada aversa al riesgo en cada bloque  $j, \forall j = A, B, C$  en MW.
- $E_i^j$ : Energía diaria generada en el bloque  $j, \forall j = A, B, C$  en MWh.
- $d_j$ : Duración de cada bloque en horas (bloque A nueve horas, bloque B diez horas, bloque C cinco horas).
- $\sigma_j$ : Desviación estándar del vector de energía diario en el bloque  $j \forall j = A, B, C$ .

La ecuación 3.15 muestra la ecuación para determinar la cantidad contratada aversa al riesgo para bloque único.

$$C_{\text{bloque únicoaverso}} = \frac{\sum_{i=1}^{365} E_i}{365 * d} - \frac{\sigma}{d} \quad (3.15)$$

En dónde:

- $C_{\text{bloque único averso}}$ : Cantidad contratada aversa al riesgo para bloque único en MW.
- $E_i$ : Energía generada en el día  $i$ -ésimo para bloque único en MWh.
- $d$ : Duración del bloque único, 24 horas
- $\sigma$ : Desviación estándar del vector de energía diario para bloque único

Para el inversionista averso al riesgo también se define el modo de operación con cantidad demandada variable a lo largo del día (Bloques horarios). Esto se define en base a la demanda en la Ecuación 3.16.

$$Ec^j = \alpha_j * \sum_{k=1}^{8760} dem_k^j \quad \forall j = A, B, C \quad (3.16)$$

En dónde:

- $Ec^j$ : Cantidad contratada anual de forma aversa al riesgo para el bloque  $j$ ,  $\forall j = A, B, C$  en MW. Esta cantidad es constante durante el año.
- $dem_k^j$ : Demanda del SIC en p.u. en la hora  $k$  normalizada por la demanda anual máxima, para el bloque  $j$   $\forall j = A, B, C$ .
- $\alpha_j$ : Constante de proporcionalidad que relaciona la cantidad vendida anual de manera aversa al riesgo (constante durante el año) y las cantidades vendidas de manera variable a lo largo del día.

En la Ecuación 3.16 se muestra la energía total contratada en forma anual en cada bloque para el caso averso al riesgo,  $Ec^j$ , la que se distribuye siguiendo al factor  $dem_k^j$ : ,que corresponde a la demanda del sistema en tanto por uno en la hora  $i$  para el bloque  $j$ , tomando como base la demanda máxima en cada bloque de manera anual. Al hacer esto la energía total considerada por bloque es la misma que en caso averso al riesgo, con la diferencia que en este caso se encuentra escalada por la demanda. Por lo tanto, al determinar la constante  $\alpha$ , que será distinto para cada bloque, es posible determinar la cantidad contratada horaria como en la Ecuación 3.17.

$$C_{j_i}^{\text{averso variable}} = \alpha_j * dem_i^j \quad \forall j = A, B, C \quad (3.17)$$

En donde:

- $C_{ji}^{averso\ variable}$ : Cantidad contratada de forma aversa al riesgo en la hora  $i$  para el *bloque*  $j$ ,  $\forall j = A, B, C$  en *MW*.
- $dem_i^j$ : Demanda del *SIC* en *p.u.* en la hora  $i$  normalizada por la demanda anual máxima en *el bloque*  $j$ ,  $\forall j = A, B, C$ .
- $\alpha_j$ : Constante de proporcionalidad que relaciona la cantidad variable vendida en forma horaria  $C_{ji}$  y la demanda *p.u.* en la hora  $i$ -ésima para el *bloque*  $j$ ,  $dem_i^j$ .

De manera análoga se puede definir la cantidad contratada variable para el caso averso al riesgo del contrato de bloque único, en donde la constante  $\alpha$  es única para toda hora.

$$C_i^{averso\ variable} = \alpha * dem_i \quad (3.18)$$

En donde:

- $C_i^{averso\ variable}$ : Cantidad contratada aversa al riesgo en la hora  $i$  en *MW*.
- $dem_i$  : Demanda del *SIC* en *p.u.* en la hora  $i$  normalizada por la demanda anual máxima.
- $\alpha$ : Constante de proporcionalidad que relaciona la cantidad variable vendida en forma horaria,  $C_i$ , y la demanda *p.u.* en la hora  $i$  – *ésima*,  $dem_i$ .

En la sección de Anexos se muestran las cantidades contratadas para cada tipo de contrato utilizando las ecuaciones anteriores.

### 3.3. Análisis de Riesgo

Como resultado de definir las diversas maneras en que un inversionista puede enfrentar el riesgo, se tienen diferentes resultados posibles tanto para un generador eólico como para uno solar. En primer lugar, se tiene el caso básico sin contrato donde solo existe venta de energía al mercado spot y el ingreso del generador queda definido por el costo marginal del sistema. En segundo lugar al considerar el contrato por bloques es posible definir tres casos que corresponden a inversionista neutro al riesgo, inversionista averso al riesgo y además el caso averso al riesgo con cantidad contratada variable a lo largo del día. Esta subdivisión en tres casos también se puede aplicar al contrato de bloque único, por lo tanto es posible definir en total siete modos de operación, tanto para un generador eólico como para uno solar, sobre los cuales se realizará el análisis de riesgo individualmente.

Una vez obtenidos los ingresos operacionales horarios, sobre el total de simulaciones y para cada uno de los modos de operación definidos, se debe reducir el resultado a márgenes mensuales. Al hacer esto se obtiene una matriz de 81.000 filas y de doce columnas, estas últimas correspondientes a los doce meses, que contiene todas las posibles combinaciones de operación consideradas al año 2025. Dado que cada uno de los escenarios tiene una probabilidad asociada, como se estableció en la sección 3.2, es posible construir histogramas en los que se cuenta probabilidades y que gráficamente contienen las variaciones propias de cada esquema, en donde por ejemplo el contrato de bloque único en determinadas horas puede hacerse negativo debido a que para un generador que dispone de este tipo de contrato la exposición al mercado spot es permanente, incluso cuando no se está generando energía.

En conclusión, se desea representar en un histograma estas posibles variaciones temporales y a partir de su *Función de Densidad de Probabilidad (PDF)*, asociada evaluar la eficiencia del contrato, entendiendo que su riesgo queda caracterizados por la dispersión de la desviación estándar de su *PDF*. Para lograr esto se hará uso del criterio *CVaR* mediante el cual, por ejemplo, se calcula el promedio del 5% de los peores casos estableciéndose aquel valor como el riesgo asociado al contrato.

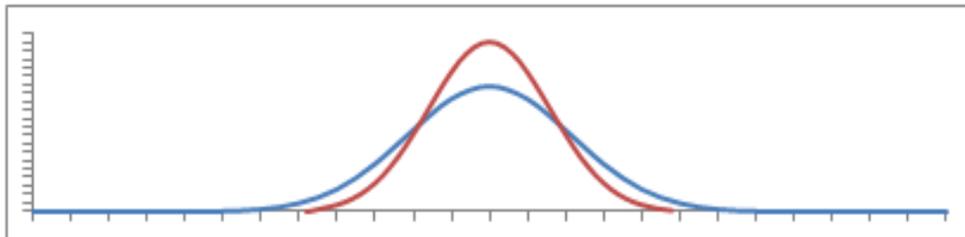


Figura 3.7- PDF para dos distribuciones con igual media y distinta desviación estándar

En la Figura 3.17 se muestran dos *PDF* con igual media pero distinta desviación estándar. En el caso que este estadístico sea muy alto la probabilidad de tener margen negativo o muy pequeño será elevada y el contrato será ineficiente.

### 3.4. Orden cronológico de etapas

En resumen, se realizan en orden cronológico las siguientes actividades.

1. Elección de los diferentes tipos de contratos a evaluar. Esta elección se hace en base a las estructuras de contratación presentadas en la revisión bibliográfica (e.g. neutro al riesgo, averso al riesgo).
2. Generación de un vector de demanda horaria. Este vector considera la demanda del año estudiado en forma horaria y para su estimación se toma una proyección ya existente para el SIC al año 2025 [20].
3. Creación de un vector de perfil de generación horario tanto eólico como solar. Se generan vectores que contengan la disponibilidad de generación horaria de ambas tecnologías ERNC, en por unidad, para 8760 horas. Esto se hace en base a un perfil medido real y a simulaciones de Montecarlo que cubran la estocasticidad en la disponibilidad del recurso. Se generan 10 escenarios de cada tipo de tecnología.
4. Generación de un vector de precios de combustibles. Este vector contiene, en USD/MWh, la información de precios de carbón, GNL y diésel proyectadas al 2025 por la CNE. Se generan 8 escenarios de precios de combustibles adicionales en base a un proceso probabilístico que considera una nube de 10.000 puntos lanzada sobre un cubo en cuyo centro se ubica el precio proyectado por la CNE. El resto de los escenarios de precios de combustible se ubican en los vértices del cubo (considerando desviaciones estándar de estos precios), asignándose cada uno de los puntos lanzados al vértice al que se encuentra más cercano y definiéndose la probabilidad de cada escenario como la cantidad de puntos asignados a cada vértice sobre el total de puntos lanzados.
5. Incorporación de parques generadores. Se incorporan 9 parques generadores proyectados al año 2025, pertenecientes al Centro de Energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.
6. Creación de un vector de perfil de generación hídrico horario. Se genera un vector de 8760 componentes que contiene el perfil de capacidad horaria de generación hídrica del sistema, en por unidad, para las centrales de pasada. Para la generación de embalse se dispone de un perfil horario de afluentes. Se dispondrá de 10 escenarios asociados a diferentes hidrologías.
7. Implementar y correr modelo de despacho económico en el software FICO Xpress-IVE. Se programa un modelo despacho que considere como entrada un vector de

cada una de las categorías descritas anteriormente, y que entregue como salida el despacho económico horario junto con un vector de precios de mercado para cada una de las 8760 horas del año.

8. Cálculo del margen operacional para un generador renovable considerando diferentes estructuras de contratación. Se define un generador renovable que considere una fracción de la potencia instalada de cada tecnología ERNC presente en el sistema (*e.g.* Un generador que posea 100 MW de potencia solar considerando una proyección de 1379 MW al año 2025 para el SIC). Los márgenes operacionales resultantes hacen uso de los precios spot horarios del sistema, de la disponibilidades de cada tecnología ERNC y reflejan las diferentes posibilidades de contratación estudiadas en este trabajo (*e.g.* neutro al riesgo, averso al riesgo).
9. Realizar los dos pasos anteriores cíclicamente, para distintas configuraciones de disponibilidad de recursos renovables, capacidad instalada, precios de combustibles y matriz energética. Con esto se obtienen miles de resultados horarios para despachos de carga, precios spot y márgenes operacionales que consideran diferentes proyecciones de operación al año 2025.
10. Reducir el margen operacional horario a vectores de resultados mensuales para cada una de las diferentes estructuras de contratación estudiadas.
11. Evaluación de riesgo de los diferentes contratos mediante uso de la medida de riesgo *CVaR*. Se realiza el cálculo del promedio de los márgenes operacionales correspondientes al 5% de los peores escenarios de operación dentro del sistema eléctrico. En relación a lo anterior se concluye si el esquema de contratación definido originalmente se acepta como una alternativa eficiente o se rechaza por su elevado riesgo.

|  |                      |                    |                                    |                                      |
|--|----------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| Proyecciones de entrada al modelo y elección de contrato | Simulación Sistémica | Salidas del modelo | Margen operacional de un generador | Análisis de riesgo para un generador |
|--|----------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------------------------|

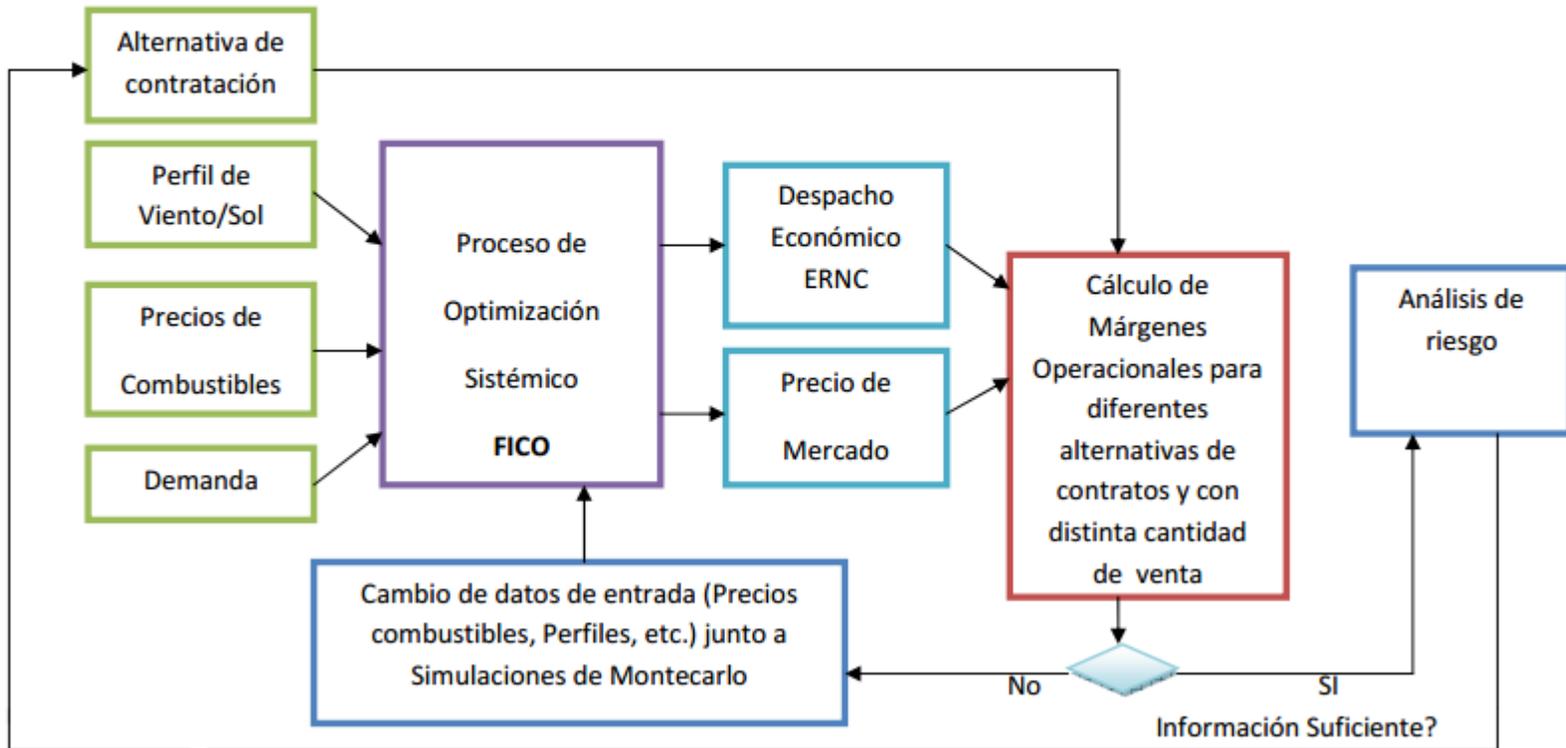


Figura 3.8 - Esquemático de la metodología del trabajo de memoria

## 4. Funcionamiento y Resultados

Al tener los datos y algoritmos del capítulo anterior es posible realizar todas las simulaciones necesarias para obtener los resultados que se muestran en este capítulo. Esto se realiza mediante el software *FICO Xpress* mientras que los resultados obtenidos son exportados a Excel. La exigencia computacional de cada simulación es más bien baja, debido principalmente a la exclusión del sistema de transmisión, pero al considerar el total de 81.000 simulaciones la exigencia computacional se hace muy alta. El computador utilizado tiene una capacidad CPU de 3,1 GHz, Intel Core i7-3770S, con 16 GB de RAM, 14 GB de ellos disponibles.

### 4.1. Precios Spot obtenidos por hora y por bloque

Con respecto a las probabilidades resultantes del proceso descrito en la sección 3.1.2, en donde se arrojan triadas de puntos sobre un cubo y se define la probabilidad de cada escenario de acuerdo a la cantidad de puntos asociadas a cada vértice, al asociarlas a los despachos de carga realizados se encuentra un precio spot promedio esperado de 144 UD/MWh que resulta demasiado elevado considerando las estimaciones actuales hacia el año 2025 realizadas por la *CNE (Comisión Nacional de Energía)*. De acuerdo a lo anterior se hace un ajuste sobre las probabilidades, aumentando aquellas asociadas a escenarios con precios spot futuros inferiores a los 100 USD/MWh. El nuevo conjunto de probabilidades, que se usará en la obtención de histogramas de márgenes mensuales se presenta en la Tabla 4.1.

|             | Carbón [\$/MWh] | GNL [\$/MWh] | Diesel [\$/MWh] | Probabilidad |
|-------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| Escenario 1 | 55,5            | 67,87        | 59,16           | 0,4151       |
| Escenario 2 | 55,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0408       |
| Escenario 3 | 27,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0744       |
| Escenario 4 | 27,5            | 67,87        | 59,16           | 0,2256       |
| Escenario 5 | 55,5            | 67,87        | 293,16          | 0,018        |
| Escenario 6 | 55,5            | 141,87       | 293,16          | 0,0588       |
| Escenario 7 | 27,5            | 141,87       | 293,16          | 0,1015       |
| Escenario 8 | 27,5            | 67,87        | 293,16          | 0,00132      |
| Escenario 9 | 41,5            | 104,87       | 176,16          | 0,0526       |

Tabla 4.1 - Escenarios probabilísticos usados para la obtención de resultados

A partir de lo anterior, en la Figura 4.1 se presentan los precios spot esperados para cada hora sobre el total de las simulaciones sistémicas realizadas, considerando las probabilidades asociadas a cada uno de los 81.000 escenarios considerados.

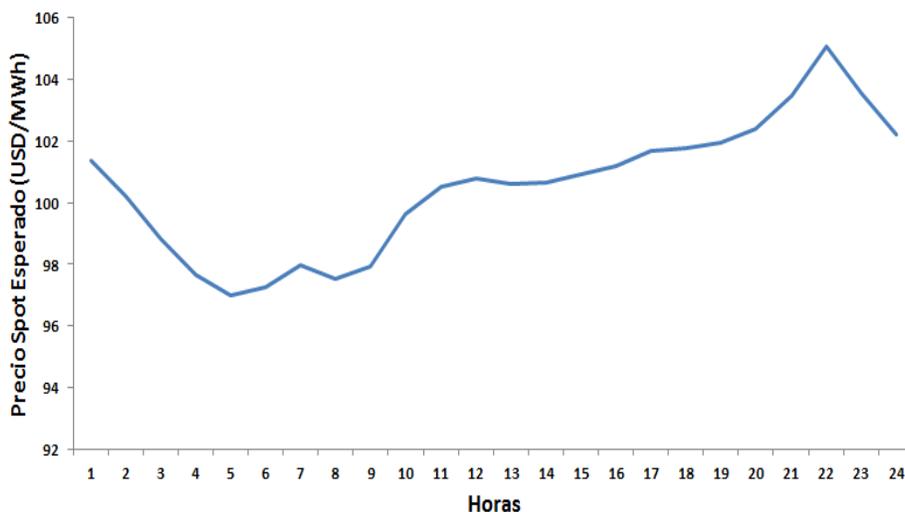


Figura 4.1 - Precios Spot esperados de manera horaria sobre el total de simulaciones

De a figura 4.1 se obtiene que el precio spot promedio para el total de simulaciones es de 100 USD/MWh, siendo del mismo orden que el precio de contrato, que se definió igual a 100 USD/MWh. Esto impacta en los márgenes mensuales pues los costos asociados a retiros, en promedio, serán prácticamente idénticos a los ingresos por contrato, tendiendo a eliminarse la componente de riesgo asociada a la variabilidad del mercado spot. Dado que en las siguientes secciones se presentan resultados para esquemas de bloques horarios, a continuación se muestran los costos marginales esperados en promedio en cada uno de los bloques.

| Precio Spot Promedio USD/MWh |        |
|------------------------------|--------|
| Bloque A                     | 98,90  |
| Bloque B                     | 100,57 |
| Bloque C                     | 103,28 |

Tabla 4.2- Precios Spot promedio por bloque sobre el total de simulaciones

## **4.2. Ilustración de los despachos de carga obtenidos**

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, las simulaciones sistémicas se realizan sobre un modelo uninodal del SIC que considera diversas matrices de generación proyectadas al año 2025. De acuerdo a esto, es posible presentar diversos tipos de despachos que representan escenarios futuros con diferentes probabilidades asociadas. Por ejemplo, al variar la hidrología desde la más seca a la más húmeda se obtienen resultados en donde se observa un crecimiento en la energía hidroeléctrica despachada, desplazando generación térmica, principalmente diésel, y provocando, eventualmente, una caída en los costos marginales de operación del sistema. En las siguientes ilustraciones se presenta lo descrito anteriormente, tanto para una semana representativa de invierno como para una de verano, pudiendo observarse a la vez el despacho de carga y los costos marginales para una de las matrices energéticas consideradas, y donde, como ya se dijo, la sensibilidad se toma sobre las diversas hidrologías disponibles.

### **4.2.1. Despachos sobre matriz energética altamente eólica**

En esta sección se considera la matriz correspondiente al escenario número 3 presentada en 3.1.4. Esta matriz contiene la mayor cantidad de inserción de energía eólica, alcanzando los 3.000 MW instalados, por lo que resulta particularmente interesante estudiar los precios spot y los despachos de carga alcanzados. Tanto para la estación de invierno como verano se toma una semana representativa y se presentan los despachos considerando el escenario de precios de combustibles número 9 presentado en la sección 3.1.2.

#### 4.2.1.1. Despachos durante hidrología seca

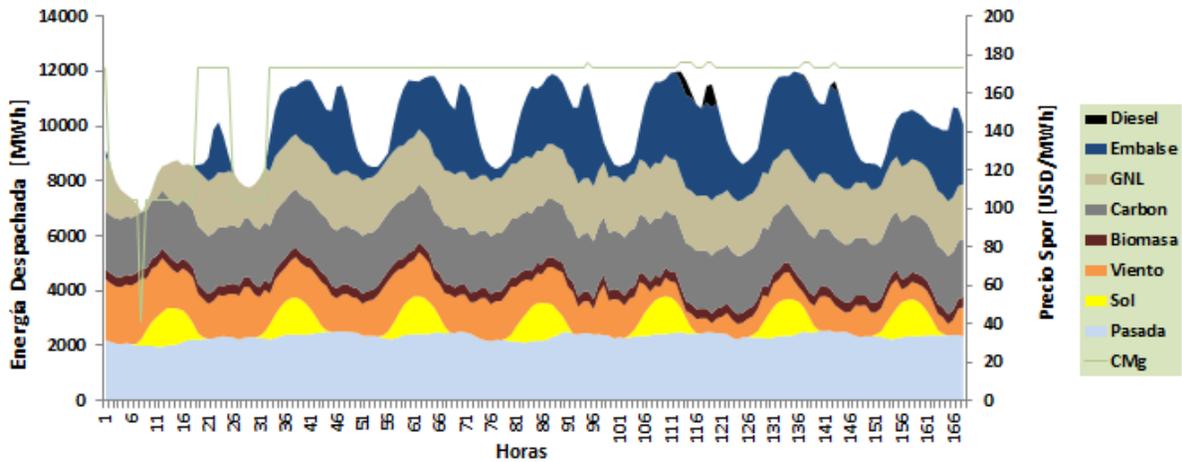


Figura 4.2 - Despacho económico bajo hidrología seca en semana representativa de verano de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9

En el despacho presentado en la Figura 4.2 se observa precios spot elevados representativos del uso de diésel ( $174 \text{ USD}/\text{MWh}$ ), aun cuando la energía despachada de este tipo es muy escasa, encontrándose solamente en algunas horas de punta dentro de la semana considerada en torno a la hora 116. Esto se debe a la poca presencia de energía de base (e.g. carbón, GNL) lo que provoca que al despacharse estas tecnologías a su máxima capacidad se deba completar la curva de demanda con generación hidroeléctrica de embalse, la que presenta un precio alto, cercano al diésel, que refleja la poca disponibilidad de agua en el SIC al tratarse de la hidrología más seca. Lo anterior provoca precios spot elevados equivalentes al uso de diésel en la mayoría de las horas consideradas, mientras que en horas de madrugada en que la demanda alcanza su mínimo la tecnología que margina es GNL ( $104 \text{ USD}/\text{MWh}$ ) y en algunas horas puntuales equivale a carbón ( $41 \text{ USD}/\text{MWh}$ ), siendo estos los precios que corresponden al escenario número 9 presentado en la sección 3.1.2. Con respecto a la energía hidroeléctrica de pasada se debe mencionar que en los gráficos presentados esta incluye también el despacho de minihidro, que no aparece explícitamente en los gráficos. La generación de este tipo corresponde principalmente a deshielos, y dado que en la matriz energética considerada existe una potencia instalada sobre los  $3.000 \text{ MW}$  de este tipo de energía se puede observar una gran cantidad despachada en la base de la curva. En relación a la energía de origen eólico durante sus horas de máxima generación supera los  $2.000 \text{ MW}$  con lo que representa aproximadamente un 20% de la energía despachada total durante aquellas horas, lo que provoca disminuciones puntuales de los costos marginales al desplazar generación diésel y GNL. La energía solar muestra la forma esperada de acuerdo a la disponibilidad horaria de ese recurso.

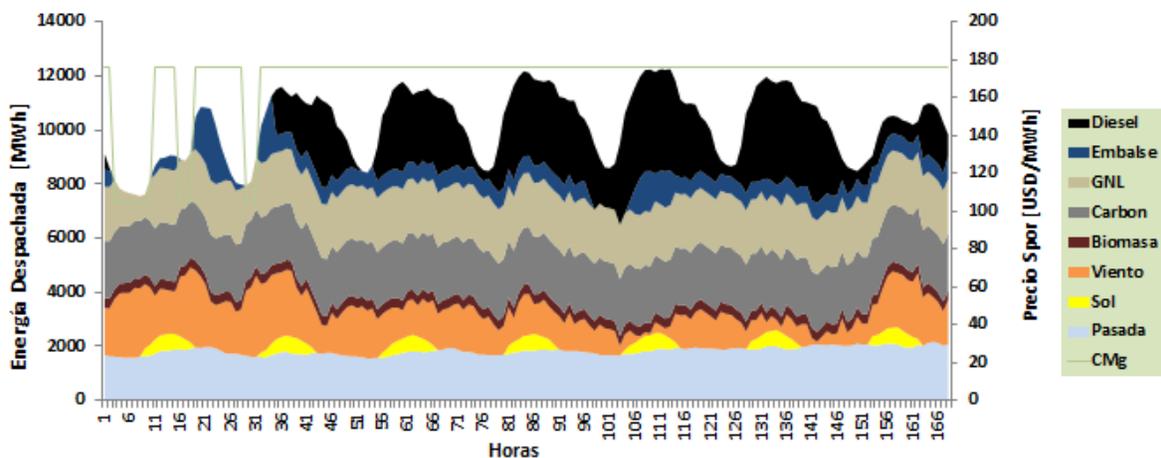


Figura 4.3 - Despacho económico bajo hidrología seca en semana representativa de invierno de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9

En la figura 4.3 se observa que la tecnología que margina prácticamente durante todo el periodo considerado es diésel, provocando costos marginales elevados asociados al precio de este combustible. Dado que las tecnologías de menor costo se encuentran a su máxima capacidad, el valor del uso del agua es elevado y el precio spot sigue al precio del diésel en las horas en que el embalse corresponde a la central que está marginando. Se observa que al tratarse de la hidrología más seca, la energía hidroeléctrica de embalse despachada, en porcentaje, es mucho menor al diésel, aun cuando posee prácticamente la misma capacidad instalada. Lo anterior se explica por el uso optimizado del bajo nivel de agua disponible mediante la coordinación hidrotérmica, lo que hace que se complete la curva de carga con una gran inyección de diésel, sobre todo en las horas de demanda máxima en que corresponde a la tecnología que inyecta la mayor cantidad de energía al sistema, donde también se observa que la demanda sistémica en general es mayor en invierno que en verano. Con respecto a la generación eólica, destaca que ésta supera a la de GNL y carbón durante sus horas de máxima generación en donde inyecta cerca de 2.000 MW provocando un descenso en los costos marginales el cual queda determinado por GNL solo en algunas horas puntuales de madrugada, en las que la demanda alcanza su mínimo diario. Lo anterior se alterna con horas de baja generación, en donde se debe compensar esta reducción aumentando el despacho de diésel, dejando en evidenciando la naturaleza aleatoria de este recurso. Por su parte la generación solar muestra curvas achatadas propias de la estación de invierno, alcanzando una generación del orden del 50% del despacho de verano considerado anteriormente.

#### 4.2.1.2. Despachos durante hidrología húmeda

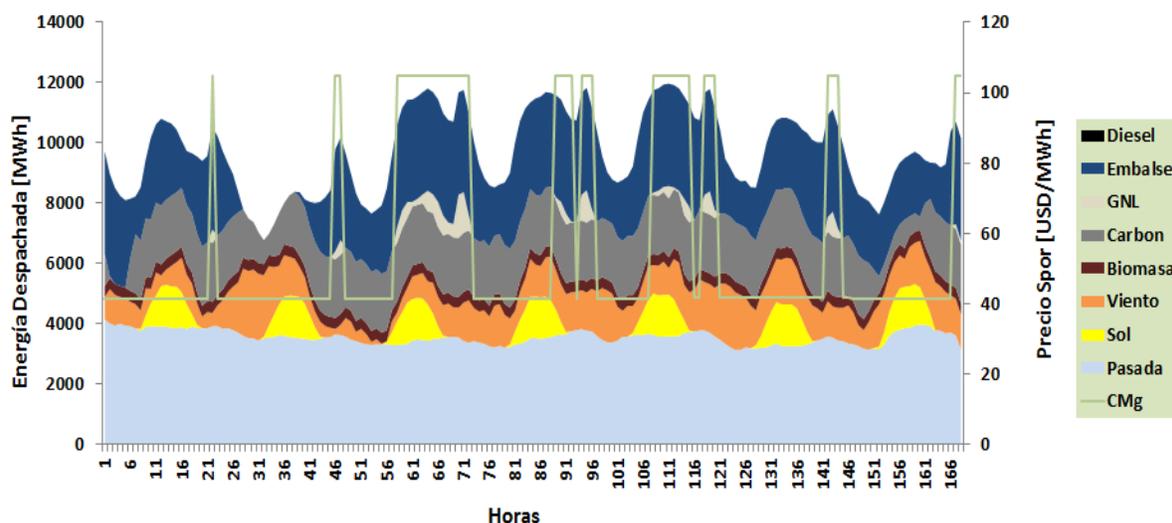


Figura 4.4 - Despacho económico bajo hidrología húmeda en semana representativa de verano de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9

Al considerar la hidrología de mayor humedad, en la Figura 4.4, se observa que la generación diésel desaparece casi completamente, siendo despachada sólo en la hora 118. Esto se debe a que ha sido reemplazada por generación de origen hidroeléctrico de pasada por la mayor disponibilidad de agua, esto considerando el mismo escenario de precio de combustibles que en los casos anteriores. Con respecto a las tecnologías restantes, el carbón que corresponde al combustible térmico de menor costo mantiene su generación con respecto a la Figura 4.2, que representa una hidrología seca, pues su uso es independiente de la disponibilidad de agua en el sistema. Por otro lado, el GNL también mantiene su despacho en comparación a la Figura 4.2, salvo en torno a la hora 21 en donde aumenta su generación. Se aprecia que el costo marginal toma un precio del orden del GNL ( $104 \text{ USD}/\text{MWh}$ ), aun cuando el despacho semanal es muy similar al de hidrología seca de la Figura 4.2 que presenta costos comparables a diésel ( $174 \text{ USD}/\text{MWh}$ ), esto debido a la alta disponibilidad de agua en el despacho de la Figura 4.4 que hace que el uso del agua sea menor al caso de hidrología seca lo que se refleja con un costo marginal similar al de GNL en horas en que margina la central de embalse. Con respecto a la generación de pasada, la que gráficamente considera también la de minihidro sumando en total sobre los  $4.700 \text{ MW}$  de potencia instalada para el parque generador considerado, se obtienen despachos del orden de  $3.000 \text{ MW}$  permanentemente en la hidrología húmeda estudiada. Cabe mencionar que tanto en este caso en el despacho análogo para hidrología seca, presentado en la figura 4.2, la forma de las curvas es idéntica pues la demanda considera es la misma y lo que cambia es el despacho de las diferentes tecnologías para cubrirla.

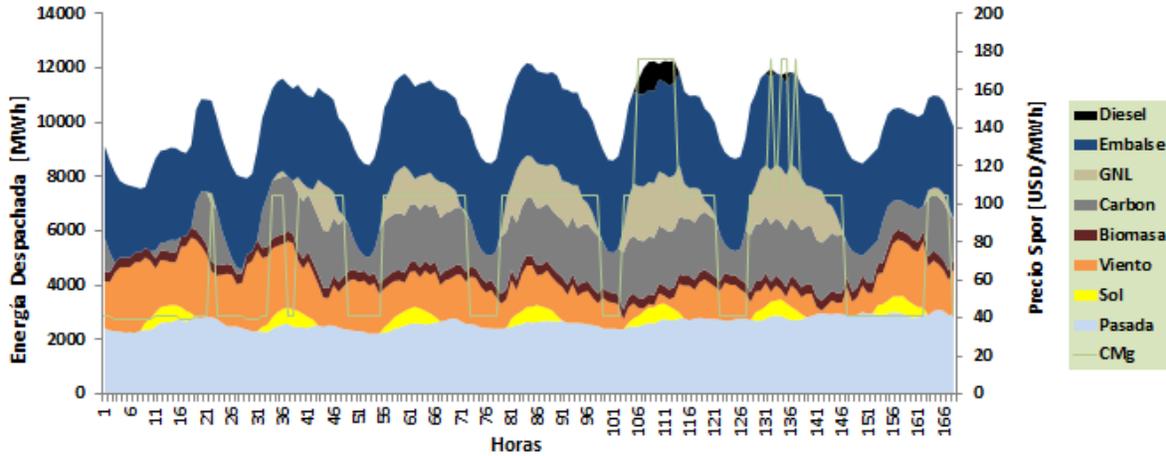


Figura 4.5 - Despacho económico bajo hidrología húmeda en semana representativa de invierno de la matriz energética 3 con perfil de precios de combustible 9

Para la hidrología de mayor humedad de la Figura 4.5 se observa una gran cantidad de energía despachada de embalse, esto debido a la gran cantidad de agua disponible la generación de este tipo se encuentra permanentemente cercana a su capacidad máxima. Lo anterior produce que el despacho de diésel sea menor, y que sólo se de en horas de máxima demanda donde tanto las centrales de embalse como GNL y carbón se encuentran generando a su máximo. A lo anterior se suma que en las horas en donde la generación eólica es muy pequeña existe la necesidad de despachar diésel para cubrir la curva de demanda, provocando costos marginales elevados. Por el contrario, en las horas de mayor inserción de energía eólica los costos marginales bajan a nivel de GNL y carbón pues el coto de oportunidad del uso del agua es equivalente al uso de esos combustibles térmicos. Lo anterior se debe a hidrología húmeda considerada, que permite aprovechar la fuerte generación eólica para producir disminución de costos de operación del sistema eléctrico que se refleja en disminución de precios spot, pues en el despacho equivalente para hidrología seca se tiene la misma energía eólica despachada pero no se observan precios bajos debido a la poca disponibilidad de agua que obliga a despachar energía en base a diésel para cubrir la curva de carga. Al igual que en el caso anterior, la curva de demanda tiene la misma forma que al considerar un despacho de invierno para la hidrología seca de la Figura 4.3, pues se trata de la misma demanda que se cubre de acuerdo a la disponibilidad de las diferentes tecnologías.

### 4.3. Histogramas de márgenes mensuales esperados

Una vez que se dispone de los despachos de carga horarios, realizados sobre 81.000 simulaciones sistémicas de la operación del SIC proyectado al año 2025, es posible reducir márgenes mensuales asociados a distintas estructuras de contratación.

En esta sección, se estudian los siguientes tipos de contratos:

- **Contrato bloque único:** Consiste en definir un bloque diario de 24 horas, siendo la cantidad a contratar constante a lo largo del bloque para todo el año.
- **Contrato bloques ABC:** Consiste en definir 3 bloques con diferente duración (Bloque A 23:00 a 8:00, bloque B 8:00 a 18:00 horas y bloque C 18:00 a 23:00 horas). La cantidad contratada es independiente para cada bloque, siendo constante a lo largo de todo el año para el tramo horario correspondiente.
- **Contrato bloques horarios ABC:** Consiste en definir una cantidad contratada variable de manera horaria dentro de cada bloque ABC. Esto se realiza siguiendo la tendencia de la demanda de cada bloque, logrando que la energía total vendida anualmente sea idéntica a la del contrato con cantidad constante.
- **Contrato bloques horarios:** En este contrato se vende energía con variabilidad horaria y siguiendo la demanda del día completo, de manera que la energía vendida durante el año iguale a la de contrato de bloque único.

Como se explicó anteriormente, se estudiarán dos volúmenes de contratación:

- **Neutro al riesgo:** Consiste en definir la cantidad contratada a partir del promedio de la energía generada diariamente a lo largo del año. Se estudia para contrato de bloque único y para contrato de bloques ABC.
- **Averso al riesgo:** Para definir el volumen vendido se considera la diferencia entre el promedio de la generación diaria durante el año y la desviación estándar asociada a estas cantidades, siendo por definición menor al volumen neutro. Se estudia para contrato de bloque único y de bloques ABC.

#### 4.3.1. Histogramas de márgenes mensuales para generación solar

En esta sección se presentan siete histogramas correspondientes a diversas alternativas de contratación que puede tomar un generador renovable solar. Estas alternativas fueron presentadas en detalle en la sección 3.2.

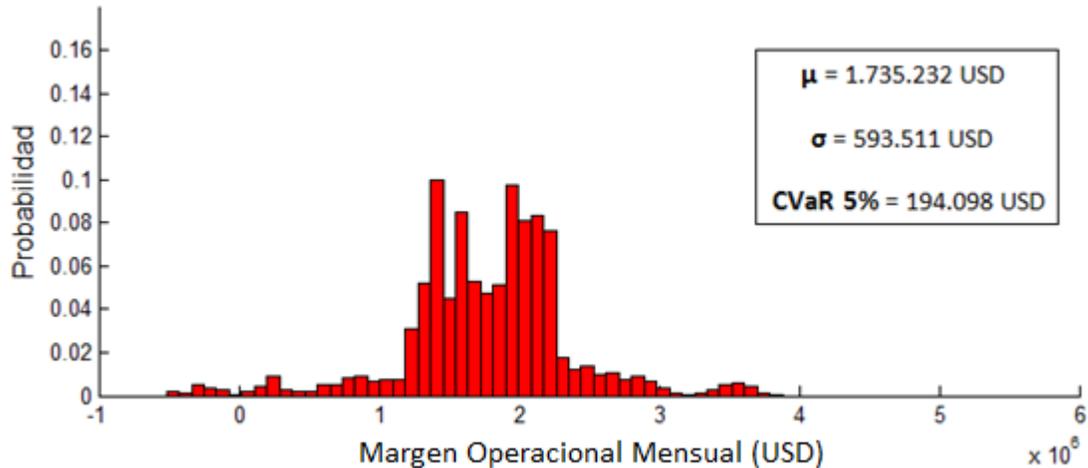


Figura 4.6 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC.

En la figura 4.6 se observa que el histograma asociado al margen operacional mensual se centra en torno a los 2.000.000 USD lo que corresponde en general a los escenarios asociados a los precios de combustibles 2 (Precio spot esperado 90 USD/ *MWh*) y 3 (Precio spot esperado 92 90 USD/ *MWh*) de la Tabla 4.1, en los cuales se obtienen márgenes en este rango cuando la energía inyectada supera a la contratada (56 MW) permanentemente, como ocurre en meses de verano. También se aprecian márgenes mensuales negativos asociados a escenarios en donde existe una inyección de energía solar baja en comparación a la cantidad contratada durante el bloque B (56 MW), que concentra la generación de este tipo de tecnología. Simultáneamente, dado que el retiro de energía se valoriza a precio spot los escenarios con precios de combustibles altos (escenarios de combustible 6 y 7 principalmente, para los que el precio spot esperado supera los 220 USD/ *MWh*) son los que determinan estos márgenes negativos debido a los costos por efectuar retiros de energía en periodos en que la cantidad contratada supera a la inyección de energía, como ocurre durante la temporada de invierno en que el generador solar debe retirar la misma cantidad de energía que durante el verano pero con una generación mucho menor. De todas formas, los ingresos obtenidos en el bloque B permiten obtener márgenes positivos en la gran mayoría de los escenarios estudiados lo que determina una baja probabilidad de incurrir en pérdidas mensuales, aun cuando el CVaR calculado es pequeño. Lo anterior entrega información importante pues se desprende que un volumen contratado definido de manera neutra al riesgo resulta ser muy elevado para un generador solar, ya que afecta negativamente los márgenes asociados a los peores escenarios y eventualmente produce pérdidas, lo que básicamente lo hace una alternativa de contratación demasiado riesgosa.

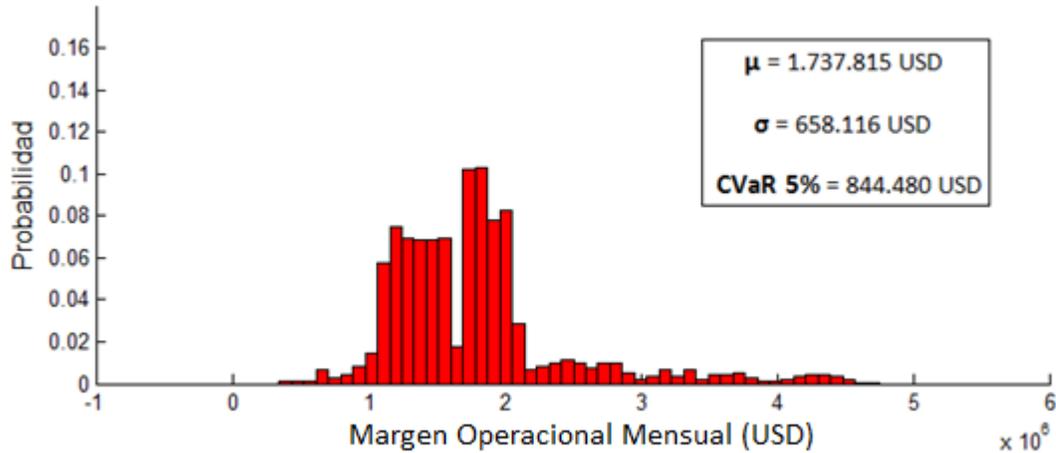


Figura 4.7 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC.

En la Figura 4.7 se observa, a diferencia del caso neutro, que no existen márgenes negativos. Esto se debe a que la cantidad contratada, por definición, es menor en el bloque B (41 MW) y por lo tanto los retiros realizados involucran costos menores. Si bien el ingreso por contrato también disminuye al vender una cantidad contratada pequeña, se debe tener en cuenta que los costos marginales, como se infiere de los escenarios presentados en la Tabla 4.1 sin considerar las probabilidades asociadas, son en general mayores al precio del contrato con lo cual el efecto en la disminución de costos es mayor al ingreso que se deja de percibir por la disminución de la cantidad contratada. Lo anterior se refleja en márgenes en general superiores al caso anterior, como se observa en los extremos de las **PDF** correspondientes, los que se asocian a los escenarios de precios de combustible 6 y 7 principalmente, lo que define un CVaR mayor al caso de volumen contratado de manera neutra al riesgo. Por otro lado, el margen esperado  $\mu$  se mantiene prácticamente sin variaciones respecto al caso anterior, esto debido a la ponderación de probabilidades asignadas a los precios de combustibles ya que al ser el precio de contrato idéntico al precio spot esperado se tiene que el costo por retiro y el ingreso por venta de energía tienden a anularse, esto en términos globales considerando el total de escenarios estudiados, siendo la componente de venta de energía al mercado spot, modulada por la diferencia horaria entre inyección y retiro, la que predomina en el margen esperado para cada contrato. Esto se aprecia en la Ecuación 4.1.

$$\begin{aligned} & \textit{Margen Horario Esperado} \\ & = (P_g * C_{mg} + C_c * (P_c - C_{mg})) * Pr \end{aligned} \quad (4.1)$$

En donde:

- $P_g$ : Potencia generada en *MW*
- $C_c$ : Cantidad Contratada en *MW*
- $C_{mg}$ : Costo marginal del sistema en *USD/MWh*.
- $P_c$ : Precio de contrato igual a 100 *USD/MWh*
- $Pr$ : Probabilidad del escenario estudiado

Se observa que al considerar el total de simulaciones el producto  $(C_c * (P_c - Cmg)) * Pr$  se tenderá a anular, con lo que para cada contrato considerado bajo la condición de igualdad de precio de contrato y precio spot esperado las diferencias en el margen esperado sólo serán menores.

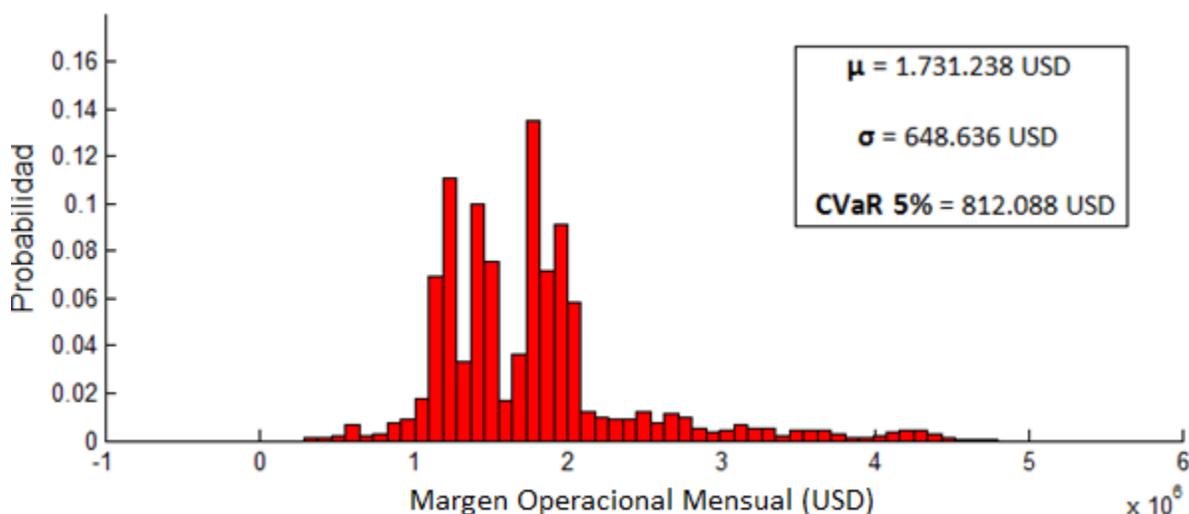


Figura 4.8 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC.

En el contrato con cantidad variable de la figura 4.8 la energía total por bloque es la misma respecto al caso averso al riesgo, con la diferencia que se encuentra escalada siguiendo a la demanda, como se explica en la sección 3.2. Por lo anterior, es natural que al igual que en el caso averso al riesgo con cantidad contratada constante no se tengan márgenes negativos. Se observa que las dos últimas distribuciones resultan ser muy parecidas para márgenes por debajo de 1.000.000 USD y por sobre los 3.000.000 USD, diferenciándose en la zona central que concentra la mayor parte de la masa probabilística. Con respecto a lo anterior, la Figura 4.7 muestra un número de casos constante en torno al 8% de probabilidad mientras que la Figura 4.8 presenta un número de casos variable en torno al mismo nivel de probabilidad, esto debido a la estructura de contratación variable en la cual al tenerse volúmenes contratados horarios mayores al volumen contratado en el caso averso al riesgo con cantidad constante se obtiene una reducción del margen pues los retiros de energía son mayores. Por el contrario, para volúmenes horarios menores al volumen contratado averso al riesgo con cantidad vendida constante se tiene un aumento de los márgenes, lo que provoca reasignaciones de probabilidades en el tramo mencionado, lo que explica la irregularidad observada en las ramas de la Figura 4.8. De acuerdo a lo anterior, y dado que en general el precio spot supera al precio de contrato, se tiene que para este contrato los márgenes tienden a ser menores en comparación al contrato averso al riesgo con volumen contante, pues las cantidades variables horarias se ubican en mayor cantidad por

sobre la cantidad vendida constante (41 MW) lo que explica un CVaR del orden de 30.000 USD menor.

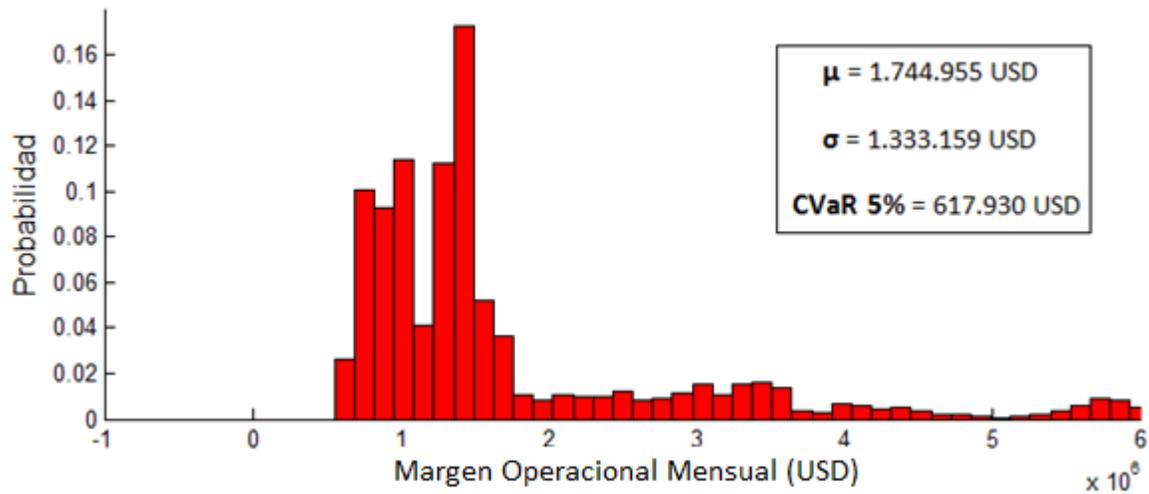


Figura 4.9 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, sin contratación.

En el histograma para el caso sin contratación de energía de la Figura 4.9 se aprecia la aleatoriedad propia del mercado spot, ya que los ingresos siguen a la variabilidad del costo marginal con lo que se obtiene una desviación estándar extremadamente alta lo que provoca que la probabilidad de obtener un margen menor a 1.000.000 USD sea cercana al 25%, siendo estos márgenes causados por costos marginales pequeños asociados escenarios de precios de combustibles bajos (Escenarios de precios de combustible 1 y 4 con precio spot esperado de 62 USD/MWh y 61 USD/MWh respectivamente), los que definen un CVaR de 200.000 UD por debajo del contrato averso al riesgo. La situación anterior es justamente lo que se quiere evitar a través de la utilización de contratos, en donde se busca que exista una desviación estándar pequeña en torno a la media y un CVaR adecuadamente alto. Por otro lado, con respecto al margen esperado, se observa que es levemente más alto que en los casos anteriores debido a que no existen costos por retiro de energía, siendo esta también la razón de que no se tengan pérdidas mensuales.

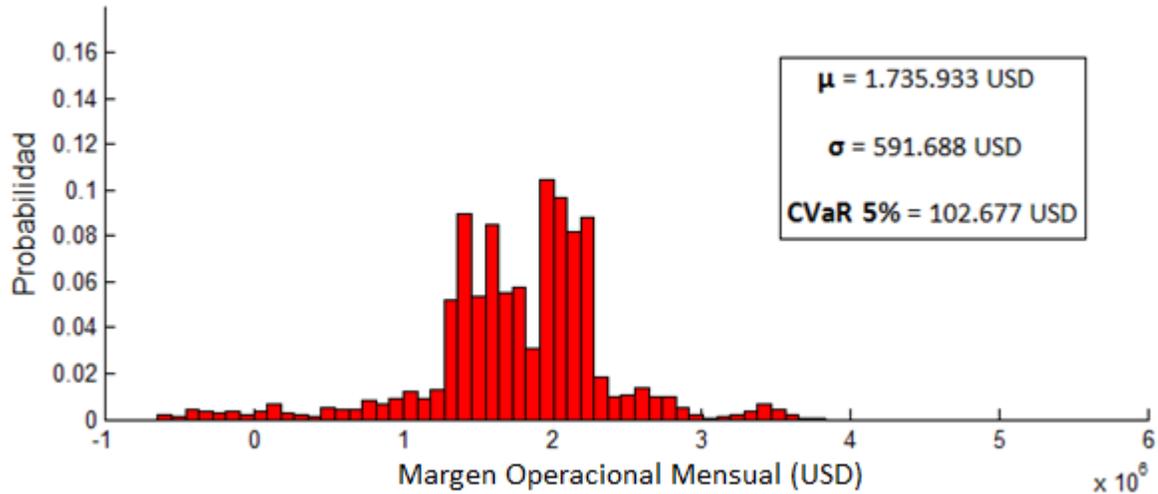


Figura 4.10 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques único.

El histograma de la Figura 4.10 presenta una estructura de contratación en la que se vende una cantidad fija de energía (24 MW) durante todo el día, a diferencia de los contratos por bloques expuestos anteriormente en donde solo existe venta de energía en el bloque B. Lo anterior se puede observar gráficamente al comparar ambos histogramas, apreciándose en la Figura 4.10 una probabilidad mayor para márgenes negativos debido al efecto de las pérdidas nocturnas, además de un número de caso en el tramo de 1.000.000 USD a 1.500.000 USD que disminuyen su probabilidad también debido a las pérdidas por retiro de energía durante la noche. Se debe notar también que durante las horas equivalentes al bloque B (8:00 a 18:00) se tienen márgenes mayores debido a que la energía contratada es menor en ese tramo horario en comparación al contrato neutro por bloques horarios, y por lo tanto el costo de los retiros disminuye provocando que el margen aumente durante las horas en que existe generación. Se observan casos por sobre los 2.000.000 USD que aumentan su probabilidad, esto debido a que corresponden a escenarios con precios spot menores al precio de contrato (Perfiles de precios de combustible 1 y 4), en los que el efecto de disminuir la cantidad vendida, pero hacerlo a lo largo del día completo, genera márgenes mayores que la venta de un volumen mayor solamente durante el bloque B. En definitiva, este esquema al presentar pérdidas diarias en horas de noche define un CVaR muy bajo, lo que lo hace una alternativa de contratación descartable.

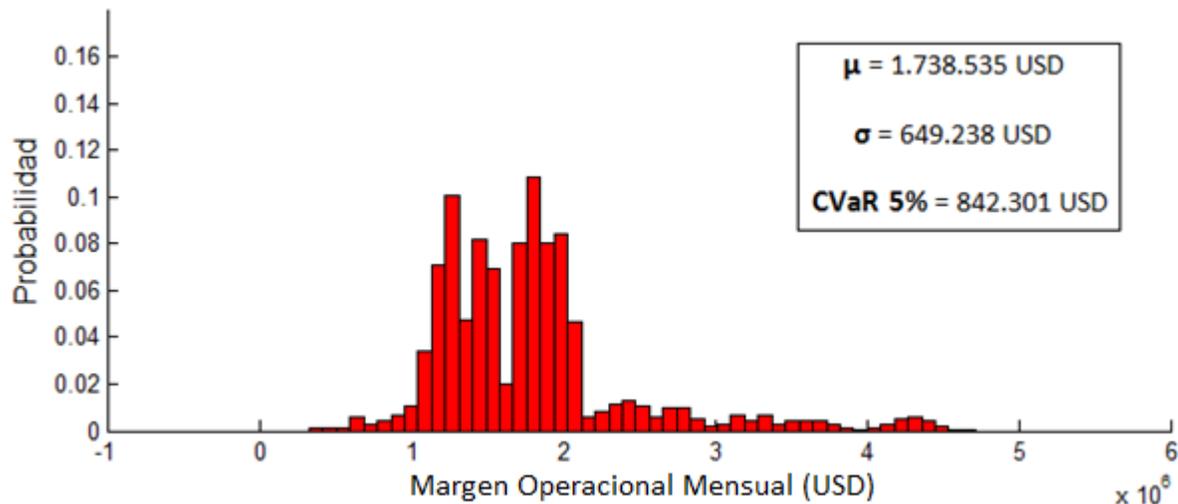


Figura 4.11 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único.

En la Figura 4.11 existe un efecto similar al caso anterior, en que los histogramas tanto para el contrato de bloque único de la figura mencionada como para el contrato por bloques ABC averso al riesgo presentado en la Figura 4.7, adquieren formas similares, con un resultado ligeramente superior para el esquema de bloques ABC respecto a *CVaR*. En relación a la cantidad contratada, en este caso (24MW), al ser lo suficientemente pequeña permite aprovechar al máximo los altos precios del mercado spot para la venta de la energía excedente a la contratada, generando un aumento significativo de los márgenes mensuales en comparación a la Figura 4.10, y la desaparición de los márgenes negativos, lo que se refleja en el crecimiento de la probabilidad asociada al los casos ubicados levemente sobre 1.000.000 USD . En comparación a la Figura 4.7 se observan reducciones en la probabilidad asociada a los casos en el rango de 1.000.000 USD a 2.000.000 USD atribuidas al efecto de las pérdidas nocturnas, aun cuando la cantidad contratada horaria de bloque único puede producir márgenes mayores al esquema averso al riesgo por bloques ABC en escenarios con precios spot por debajo del precio de contrato, donde una cantidad contratada pequeña durante 24 horas produce márgenes mayores que la cantidad avesa al riesgo del bloque B, lo que se observa en el crecimiento de la probabilidad de los casos en torno a los 2.000.000 USD en comparación al esquema averso al riesgo por bloques ABC de la Figura 4.7. Si bien es cierto que existen pérdidas nocturnas, éstas se compensan en parte con la generación existente entre las 18:00 y 20:00 además del tramo d 6:00 a 8:00 durante el periodo de verano, pues estos ingresos no se perciben en el esquema de bloques ABC que sólo abarca el tramo de 8:00 a 18:00, lo que explica la similitud en los resultados estadísticos como desviación estándar y *CVaR*.

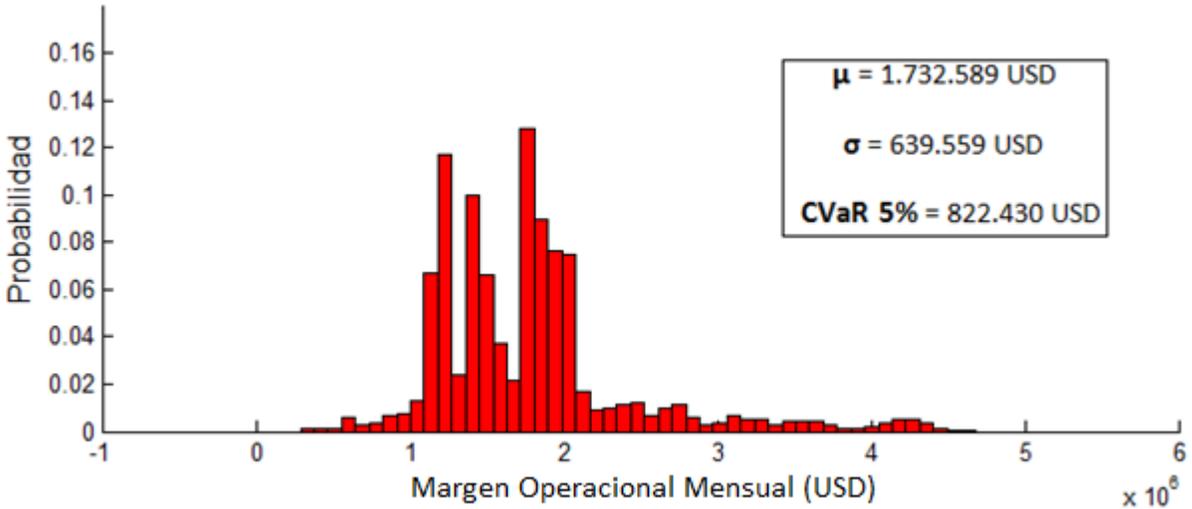


Figura 4.12 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios.

Al tratarse de un contrato de bloque único la cantidad contratada horaria variable se define considerando la energía total contratada a lo largo del año junto con la demanda horaria del año completo, por lo que en comparación al contrato de venta de volumen constante de la Figura 4.11 se tienen márgenes menores debido a que las ventas durante las horas de punta crecen, pues se sigue a la variación de la demanda, lo que genera reducción de márgenes por efecto de los retiros ya que estas horas presentan los mayores costos marginales durante el día. Si bien es cierto que las cantidades contratadas en horas de madrugada disminuyen lo que contribuye a aumentar los márgenes, estas horas consideran los menores precios spot por lo que este aumento es más bien pequeño. Lo anterior provoca un CVaR del orden de 20.000 USD menor respecto al contrato averso al riesgo de Figura 4.11, con casos que crecen o reducen su probabilidad de acuerdo a si la estructura de contratación variable se ubica por arriba o por debajo de la cantidad contratada constante de la Figura 4.11. Al comparar con el contrato averso al riesgo variable por bloques ABC de la Figura 4.7 se observa un CVaR levemente mayor en el histograma de la figura superior, lo que se debe a que en este caso la cantidad contratada variable supera a la fija (17 MW) en un 55% de las horas anuales mientras que en el contrato por bloques la cantidad constante aversa al riesgo (41 MW) es superada por la venta variable en un 52% de las horas anuales correspondientes al bloque B.

### 4.3.2. Histogramas de márgenes mensuales para generación eólica

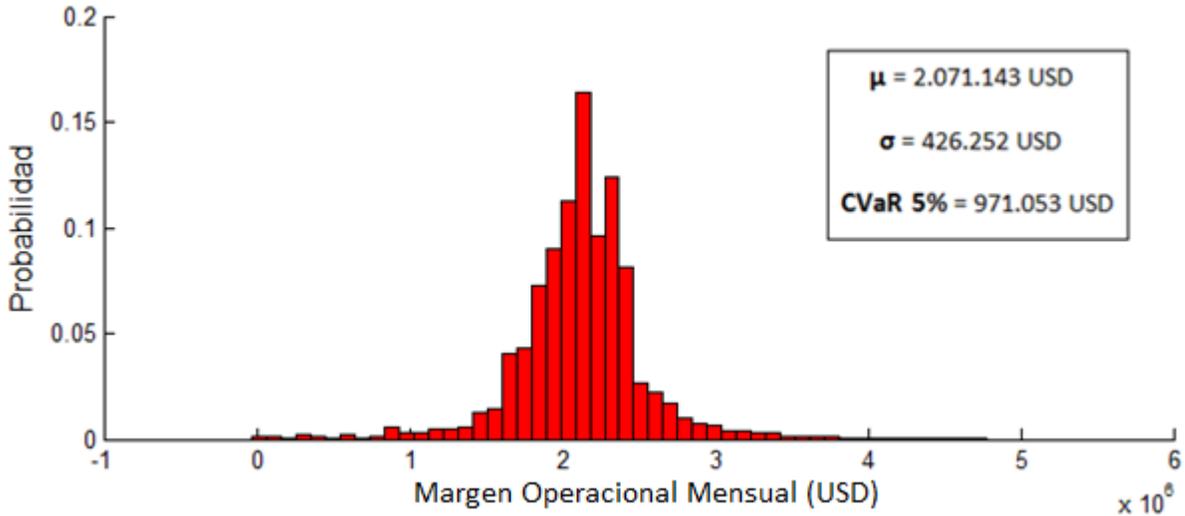


Figura 4.13 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC.

En el histograma de la Figura 4.13, se observa que si bien existen márgenes negativos la probabilidad asociada a estos escenarios es muy pequeña pues en general están asociados a escenarios donde se combinan precios de combustibles altos (escenarios 6 y 7 principalmente) y una escasa inyección de energía por debajo de la cantidad vendida mediante contrato. Lo anterior ocurre durante marzo, que corresponde al mes con la menor inyección promedio de energía (23 MW), por debajo de la cantidad contratada en cada uno de los bloques (bloque A 29 MW, bloque B 23 MW, bloque C 31 MW). Se aprecia que la desviación estándar es pequeña, con una gran parte de la masa probabilística en el rango de 1.5000.000 a 2.5000.000 debido a la estructura de contratación considerada que limita los márgenes de los mejores escenarios (alta inyección y elevado precio spot), ya que la cantidad contratada es elevada y los precios spot en general superan al precio de contrato, provocando costos altos asociados a retiros de energía (esto previo a considerar las probabilidades asociadas a los precios de combustibles). En adición a lo anterior, los escenarios con precios spot menores al precio de contrato son afectados positivamente por una cantidad contratada alta, contribuyendo a tener márgenes distribuidos en torno a la media con una desviación estándar pequeña. Esto provoca márgenes mensuales altos incluso en los peores escenarios de precios spot, por lo cual el *CVaR* supera los 970.000 USD.

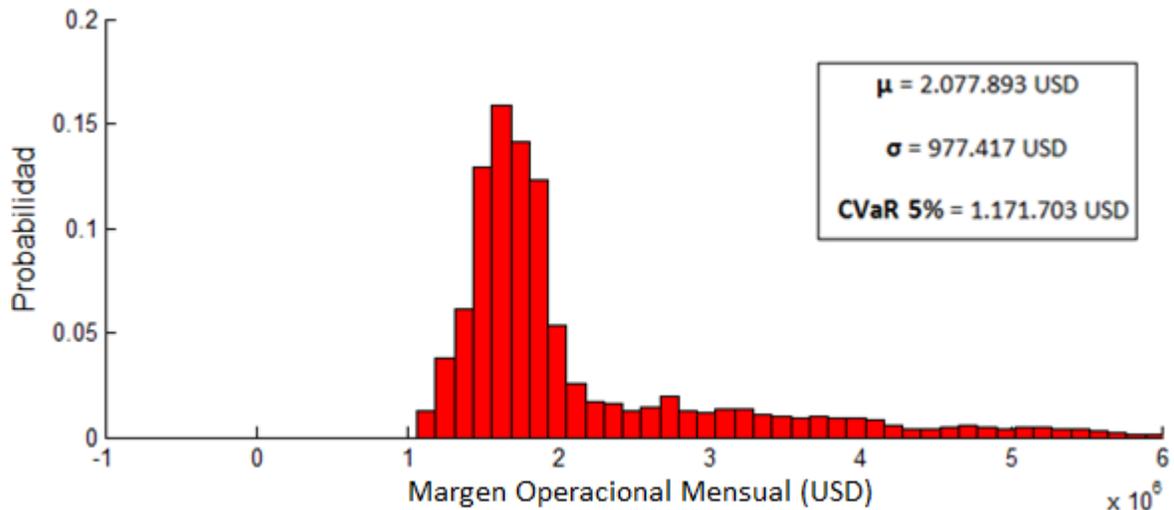


Figura 4.14 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC.

En este caso, por definición se tienen cantidades contratadas pequeñas (Bloque A 14 MW, bloque B 8 MW y bloque C 11 MW) por lo cual los escenarios con precios spot superiores al precio de contrato aumentan sus márgenes respecto al caso anterior, pues los retiros disminuyen su costo, mientras que en los escenarios con costos marginales bajo el precio de contrato los márgenes disminuyen, ya que los ingresos asociados al contrato lo hacen. Este efecto es significativo, pues el generador eólico produce energía durante los tres bloques horarios, y en promedio la diferencia no es demasiado significativa entre el mejor y el peor bloque. Lo anterior produce un aumento fuerte de la desviación estándar con respecto al caso neutro al riesgo, encontrándose casos con márgenes superiores a los 4.000.000 USD con una probabilidad asociada mucho mayor en comparación al contrato de la Figura 4.13. Por otro lado la media esperada es del mismo orden del contrato neutro al riesgo a pesar que se vende una cantidad menor, esto al igual que para un generador solar es una consecuencia de tener un precio spot esperado igual al precio de contrato. Lo anterior genera un *CVaR* muy elevado por sobre el millón de dólares.

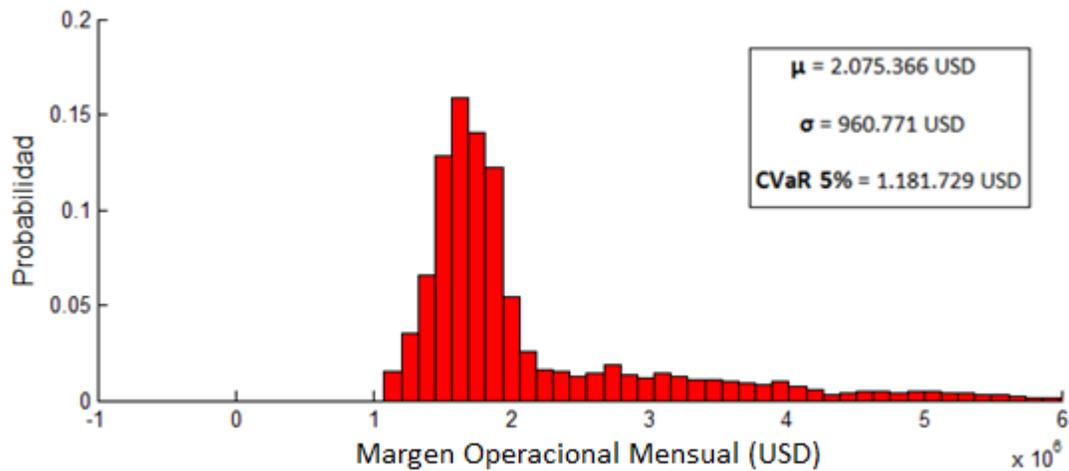


Figura 4.15 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC.

En el histograma de la Figura 4.15 la energía total contratada anualmente, para cada bloque, es la misma que en el caso averso al riesgo con cantidad vendida constante de la Figura 4.14, como se detalla en la sección 3.2. Se observa que definir una cantidad contratada variable prácticamente no genera cambios respecto al caso con cantidad contratada fija, esto debido a que al considerar las 8760 horas del año se obtiene un total de 4631 horas con una cantidad contratada por sobre la cantidad fija del contrato averso al riesgo revisado anteriormente, lo que representa un 51% del total de horas del año ubicándose la mayoría de estas en el tramo correspondiente al bloque B, lo que disminuye el margen en esos horarios aun cuando existe un aumento de los márgenes en el tramo equivalente al bloque A mientras el tramo correspondiente al bloque C tiende a mantenerse constante. Esta reorganización de la energía contratada tiende a no generar cambios de manera global pues de acuerdo a lo anterior existe una compensación en los aumentos y disminución de los márgenes obtenidos en los diferentes bloques.

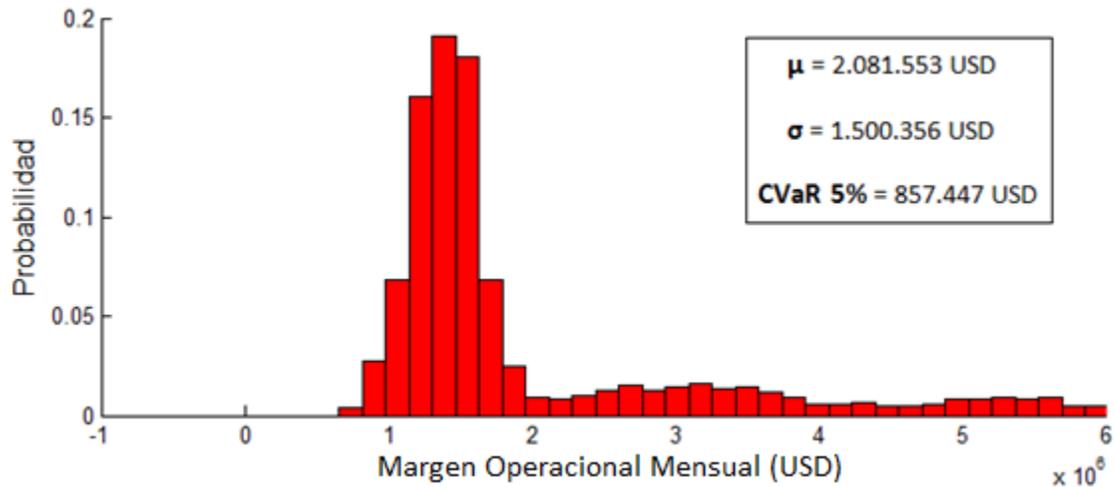


Figura 4.16 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, sin contratación.

El histograma para el caso sin contrato de la Figura 4.16 muestra la aleatoriedad propia del mercado spot, reflejada en una desviación estándar que alcanza los 1.500.000 USD debido a que los ingresos siguen las variaciones del costo marginal, lo que explica una probabilidad del orden de un 10% de obtener un margen en torno a 1.000.000 USD, asociada a escenarios con precios spot pequeños, mientras que también existe una probabilidad del mismo orden de obtener un margen superior a los 5.000.000 USD, asociada a costos marginales altos en las horas de mayor inyección de energía, que corresponde al bloque C, justamente el bloque horario con los precios spot más altos. Se observa que la media es ligeramente mayor a las alternativas de contratación mostradas previamente al no existir costos por retiros de energía, aun cuando la diferencia es pequeña debido a que el precio spot esperado iguala al precio de contrato. La alternativa de venta sin contrato muestra una excesiva variabilidad en los márgenes, que es justamente lo que se pretende evitar a través de la definición de un contrato.

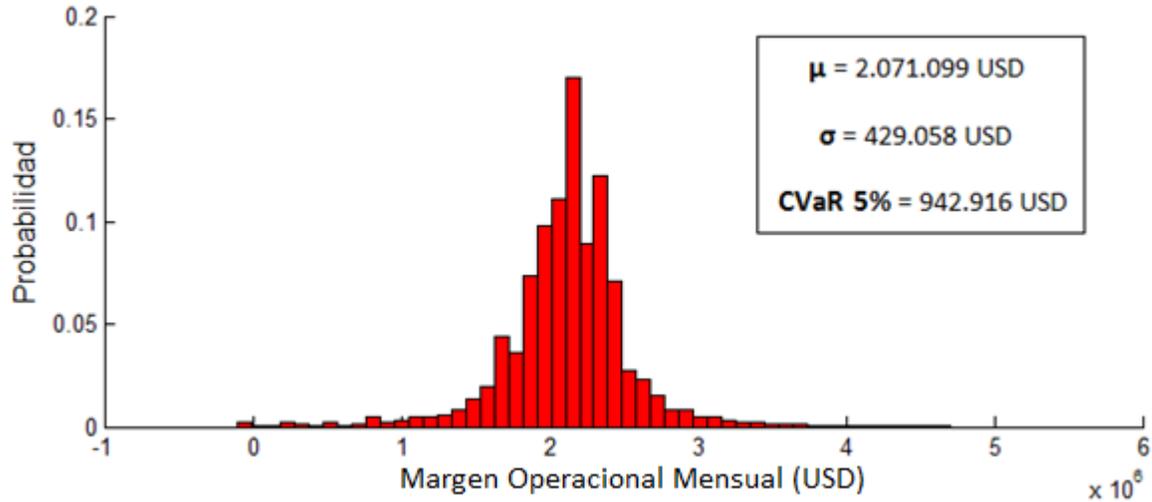


Figura 4.17 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único.

En la Figura 4.17 se observa una gran similitud en comparación al histograma neutro al riesgo de bloques ABC de la Figura 4.13, con unas pequeñas diferencias en los casos en torno a 1.6000.000 USD. Esto muestra que definir una cantidad contratada constante para todo el día o separarla en bloques horarios representa muy pocas diferencias para un precio spot esperado igual al precio de contrato, esto entre otras razones debido a la naturaleza del recurso eólico que permite generar energía a lo largo de todo el día, lo que queda claro al considerar un contrato por bloque único en que la cantidad vendida (28 MW) es prácticamente la misma que la del bloque A (29 MW), mayor a la cantidad del bloque B (23 MW) y menor a la cantidad del bloque C (31 MW). Lo anterior produce márgenes menores en el tramo equivalente al bloque B, que corresponde al bloque de mayor duración, y márgenes mayores en el bloque C que posee la menor duración, lo que en forma neta produce márgenes mensuales menores, explicando un CVaR inferior en 30.000 USD.

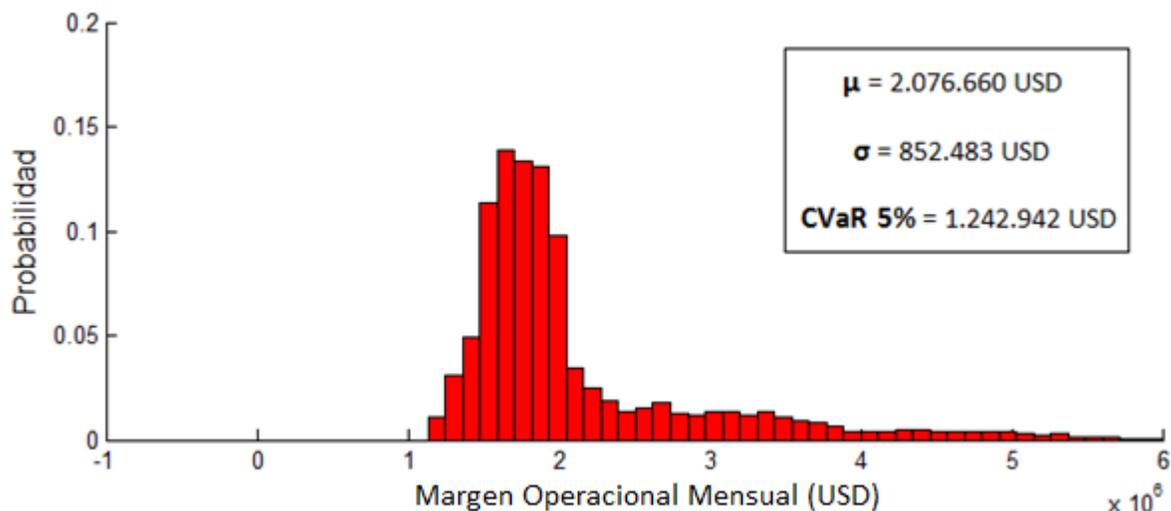


Figura 4.18 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único.

En la PDF de la Figura 4.18 se observan márgenes mayores respecto al contratoneutro al riesgo de bloque único de la Figura 4.17 debido simplemente a que la cantidad contratada es menor (13 MW), lo que eleva los márgenes obtenidos desapareciendo los casos de pérdidas mensuales y provocando un leve aumento del promedio. La desviación estándar decrece pues disminuir la cantidad contratada influye negativamente en los márgenes más altos, en los que se tiene una alta inyección de energía y un precio spot ligeramente menor al precio de contrato, como ocurre en escenarios asociados a los perfiles de precio de combustible 2 (Precio Spot esperado 91 USD/MWh) y 3 (Precio Esperado 90 USD/MWh). Por otro lado, los escenarios con elevados precios spot aumentan sus márgenes debido a que disminuyen los costos asociados a retiros de energía. Esto hace que el histograma se encuentre más centrado en torno a la media, disminuyendo su desviación estándar. Por otro lado, en comparación al contrato averso al riesgo para bloques horarios de la figura 4.14, los márgenes mensuales que se ubican por sobre 1.000.000 USD, y que corresponden a los márgenes menores, tienen asociada una probabilidad levemente más pequeña lo que implica que para alcanzar el 5% inferior de la PDF se deban incluir márgenes mayores, definiendo un *CVAR* más alto.

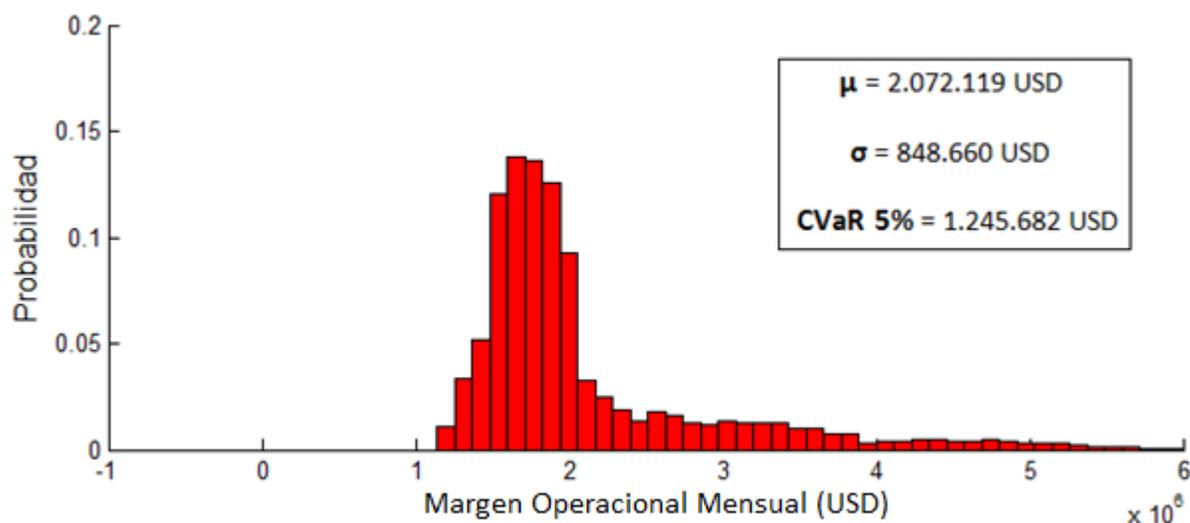


Figura 4.19 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios.

En este último histograma se observa un resultado muy similar al de la figura 4.18 pues como ya se ha dicho, para un generador eólico una contratación aversa al riesgo y variable solo genera cambios menores en los resultados con respecto al contrato averso al riesgo de cantidad fija. En comparación al contrato con cantidad variable para bloques horarios de la figura 4.15 se observan una media menor y un *CVaR* mayor, asociados a casos por debajo de 1.000.000 USD que disminuyen su probabilidad asociada y que se debe básicamente a que la cantidad total de energía contratada de manera anual es mayor para el esquema de bloque único que para el esquema de bloques ABC, lo que produce ingresos adicionales por energía vendida a través de contratos, elevando el monto de los peores márgenes.

#### 4.4. Análisis de sensibilidad con altos precios spot a futuro

En esta sección se propone un análisis basado en nuevas ponderaciones probabilísticas para los escenarios de precios de combustibles utilizados en la determinación de precios spot esperados y en la construcción de histogramas de márgenes mensuales. El sentido de este desarrollo es mostrar resultados proyectados al 2025 en donde exista una tendencia al alza en los precios de combustibles, reflejada en un aumento en la probabilidad asignada a los escenarios con un alto precio de diésel y a la vez una disminución en la probabilidad asociada a los escenarios con un bajo precio de este combustible. Lo anterior en

comparación a las probabilidades descritas en la Tabla 4.1 de la sección 4.1 que arrojan un precio spot esperado de 100 *USD/MWh*.

Para este análisis se reducen las probabilidades asociadas a los escenarios 1, 2, 3 y 4 mostrados en la Tabla 4.1 y a la vez se aumentan las probabilidades para los escenarios restantes, tal que se mantenga la unidad en la probabilidad total. El resultado se muestra en la siguiente tabla.

|             | Carbón [\$/MWh] | GNL [\$/MWh] | Diésel [\$/MWh] | Probabilidad |
|-------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|
| Escenario 1 | 55,5            | 67,87        | 59,16           | 0,27537126   |
| Escenario 2 | 55,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0179       |
| Escenario 3 | 27,5            | 141,87       | 59,16           | 0,0317       |
| Escenario 4 | 27,5            | 67,87        | 59,16           | 0,15057874   |
| Escenario 5 | 55,5            | 67,87        | 293,16          | 0,015        |
| Escenario 6 | 55,5            | 141,87       | 293,16          | 0,049        |
| Escenario 7 | 27,5            | 141,87       | 293,16          | 0,0849       |
| Escenario 8 | 27,5            | 67,87        | 293,16          | 0,00945      |
| Escenario 9 | 41,5            | 104,87       | 176,16          | 0,3661       |

Tabla 4.3 - Escenarios probabilísticos para análisis de sensibilidad

Como resultado de lo anterior se obtiene una nueva estimación de precios spot horarios que se muestra en la figura 4.20.

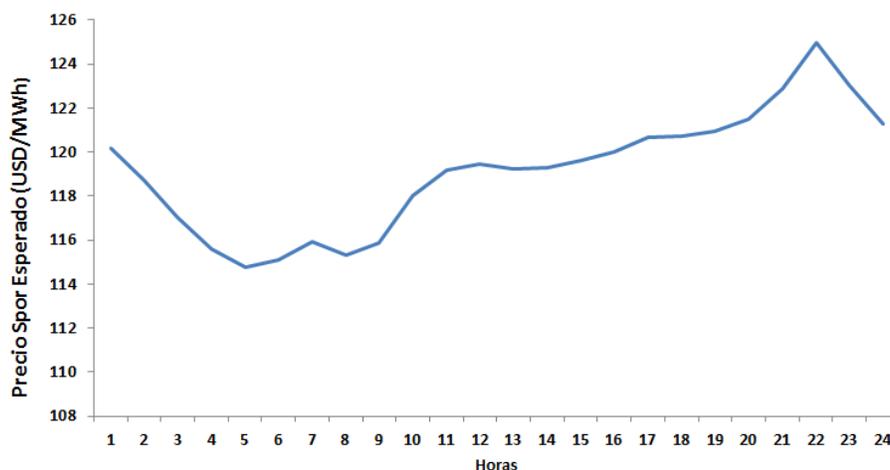


Figura 4.20 – Precios spot horarios esperados bajo análisis de sensibilidad

De este análisis se obtiene un precio spot promedio de 119,66 *USD/MWh* que refleja los cambios realizados y que resulta ser una estimación un 16% mayor en comparación a la que se obtuvo en la sección 4.1. Por otro lado, la Tabla 4.4 muestra los costos marginales promedio esperados en cada uno de los bloque horarios.

| Precio Spot Promedio USD/MWh |        |
|------------------------------|--------|
| Bloque A                     | 117,11 |
| Bloque B                     | 119,21 |
| Bloque C                     | 122,66 |

Tabla 4,4 – Precios Spot esperados por bloque bajo análisis de sensibilidad

#### 4.4.1. Histogramas para generación solar bajo análisis de sensibilidad

De la misma manera que se hizo en la sección 4.2, se presentan histogramas de márgenes probabilísticos mensuales que abarcan el total de las simulaciones realizadas para un generador solar.

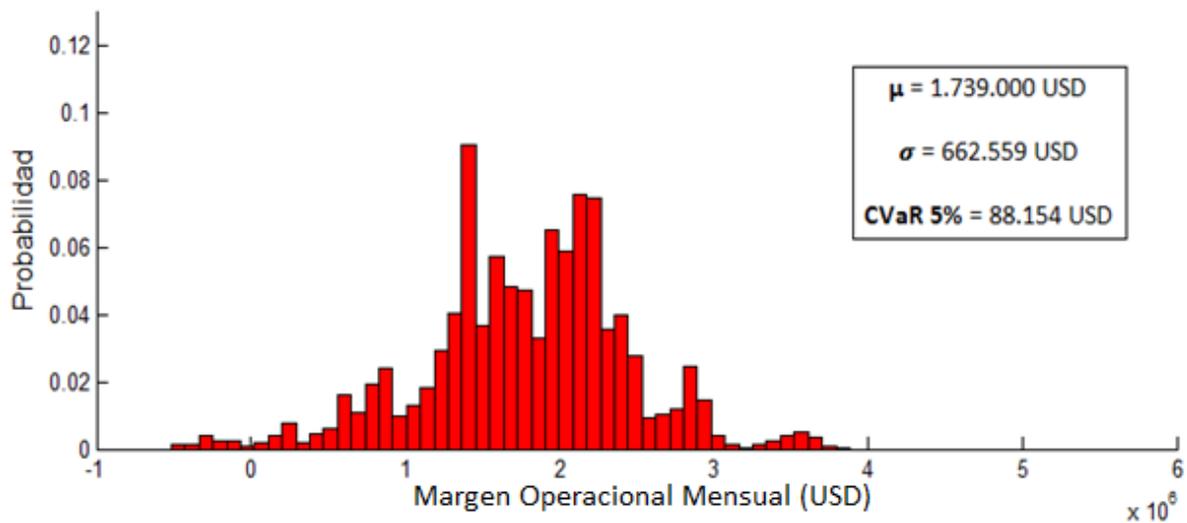


Figura 4.21 Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.

Al comparar el histograma de la Figura 4.21 con el de la Figura 4.6, que también muestra resultados para contrato neutro por bloques ABC, se observa una distribución diferente de los márgenes mensuales debido a la reasignación de probabilidades. Las diferencias se aprecian bajo el 1.000.000 USD y por sobre los 2.500.000 USD, siendo la probabilidad asociada a estos casos mayores en el histograma de la Figura 4.21 debido a que se ha aumentado la probabilidad de los escenarios 5, 6, 7 y 8 que consideran precios muy altos de diésel (293 USD/MWh) y que definen márgenes muy altos para meses de verano en donde la inyección de energía es muy superior a la energía contratada (56 MW) y márgenes muy pequeños o pérdidas en meses de invierno donde en general se inyecta menos de lo que se vende. Por otro lado la nueva asignación de probabilidad en los escenarios 1 y 4 producen decrecimientos de los casos ubicados en torno a la media, asociados a márgenes en donde los precios de combustibles térmicos son bajos (67 USD/MWh para GNL y 59

USD/MWh para diésel). Con respecto al margen esperado estas son muy parecidos debido a que la resta entre la energía inyectada y retirada al abordar el total de simulaciones tiende a anularse, pues el volumen vendido corresponde al promedio de la energía inyectada. Esto se ve en la ecuación 4.2.

$$\text{Margen Horario} = ((E_g - E_c) * C_{mg} + E_c * P_c) \quad (4.2)$$

En donde:

- $E_g$ : Energía generada en MW
- $E_c$ : Energía Contratada en MW
- $C_{mg}$ : Costo marginal del sistema en USD/MWh .
- $P_c$ : Precio de contrato igual a 100 USD/MWh

Con lo anterior se concluye que para un contrato definido neutro riesgo, al considerar el total de las simulaciones el margen queda determinado principalmente por el producto  $E_c * P_c$ , siendo esto independiente de la probabilidad asociada a los precios de combustibles. Como consecuencia de la reasignación de probabilidades la desviación estándar disminuye cerca de 30.000 USD y el CVaR decrece cerca de 100.000 USD pues el 5% de los peores resultados considera márgenes menores por el aumento de probabilidad ya mencionado en el extremo inferior de la PDF.

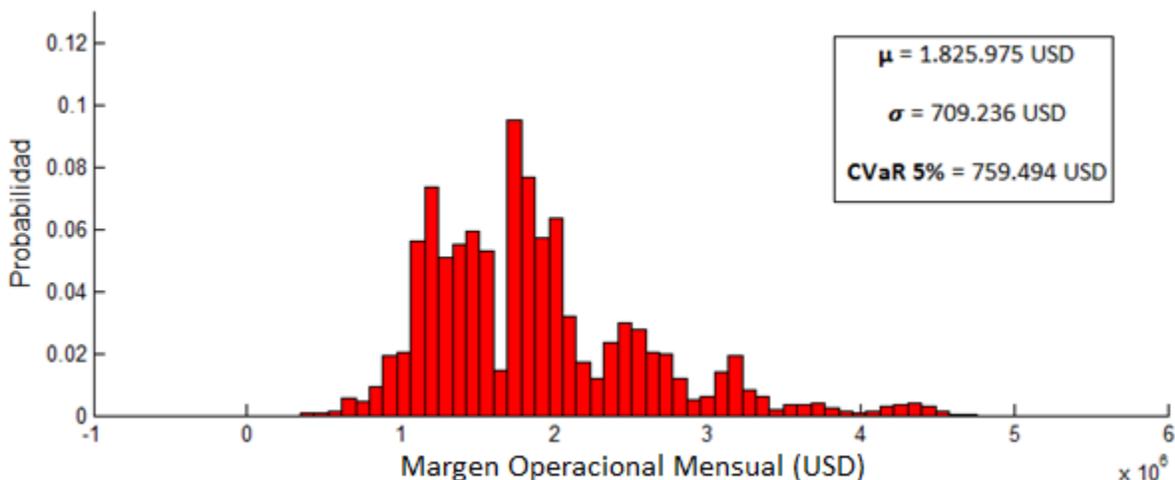


Figura 4.22 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.

En la Figura 4.22 se observa que la media crece con respecto al caso anterior, debido a la disminución de la cantidad contratada (41 MW) lo que provoca que desaparezcan los márgenes negativos y un crecimiento muy grande del CVaR. En este caso el margen

esperado crece alrededor de 100.000 USD con respecto al caso neutro de la Figura 4.21, lo que es esperable pues en este análisis de sensibilidad el precio spot promedio esperado es de 1119 USD/MWh, superando permanentemente al precio de contrato y permitiendo que el excedente de generación por sobre la cantidad contratada se venda a un precio elevado, lo que genera un aumento de los márgenes. Al comparar este histograma con la figura 4.7 se aprecia una distribución relativamente similar en donde, al igual que en el caso anterior, las probabilidades en los extremos aumentan debido a la asignación de probabilidades con precios de combustibles al alza, mientras que el tramo central entre 1.000.000 USD y 2.000.000 USD en general decrece debido a la reasignación de probabilidades, observándose ramas que en su mayoría se ubican en torno al 6% de probabilidad las que en la asignación de probabilidades previa se ubicaban en torno al 8% o 10% de probabilidad. Con respecto al CVaR, este es menor en comparación al contrato averso al riesgo de la Figura 4.7 ya que los peores márgenes disminuyen su probabilidad, con lo que el 5% de los peores resultados consideran márgenes más pequeños.

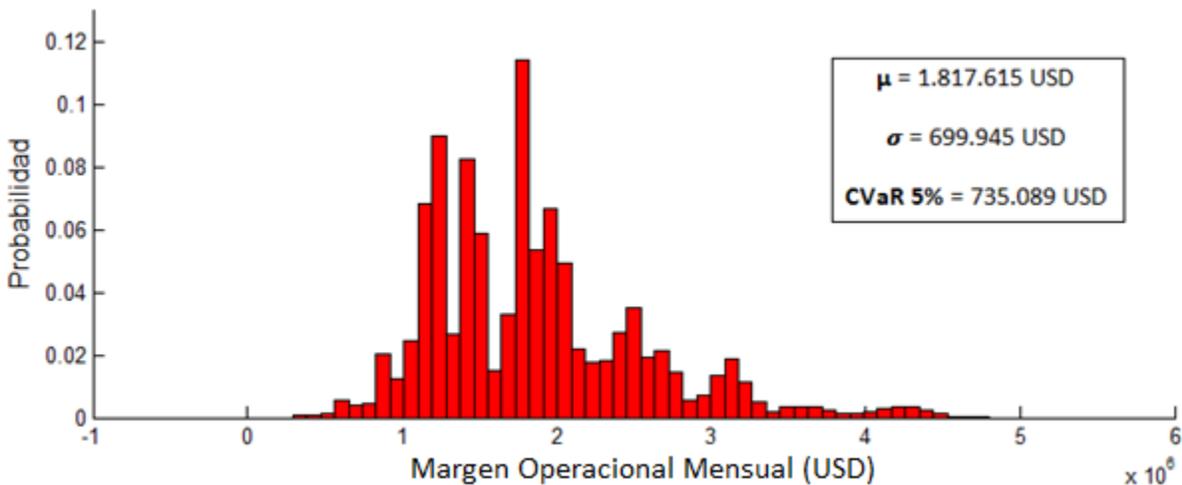


Figura 4.23 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC bajo análisis de sensibilidad.

Al igual que en el caso anterior, los márgenes de los extremos del histogramas crecen mientras los centrales disminuyen encontrándose varias ramas en torno a una probabilidad del 8%. En este tipo de contrato al venderse cantidades mayores en horario de punta, ya que la cantidad vendida sigue a la demanda, se tiene márgenes diarios menores al caso anterior lo que explica un CVaR del orden de 40.000 USD más bajo y una media también menor. Al comparar este resultado con la Figura 4.8 de la sección anterior se observa una desviación estándar mayor, lo que explica un CVaR del orden de 80.000 USD más pequeño pues los resultados se concentran más alejados de la media debido a la nueva distribución de probabilidades que aumenta las probabilidades de los extremos y disminuye la de los valores centrales.

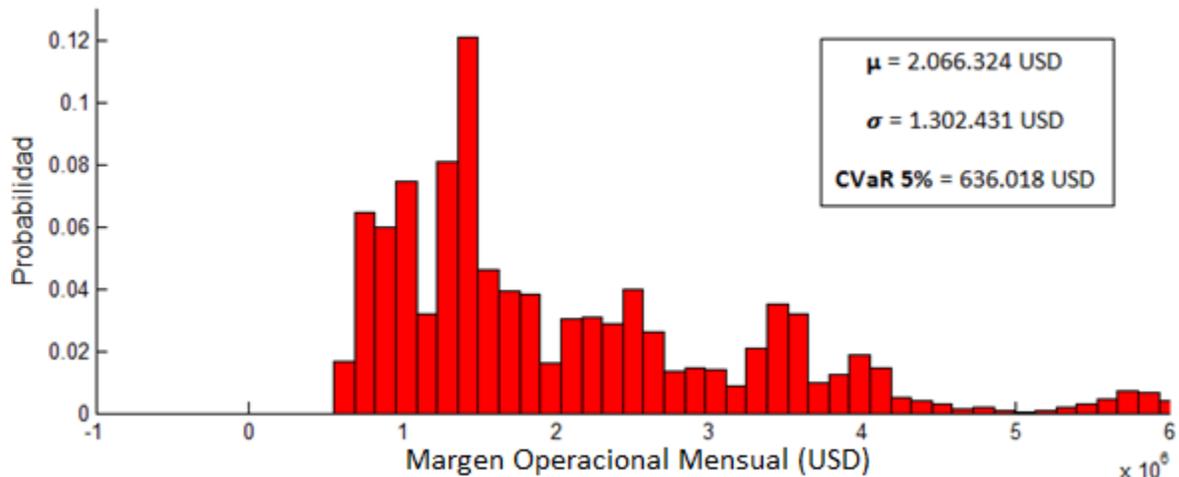


Figura 4.24 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, sin contratación y bajo análisis de sensibilidad.

Este histograma muestra un margen esperado un 15,6% por arriba del caso sin contratación de la sección 4.3, siendo esto lo esperado, pues solo existe venta de energía al mercado spot con lo que el margen mensual queda determinado solo por la energía inyectada y el precio spot, que como ya se mencionó sube un 15,6% por encima del precio spot asociado a la distribución de probabilidades original de la sección 4.3. Con respecto al CVaR este es mayor en comparación al de la sección 4.3, pues no existe energía contratada por lo cual los márgenes mensuales más pequeños corresponden al Escenario 1 de precios de combustibles, que tiene los menores costos variables asociados, y cuya probabilidad decrece en este análisis de sensibilidad, debiendo incorporar márgenes mayores para alcanzar el 5% de los peores casos lo que explica el nuevo CVaR y las ramas menores a 1.000.000 USD que decrecen hasta un 7% de probabilidad.

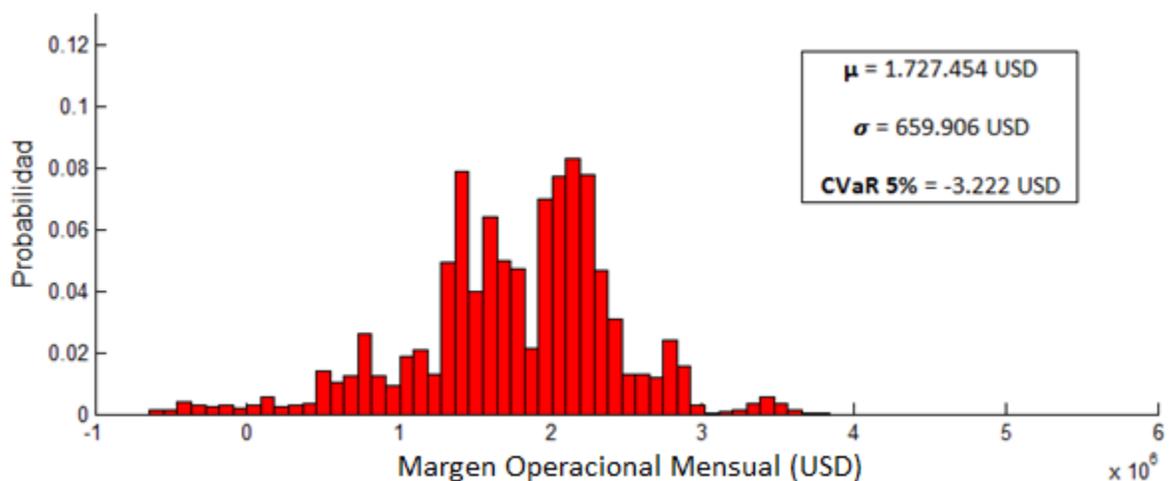


Figura 4.25 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad.

Al igual que en los histogramas anteriores, al comparar este resultado con el histograma correspondiente de la sección 4.3 se observa un crecimiento de la probabilidad asociada a los márgenes de los extremos de la distribución, lo que provoca una disminución del CVaR pues el 5% de los peores resultados, para una cantidad contratada de 24 MW durante todo el día, considera márgenes menores al contrato neutro al riesgo del caso base. Sumado a lo anterior, el descenso de la probabilidad en los márgenes ubicados en torno a los 2.000.00 USD provoca un margen esperado menor y una desviación estándar mayor. En comparación al contrato neutro al riesgo de la Figura 4.21 se observa una media menor y un CVaR negativo debido a que los márgenes con pérdidas son peores en este caso que en el contrato por bloque ABC.

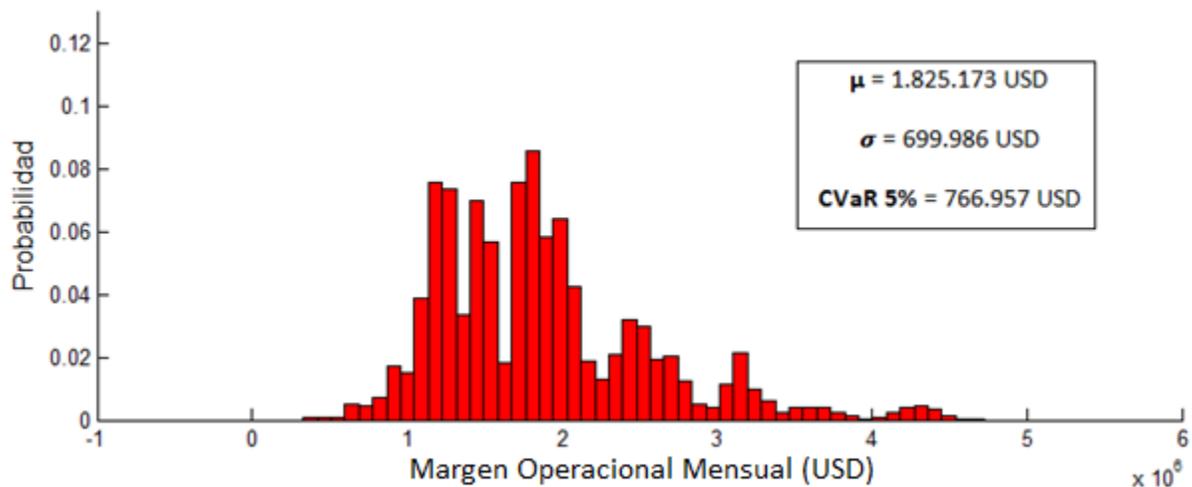


Figura 4.26 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad.

En esta Figura se muestra el resultado para una cantidad contratada de 17 MW durante todo el día, lo que provoca un aumento del margen esperado respecto al contrato neutro al riesgo de la Figura 4.25 debido a la disminución del costo de los retiros. La nueva asignación de probabilidades, al comparar con la distribución para contrato neutro al riesgo de bloque único de la sección 4.3, produce una disminución del CVaR, un aumento de la desviación estándar y un crecimiento de la media esperada, esto último debido al crecimiento de la probabilidad asociada a los casos ubicados por arriba de los 2.000.000 USD que superan el 10% de probabilidad. En comparación al contrato averso por bloques de la Figura 4.22 tanto el CVaR como la media son parecidos, debido a que la cantidad contratada de 17 MW al ser pequeña permite aprovechar de mejor forma los precios del mercado spot que son superiores en general al precio de contrato de 100 USD/MWh.

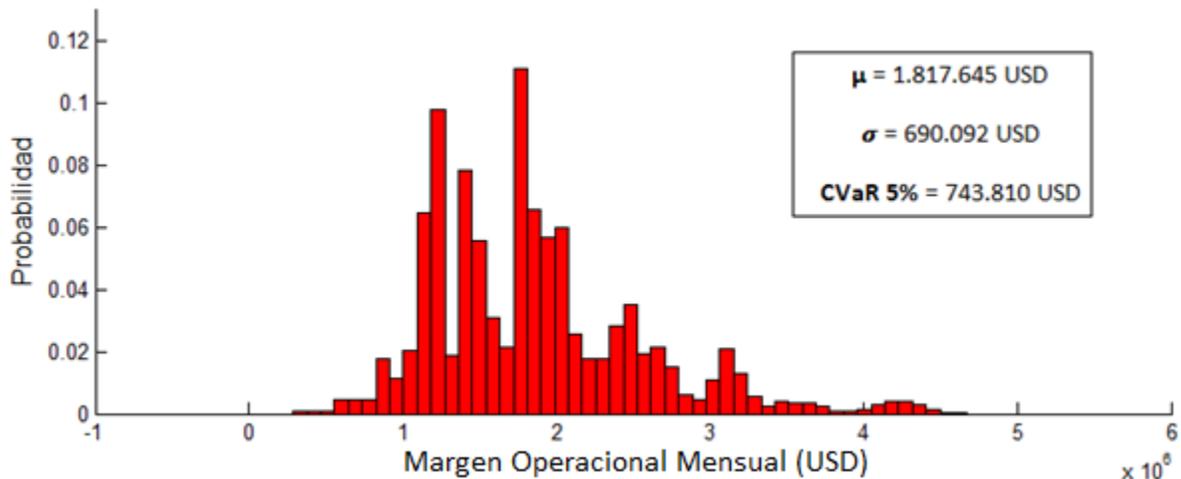


Figura 4.27 - Histograma del margen operacional mensual para una planta solar de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios bajo análisis de sensibilidad.

Al comparar el histograma de la Figura 4.27 con el de la Figura 4.12, que corresponde a contrato averso al riesgo variable y de bloque único, se observa un aumento en las probabilidades por sobre los 2.000.000 y en torno a 1.000.000 USD y un descenso en la probabilidad en el tramo de 1.000.000 USD a 2.000.000 USD, lo que provoca un CVaR más bajo y una desviación estándar mayor, de manera análoga a como ocurre para los histogramas previos. En comparación al contrato por bloques horarios de la Figura 4.23 el histograma presenta grandes similitudes, al igual que los indicadores de media y CVaR lo que muestra que una contratación aversa al riesgo y variable solo produce resultados levemente distintos al considerar esquemas de bloques horarios y de bloque único, esto debido a que los precios spot se ubican por lo general por sobre el precio de contrato. Finalmente, la diferencia con respecto al contrato averso al riesgo de la Figura 4.26 en cuanto a su CVaR se debe al aumento de la contratación en horas de punta que provoca disminución de los márgenes diarios ya que estas horas concentran los mayores costos marginales, aun cuando en horas de madrugada existen aumentos menores de los márgenes debido a disminución de la cantidad contratada en horas de precios spot menores.

#### 4.4.2. Histogramas para generación eólica bajo análisis de sensibilidad

De la misma manera que se hizo en la sección 4.2, se presentan histogramas de márgenes probabilísticos mensuales que abarcan el total de las simulaciones realizadas para un generador eólico

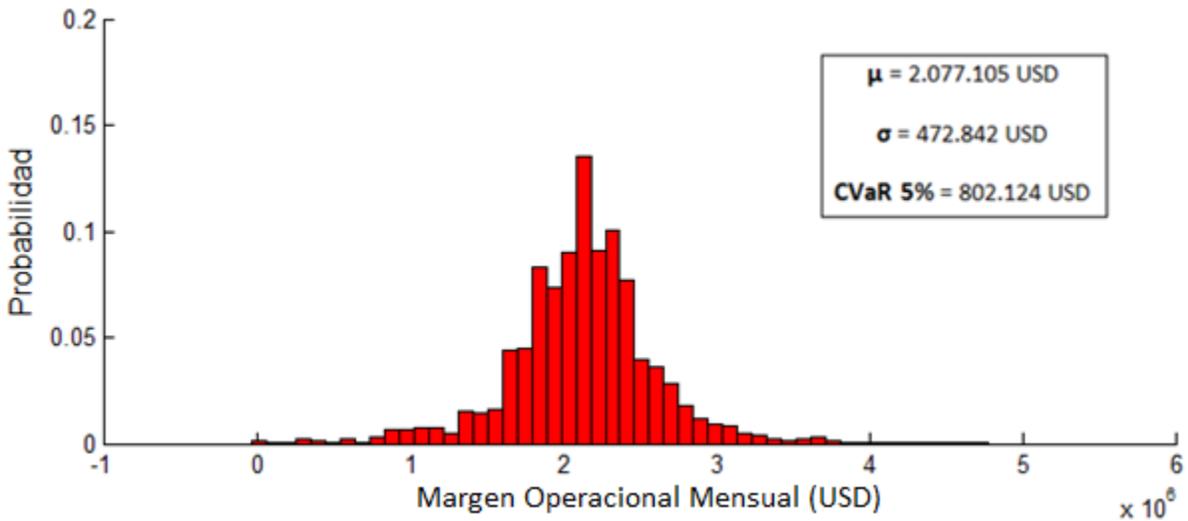


Figura 4.28 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad.

Al comparar el histograma de la Figura 4.28 con el histograma neutro al riesgo por bloques de la Figura 4.3 se observa un decrecimiento de los casos centrales en torno a los 2.000.000 USD y un crecimiento de los casos de los extremos de la distribución. Esto se debe a la reasignación de probabilidades realizada, la que aumenta para los escenarios extremos de precio de combustible diésel (que determina los márgenes de mayor y menor monto dependiendo de la relación entre energía inyectada y energía contratada) y disminuye para los escenarios de precios de combustibles térmicos bajos que generan márgenes en torno a la media. En consecuencia, el efecto del análisis de sensibilidad es un crecimiento de las probabilidades asociadas a los márgenes correspondientes al 5% de los peores casos, lo que determina un CVaR menor y una desviación estándar mayor manteniendo la media esperada, pues la diferencia entre energía inyectada y retirada al considerar el total de simulaciones tiende a ser cero, ya que la cantidad contratada en cada bloque (28 MW bloque A, 23 MW bloque B y 31 MW bloque C) corresponde al promedio de la energía anual inyectada en cada uno, lo que hace que el margen sea prácticamente independiente del precio spot promedio esperado.

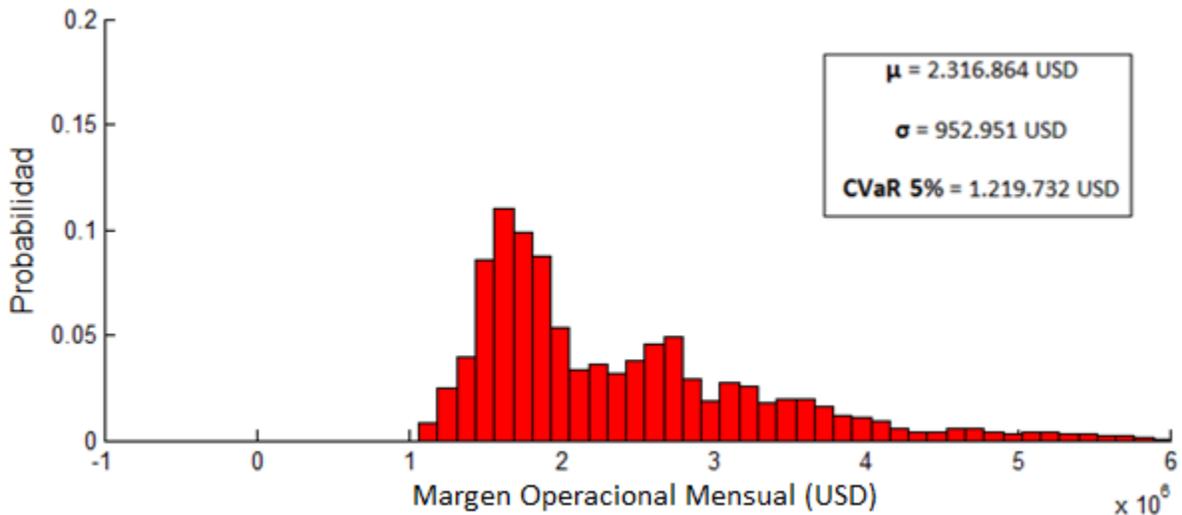


Figura 4.29 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques ABC bajo análisis de sensibilidad

En el histograma de la Figura 4.29 se observa un margen esperado mayor al de la Figura 4.28, ya que las cantidades vendidas por definición son menores (14 MW bloque A, 8 MW bloque B y 12 MW bloque C) lo que produce un aumento en los márgenes en general. Se observa también un aumento fuerte de las probabilidades por sobre los 2.500.000 USD asociadas a escenarios con precio spot altos y energía inyectada muy superior a la cantidad contratada, lo que genera una desviación estándar elevada y una media esperada superior. Por otro lado, en comparación al contrato averso de la Figura 4.14 las probabilidades en el rango de 1.000.000 USD a 2.000.000 disminuyen considerablemente debido a que representan escenarios de bajos precios de diésel, los que reducen su probabilidad asociada en este análisis de sensibilidad mientras las probabilidades de los márgenes superiores a los 2.000.000 USD aumentan fuertemente, lo que explica que el margen esperado mensual sea mayor en un orden de 250.000 USD. En relación al CVaR este es mayor en la Figura 4.29 ya que la disminución de la probabilidad asociada los márgenes inferiores obliga a considerar montos mayores para alcanzar el 5% de los peores escenarios.

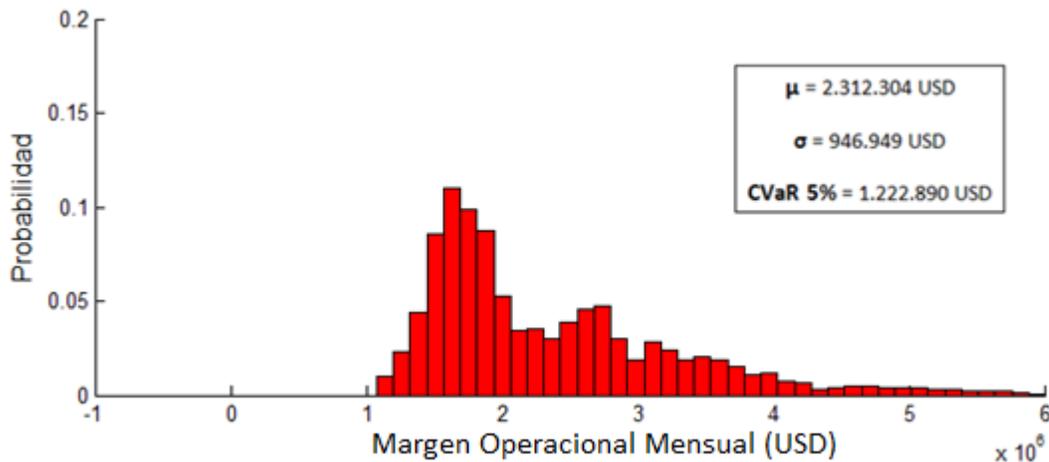


Figura 4.30 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios ABC bajo análisis de sensibilidad

En este histograma se observan estadísticos muy similares a los de la Figura 4.29, con algunas diferencias en las ramas que se ubican justo por encima de los 2.000.000 USD. Además de una forma de la distribución de probabilidad también muy similar, lo que se debe a la estructura de contratación variable para generación eólica la cual alcanza su máximo de inyección en horas de punta que coinciden con las horas de mayor contratación en el esquema averso al riesgo con cantidad constante (Bloque C). En adición a esto, las ganancias y pérdidas de los bloques A y C tienden a compensarse entre sí lo que provoca márgenes muy parecidos. Con respecto al contrato averso al riesgo y variable de la Figura 4.15 las probabilidades de los casos en el rango de 1.000.000USD a 2.000.000 USD decrecen mientras las de los casos por sobre los 2.000.000 USD crecen debido a la reasignación de probabilidades lo que provoca una media mayor al igual que en el caso averso al riesgo de la Figura 4.29.

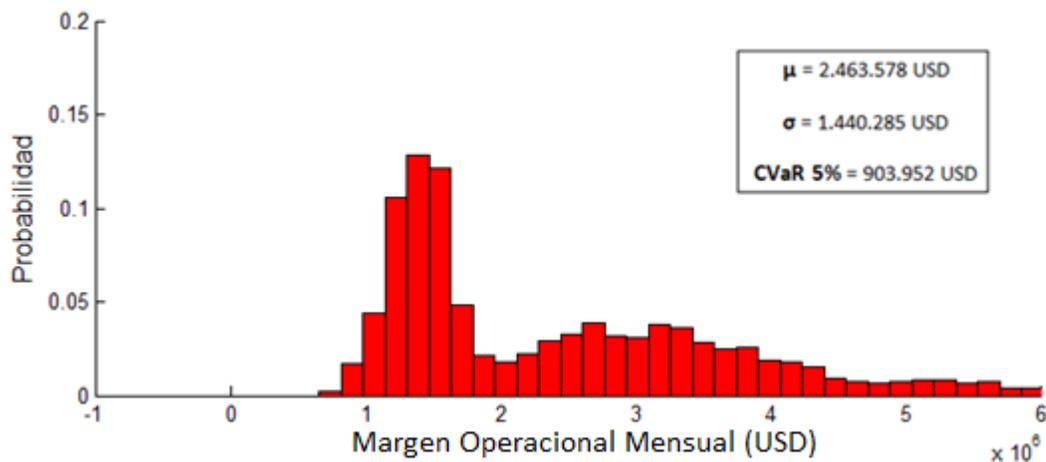


Figura 4.31 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, sin contratación y bajo análisis de sensibilidad

Esta distribución muestra una media un 18.35% por encima del caso sin contratación de la sección 4.3, lo que es consistente con el aumento del precio spot esperado que se utiliza en este análisis de sensibilidad. Lo anterior se debe a que al no existir venta de energía mediante contrato el margen queda determinado completamente por la energía inyectada y el precio spot, por lo que la caída en el precio esperado debe reflejarse en una caída del margen esperado. Se aprecia que las probabilidades asociadas a márgenes por sobre los 2.000.000 USD aumentan en comparación a la distribución análoga de la Figura 4.16. Junto a esto se observa un decrecimiento de los márgenes inferiores en torno a 1.000.000 lo que se explica por la disminución realizada en la probabilidad de los Escenarios 1 y 4 de precios de combustibles, asociados a precios bajos y que generan márgenes en ese orden, lo que explica un mayor CVaR.

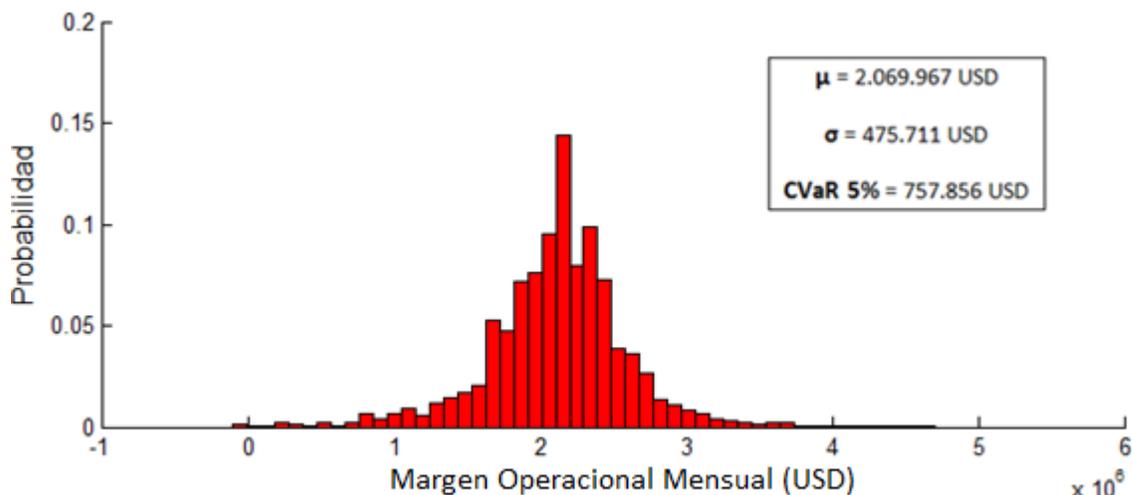


Figura 4.32 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista neutro al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad

La distribución de la Figura 4.32 presenta una media ligeramente menor al contrato neutro al riesgo por bloques ABC de la Figura 4.28. Esto se debe principalmente a la naturaleza del recurso que permite generar energía a lo largo de todo el día, lo que provoca que las diferencias entre esquema de bloques horarios y bloque único sean más bien pequeñas. La distribución de la figura superior corresponde a un contrato de bloque único, con cantidad contratada de 28 MW, la que provoca márgenes menores en comparación al contrato de bloques ABC durante todo el tramo correspondiente al bloque B de duración 10 horas, lo que provoca que los márgenes correspondientes al 5% de los peores casos sean menores en comparación al contrato por bloques, definiendo un CVaR aproximadamente 50.000 USD más bajo. En comparación a la distribución de la figura 4.17 del caso base, las probabilidades de los extremos del histograma aumentan, pues se ha incrementado la probabilidad de los escenarios con precios altos de combustibles térmicos, lo que produce un

CVaR mucho más bajo. Se aprecia también que las ramas centrales en general no superan el 10% de probabilidad pues corresponden a escenarios con precios de combustibles térmicos bajos cuyas probabilidades en este análisis han sido disminuidas.

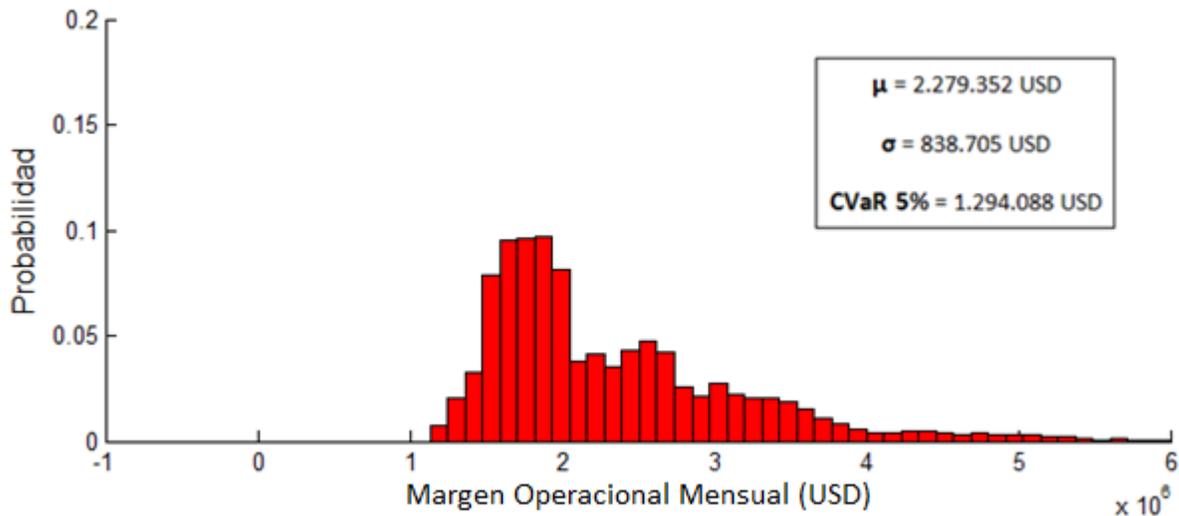


Figura 4.33 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloque único bajo análisis de sensibilidad

En la Figura 4.33 se observa que, en comparación al histograma averso al riesgo de bloques ABC de la Figura 4.29, el margen esperado disminuye en aproximadamente 40.000USD lo que se atribuye a la cantidad contratada en este caso (13 MW) genera márgenes menores durante todo el tramo correspondiente al bloque B, pues el contrato averso al riesgo por bloques considera una cantidad contratada de solamente 8 MW en ese tramo horario disminuyendo los costos por retiros. Se observa que los casos que superan levemente 1.000.000 USD disminuyen su probabilidad, esto debido a que corresponden a escenarios con costos marginales superiores al precio de contrato, los que ven un aumento de los márgenes mensuales al disminuir la cantidad contratada, provocando un aumento del CVaR al tener que considerar márgenes mayores para alcanzar el 5% de los peores casos. Con respecto al contrato averso al riesgo del caso base de la Figura 4.18 se aprecia una disminución de las probabilidades por debajo de 2.000.000 USD, mientras que existe un aumento en el rango 2.000.000 USD A 4.000.000 USD, debido a que corresponden a escenarios de precios de combustibles y altos respectivamente, sobre los que se efectúan reasignaciones de probabilidades. Se observa un aumento en la media esperada debido al crecimiento en la probabilidad de los márgenes altos y también un aumento en el CVaR ya que los peores casos disminuyen su probabilidad, debiendo incluirse márgenes mayores en el cálculo de este indicador.

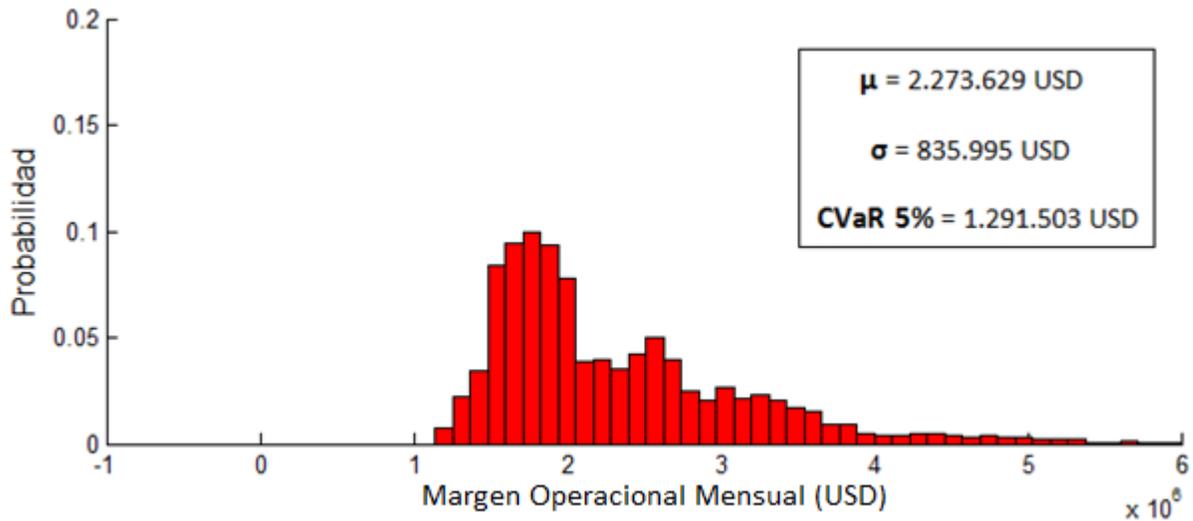


Figura 4.34 - Histograma del margen operacional mensual para una planta eólica de 100 MW de capacidad, con una cantidad contratada definida por un inversionista averso al riesgo y para un contrato por bloques horarios bajo análisis de sensibilidad

En la Figura 4.34 se observa que los indicadores estadísticos prácticamente no cambian respecto a la Figura 4.33, esto debido a que en la estructura de contratación variable considerada las cantidades vendidas solo varían levemente en torno a la cantidad contratada constante de la Figura 4.33, lo que se traduce en resultados prácticamente idénticos. En comparación al histograma del caso base, Figura 4.19, las probabilidades en el rango de 1.000.000 a 2.000.000 disminuyen por debajo del 10% ya que se disminuye la probabilidad de los escenarios de precios de combustibles bajos (escenarios 1 a 4) que generan márgenes en ese tramo entregando como consecuencia un aumento del CVaR, además existe un aumento de los márgenes por sobre los 2.000.000 USD ya que corresponden a escenarios con precio de diésel alto que han aumentado su probabilidad.

## 5. Análisis Conjunto de Resultados

Dados los resultados de las simulaciones y la posterior reducción a márgenes mensuales realizada, es preciso establecer análisis y comentarios. Se quiere prestar atención a los resultados relacionados con *CVaR*, media y desviación estándar para diversas alternativas de contratación de generación ERNC, tratando de establecer comparaciones para conocer los desempeños de los contratos descritos en capítulos anteriores. De esta forma se tendrán dos secciones en donde se analizan los resultados antes mencionados para generación solar y eólica.

### 5.1 Evaluación de riesgo para generación ERNC

Con los resultados de la sección 4.3 (caso base) se puede realizar el siguiente análisis respecto a los estadísticos de media y riesgo, tanto para un generador solar como para uno eólico. En esta sección se construyen diversas gráficas que dan cuenta de esta situación y que permiten concluir sobre la pertinencia de elegir un contrato por sobre otro al establecer venta de energía a través de un esquema contractual. Esta decisión se toma en base al criterio de evaluación de riesgo CVAR, presentado en la sección 4.2, el cual se usa en este trabajo como medida de riesgo asociada al promedio del 5% de los peores casos para cada contrato.

#### 5.1.1. Evaluación de riesgo contractual para generación solar en caso base

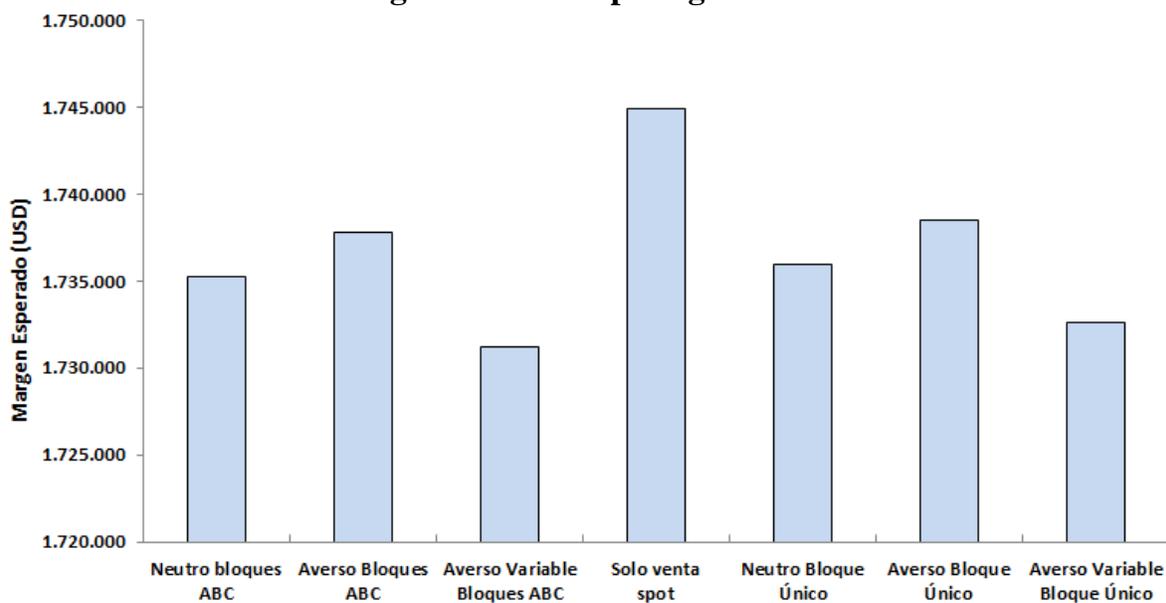


Figura 5.1 - Márgenes mensuales esperados en los esquemas contractuales considerados para generación solar

En La Figura 5.1 se aprecia que los márgenes esperados para las diferentes alternativas de contratación presentan diferencias muy pequeñas, por debajo incluso de los 10.000 USD, independientes de la cantidad que se vende mediante contrato. Lo anterior se debe a que los resultados consideran un precio spot de 100 USD/MWh, que iguala al precio de contrato de 100 USD/MWh, representando una situación de equilibrio en cuanto a ingresos percibidos por venta de energía a través de contrato y costos debidos a retiros de energía. Es por esto que las diferentes alternativas de contratación estudiadas resultan ser equivalentes en cuanto a margen esperado, siendo la alternativa de venta exclusiva al mercado spot levemente superior ya que no existen costos por retiros. Lo anterior muestra que la media no representa un indicador que permita decidir sobre la pertinencia de elegir un contrato por sobre otro ante una situación de equilibrio entre precio spot esperado y precio de contrato.

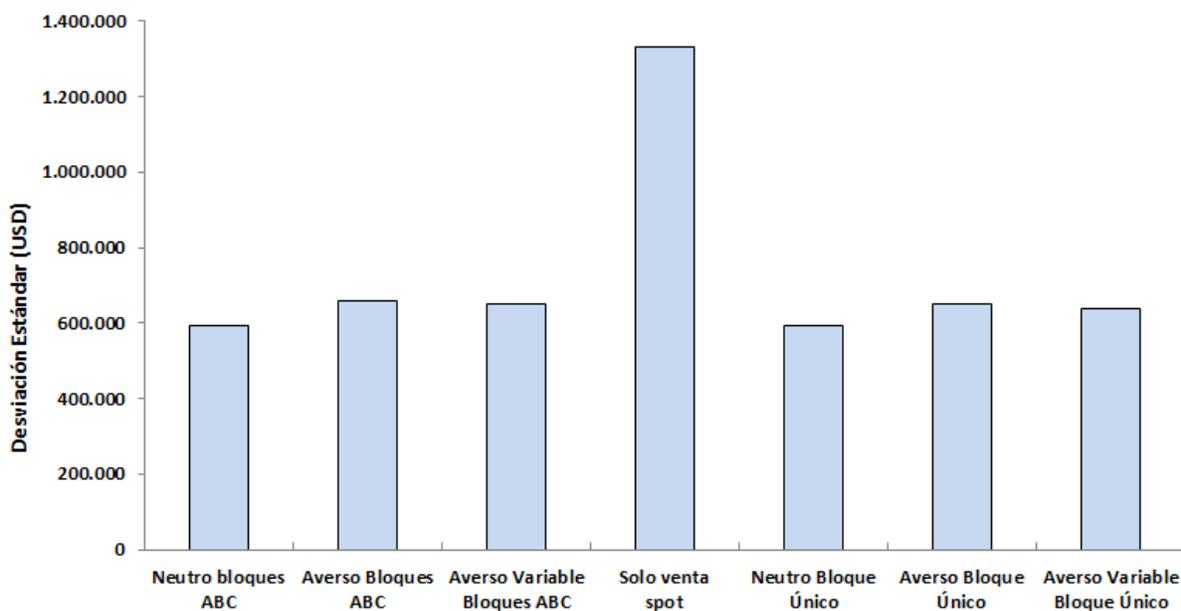


Figura 5.2 - Desviación estándar para los distintos tipos de contratos considerados para generación solar

Con respecto a la desviación estándar, en la Figura 5.2 se observa que esta es ligeramente mayor para los casos aversos al riesgo en comparación a los casos neutros al riesgo. Esto se debe a que al disminuir la cantidad contratada, los márgenes tienden a aumentar debido principalmente a que los costos asociados a los retiros disminuyen. Por otro lado para el caso sin contrato se muestra una desviación muy alta, debido a que los márgenes siguen a la variabilidad del precio spot, que es precisamente lo que se quiere evitar mediante el uso de contratos. Dado lo anterior, la desviación estándar deja clara la pertinencia de utilizar una medida alternativa de evaluación de riesgo, pues no entrega información suficiente para elegir a una alternativa por sobre otra.

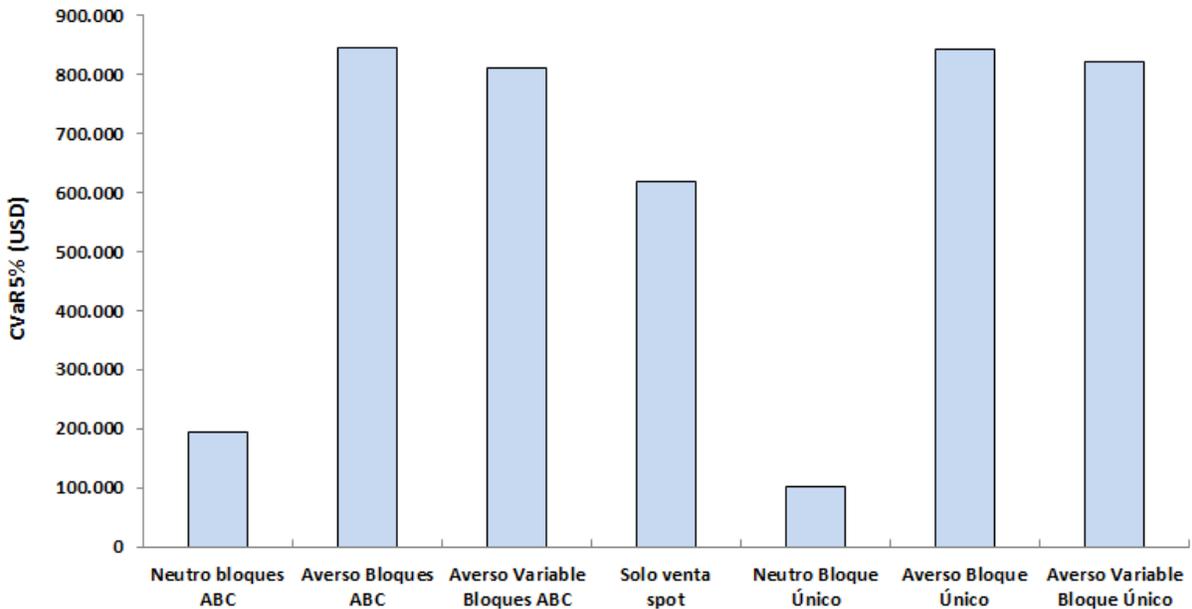


Figura 5.3 - CVaR 5% para los distintos tipos de contratos considerados para generación solar

En términos de *CVaR*, los dos contratos más favorables resultan ser los de tipo averso al riesgo con cantidad contratada constante, siendo levemente mayor para el caso por bloques ABC. Lo anterior es de esperar, pues muestra la conveniencia de una estructura de contratación definida en bloques por sobre la de bloque único, aun cuando la diferencia es pequeña debido a los precios spot elevados que arrojan las simulaciones sistémicas de la operación del SIC. Estos precios elevados hacen muy conveniente la venta de energía al mercado spot con una cantidad contratada baja durante las horas de generación solar representadas por el bloque B, debido a que se evita incurrir en los altos costos asociados a los retiros. En definitiva, a partir de la figura 5.3 se puede decidir que para un generador solar el contrato por bloques ABC en donde la cantidad vendida se define en forma aversa al riesgo y constante ofrece el mejor rendimiento en términos de exposición al riesgo al analizar el 5% de los peores casos, lo cual lo hace la mejor opción al elegir un esquema de contratación de venta de energía, aun cuando la diferencia con los contratos aversos al riesgo con cantidad variable, tanto para bloques ABC como para bloque único es más bien pequeña, por lo que también representan alternativas adecuadas para disminuir la exposición al riesgo en la interacción con el mercado spot. En cuanto a los contratos con cantidad vendida definida de manera neutra al riesgo se observa un *CVaR* muy bajo, debido básicamente a que la cantidad contratada de energía es demasiado alta lo que genera márgenes pequeños o negativos en los meses de baja inyección de energía haciéndolos opciones altamente riesgosas de contratación, aun cuando su promedio y desviación estándar se muestran similares a las demás alternativas. Finalmente, se destaca que la opción de venta exclusiva al mercado spot resulta menos riesgosa que disponer de un contrato definido de manera neutra al riesgo, lo que es un indicador de que la cantidad vendida debe ser definida cuidadosamente al considerar este tipo de generación.

### 5.1.2. Evaluación de riesgo contractual para generación eólica en caso base

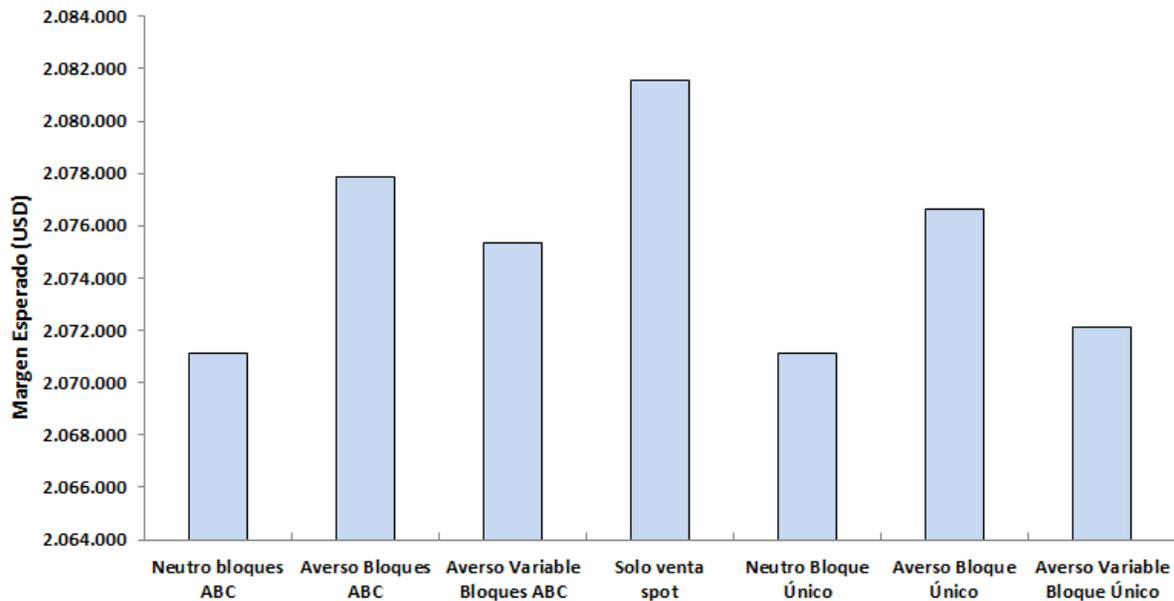


Figura 5.4 - Márgenes mensuales esperados en los esquemas contractuales considerados para generación eólica

En la figura 5.4 se aprecia prácticamente no existen diferencias entre los márgenes esperados para las diferentes estructuras de contratación, aun cuando este es levemente mayor par el caso sin contratación debido a que no existen costos por retiros. Lo anterior se debe, al igual que para el caso solar, a que el precio spot esperado coincide con el precio de contrato, por lo que al considerar el total de las simulaciones el costo por retirar energía del sistema se compensa con los ingresos recibidos por contrato, con lo que la componente que predomina en los márgenes es la de venta de energía al mercado spot haciendo que todas las estructuras sean comparables al caso sin contratación. En conclusión para este caso, y al igual que en el caso de un generador solar, la media no entrega información suficiente para definir la conveniencia de un contrato por sobre otro.

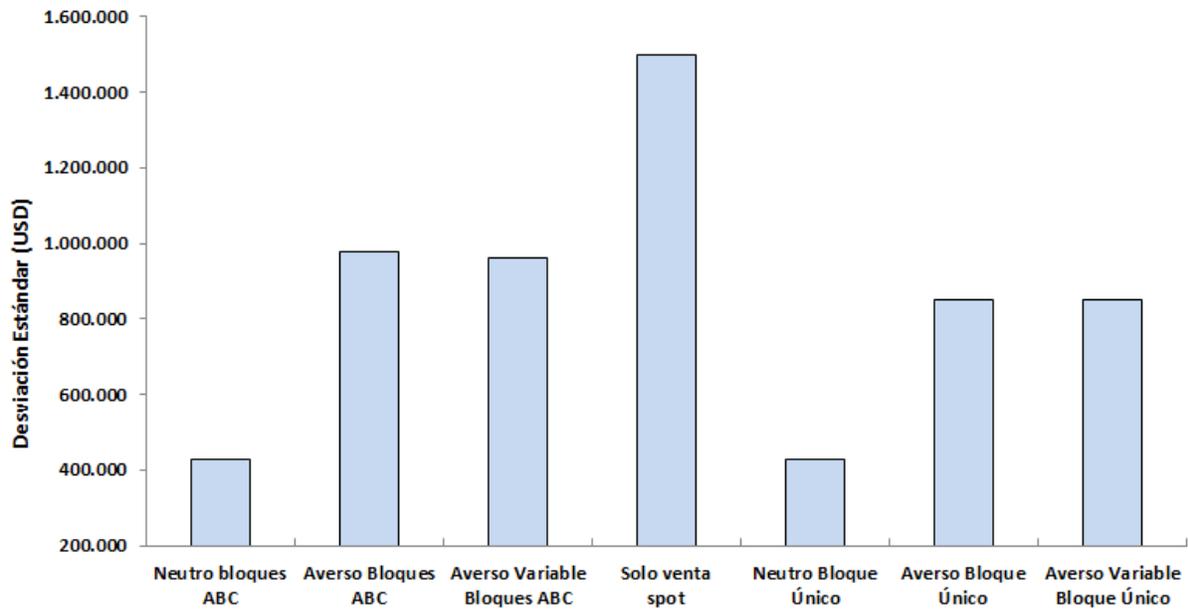


Figura 5.5 – Desviación estándar para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica

Con respecto a la desviación estándar, se observa que el caso sin venta de energía mediante contrato posee la más alta desviación estándar lo cual refleja la inconveniencia de este tipo de interacción con el mercado spot. Con respecto a los dos contratos definidos de manera neutra al riesgo, estos muestran la misma desviación estándar, concluyéndose que la estructura de bloques horarios y la de bloque único no presentan diferencias al definir la cantidad contratada de esa manera. El contrato averso al riesgo por bloques con venta constante presenta la misma desviación estándar que el caso averso al riesgo con cantidad contratada variable, lo que corresponde a lo esperado pues la energía contratada total en ambos casos es la misma. Lo anterior representa un mejor rendimiento para los contratos neutros al tener una desviación estándar mucho menor.

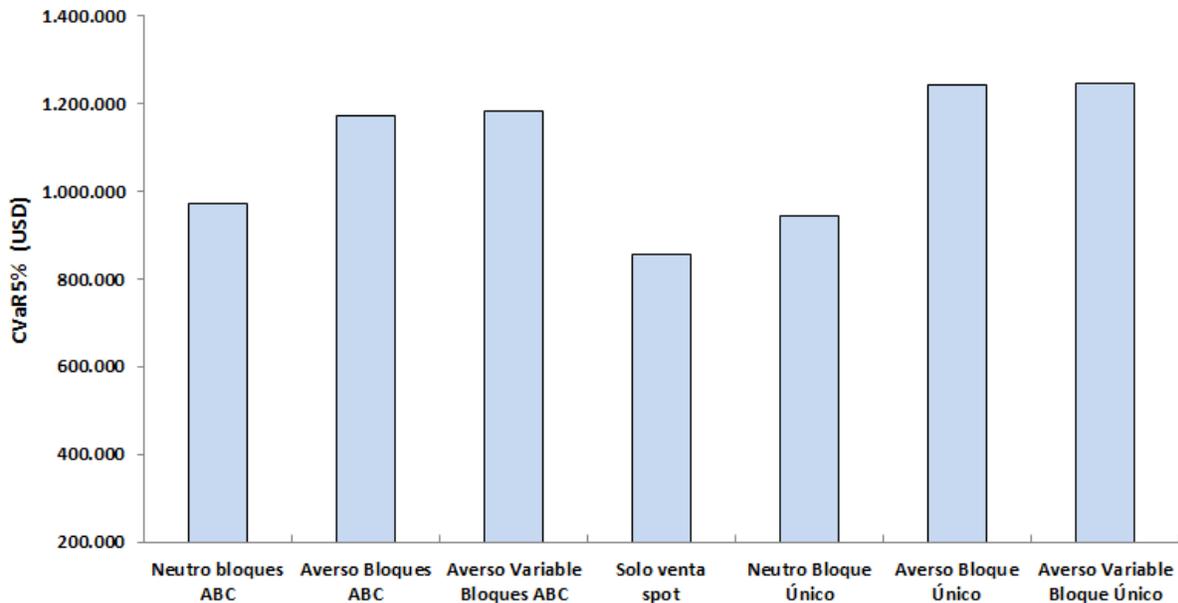


Figura 5.6 – CVaR 5% para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica

En cuanto al *CVaR*, se observa que este indicador es levemente mayor para el contrato averso al riesgo variable de bloque único, por lo cual esta se puede considerar como la mejor alternativa de contratación de energía para un generador eólico en términos de exposición al riesgo del mercado spot. En la Figura 5.6 resulta especialmente interesante observar que el *CVaR* es similar entre los distintos tipos de contratos aversos al riesgo, siendo la diferencia entre el mejor y el peor caso del orden de 30.000 USD. Esto se debe a la existencia de generación durante las 24 horas, sin una diferencia marcada entre tramos horarios, lo que hace que las cantidades contratadas en cada esquema sean relativamente similares. Por otro lado, la alternativa de venta exclusiva de energía al mercado spot resulta ser menor a cualquier alternativa de contratación considerada, siendo menor en cerca de 100.000 USD para el contrato neutro al riesgo de bloque único, lo que deja en evidencia la necesidad de establecer contratos para este tipo de tecnología debido a la enorme variabilidad asociada a los márgenes si solo se realiza venta al mercado spot. De lo anterior se desprende que para un generador eólico disponer de un contrato representa siempre un escenario de menor riesgo a la alternativa de venta exclusiva al mercado spot.

### 5.1.3. Evaluación de riesgo contractual para generación ERNC bajo análisis de sensibilidad (para alto precio spot a futuro)

En esta sección se presenta la evaluación de riesgo realizada de acuerdo al criterio CVaR para un generador solar y para uno eólico bajo el análisis de sensibilidad en los precios propuesto en la sección 4.4.

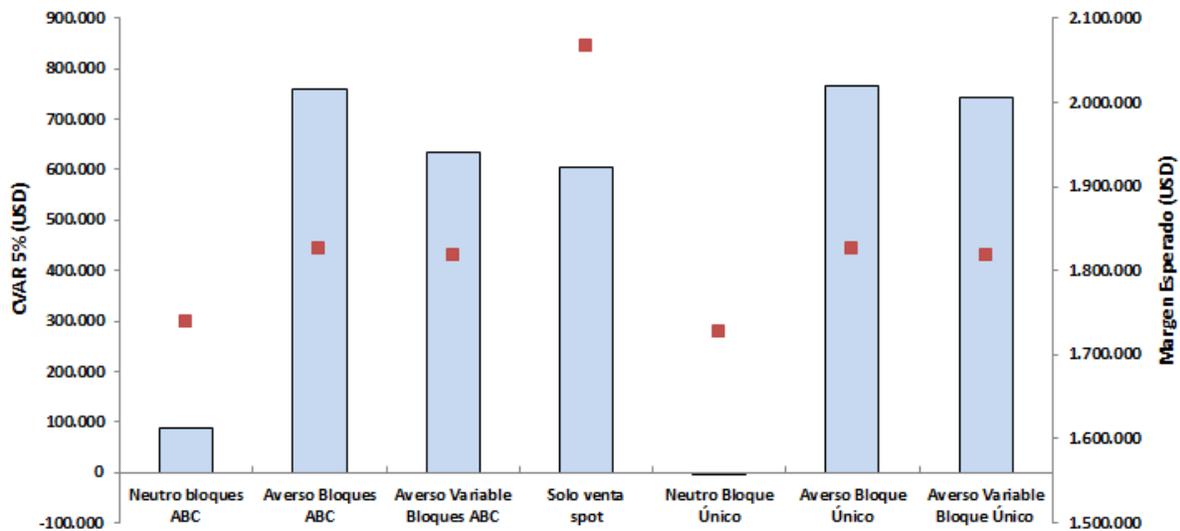


Figura 5.7 – CVaR 5% y margen esperado para los diferentes tipo de contratos considerados para generación solar bajo análisis de sensibilidad

En esta figura se aprecia que la diferencia entre el monto asociado al CVaR para los contratos con mejor rendimiento (Averso al riesgo por bloques ABC y averso al riesgo de bloque único) con respecto a la venta exclusiva de energía al mercado spot es cercana a los 150.000 USD, lo que representa una reducción cercana al 50% en comparación a los resultados del caso base de la sección 5.1.2. Esta diferencia se debe a que el precio spot promedio considerado en el análisis de sensibilidad es de 119 USD/MWh lo que hace crecer el CVaR del caso sin contratación y reduce los márgenes de las diferentes alternativas de contratación debido a los retiros, mostrando que ante situaciones de altos precios spot futuros la opción de carecer de un contrato comienza a hacerse comparable a las mejores opciones de contratación de la sección 5.1.2. Para los contratos definidos neutros al riesgo, si bien el monto de la diferencia entre sus CVaR se mantiene constante, aproximadamente 91.000 USD, se destaca que para el caso neutro al riesgo de bloque único el CVaR se hace negativo mostrando lo ineficiente de este tipo de contrato para generación solar debido a los grandes volúmenes contratados que considera. Con respecto a la media esperada se destaca el crecimiento de la alternativa sin contratación y en menor proporción de los contratos aversos al riesgo, debido a que ya no se tiene la situación de equilibrio entre precio spot esperado y precio de contrato.

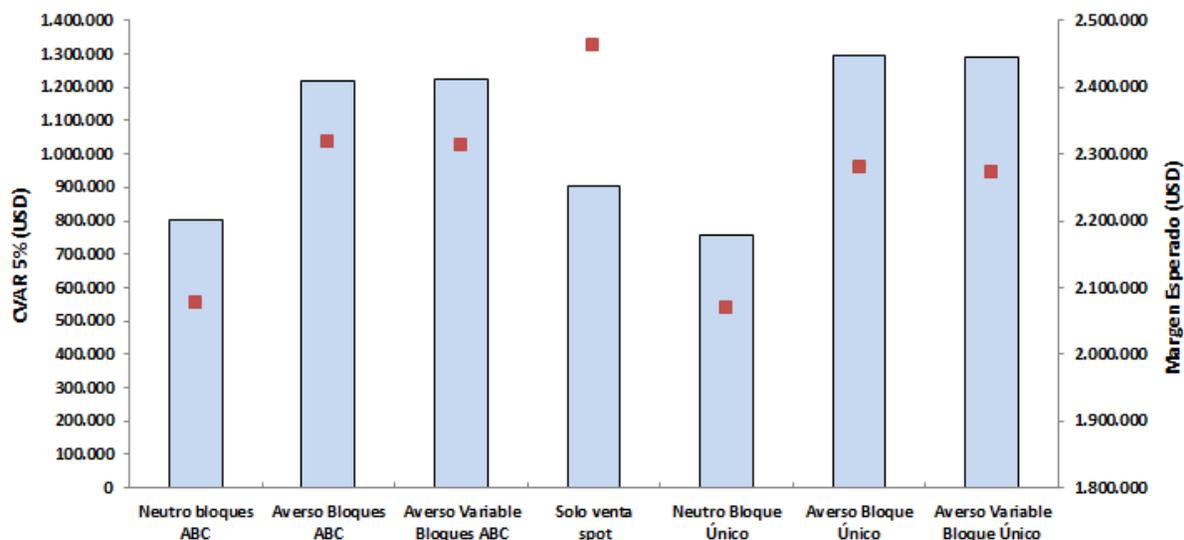


Figura 5.8 – CVaR 5% y márgenes esperados para los distintos tipo de contratos considerados para generación eólica bajo análisis de sensibilidad

De la Figura 5.8 se observa que los resultados obtenidos guardan similitud con los de la Figura 5.6, que considera el perfil de probabilidades original en los escenarios de precios de combustible con un precio spot esperado promedio de 100 USD/MWh, con la diferencia que el margen esperado para el caso sin contratación se ubica por sobre los contratos neutros al riesgo debido al aumento en el precio spot esperado que a la vez produce una reducción en el CVaR de las alternativas de contratación consideradas debido al aumento en el costo de los retiros. La implicancia de lo anterior es que, si bien los diferentes CVaR no sufren grandes cambios, se obtienen resultados donde la alternativa sin contratación tiene un riesgo menor a algunos de los contratos considerados, siendo esta la tendencia que se tiene al aumentar los precios spot esperados. Con respecto a la mejor alternativa de contratación se aprecia que corresponde al esquema averso al riesgo con cantidad variable, que es levemente superior al esquema averso al riesgo de cantidad fija. De cualquier forma los cuatro contratos de tipo averso al riesgo considerados ofrecen alternativas por sobre el caso de venta exclusiva al spot y representan buenas alternativas de contratación, al contrario de los contratos neutros al riesgo que aparecen como alternativas descartables al presentar un CVaR menor al caso sin contrato.

## 6. Conclusiones y trabajo futuro

### 6.1. Conclusiones

A partir de los resultados de las simulaciones y el análisis de datos realizados para un generador ERNC virtual con 100 MW de potencia instalada (solar y eólico), resulta clara la pertinencia de establecer un contrato tanto para un generador solar como para uno eólico, debido a la alta desviación estándar asociada a los márgenes mensuales esperados en el caso de venta exclusiva al mercado spot y a los resultados obtenidos al utilizar la medida de riesgo CVaR. A partir de lo anterior, al considerar un generador solar sin contrato se obtiene un CVaR mensual del orden de 200.000 USD más bajo que los contratos averso al riesgo para el caso base, mientras que para el análisis de sensibilidad el CVaR es aproximadamente 100.000 USD menor, mostrando que a medida que se el precio spot esperado crece el riesgo asociado a la opción de venta exclusiva al mercado spot decrece, acercándose al nivel de riesgo de las alternativas de contratación estudiadas.

Se destaca que para el caso de un generador eólico el resultado de las alternativas evaluadas con contratación aversa al riesgo siempre resulta superior al caso sin contrato, tanto en el estudio base como en la sensibilidad realizada, siendo el contrato averso al riesgo con cantidad variable la mejor opción que permite considerar un margen mensual siempre mayor a 1.000.000 USD al considerar los peores escenarios de operación. Lo anterior no es así para los esquemas con cantidad contratada de manera neutra al riesgo, que resultan mayores o menores al caso sin contrato dependiendo de la relación entre precio spot esperado y precio de contrato, siendo mayor para un precio spot esperado igual o inferior al precio de contrato y menor en el caso contrario. Lo anterior muestra que al evaluar riesgo para un generador ERNC la alternativa de disponer de un contrato no siempre resulta superior a la venta exclusiva de energía al mercado spot, por lo tanto no siempre se cumple el objetivo de minimización de riesgo utilizando un esquema de contratación, indicando que la selección del volumen contractual es de vital importancia.

Un resultado importante es que para un contrato de bloque único, al contrario de lo que se puede suponer en un principio, el rendimiento de los márgenes mensuales obtenidos puede ser del mismo orden que para un contrato de bloques ABC, por lo menos para los contratos aversos al riesgo, donde la cantidad a contratar es reducida. Por otro lado, para un generador solar el definir una cantidad constante de energía vendida durante todo el día genera pérdidas mayores durante las horas de noche en comparación al caso por bloques ABC, en el que la cantidad contratada de noche es nula, pero estas pérdidas se compensan con los márgenes mayores obtenidos en las horas de máxima generación al reducirse los costos por retiros, además de la posibilidad de incorporar en el contrato el tramo horario de

generación (durante periodo de verano) de 06:00 a 08:00 y de 18:00 a 20:00 el cual no es considerado en el esquema de bloques ABC, lo que finalmente produce resultados con una diferencia en el margen esperado menores a 10.000 USD.

Para un generador solar, se observa que una cantidad contratada definida de manera neutra al riesgo resulta ser alta, afectando los márgenes obtenidos a causa de los retiros involucrados lo que se refleja en un *CVaR* pequeño para el caso base y menor a cero para el análisis de sensibilidad. Al considerar una cantidad contratada aversa al riesgo el *CVaR* crece de cuatro a ocho veces en comparación al caso neutro al riesgo debido a la reducción de costos por retiros, lo que muestra que una cantidad a contratar definida de esta manera resulta adecuada para el comportamiento intermitente de la energía solar, aun cuando la energía vendida es inferior al promedio de la que puede generar este tipo de tecnología. Finalmente, el contrato averso al riesgo para bloques ABC, con cantidad contratada constante por bloque, representa la mejor alternativa de contratación en cuanto a exposición al riesgo, medida mediante el *CVaR* asociado al 5% de los peores casos, aun cuando su rendimiento es sólo ligeramente mayor al resto de los contratos de tipo averso al riesgo que también representan alternativas adecuadas de contratación.

Con respecto a un generador eólico, la mejor alternativa de contratación de energía resulta ser la de cantidad definida aversa al riesgo variable para bloque único, siendo esta la que presenta el mayor *CVaR* asociado al 5% de los peores casos. Cabe mencionar que para esta tecnología los contratos considerados de tipo averso al riesgo presentan un rendimiento similar, siendo las diferencias en el *CVaR* medido muy pequeñas. Lo anterior se asocia a la naturaleza del recurso eólico, que si bien se asocia a una generación intermitente de todas formas permite tener una inyección de energía tanto de día como de noche. Con respecto a los contratos de tipo neutro al riesgo estos presentan un *CVaR* bajo, lo que lo hace una alternativa descartable de contratación de energía, dejando en evidencia que en este caso la venta exclusiva de energía al mercado spot representa una mejor opción que un contrato de tipo neutro al riesgo.

## 6.2. Propuesta de trabajo futuro

La metodología presentada muestra avances en el estudio del riesgo que enfrenta un generador ERNC en su interacción con el mercado spot a causa de las diferentes estructuras contractuales de suministro de energía que puede tomar. Si bien para el desarrollo realizado se utiliza un sistema uninodal, capaz de concentrar toda la variabilidad del mercado spot, esta modelación deja de lado el análisis de diferentes fuentes de riesgo como la ubicación del proyecto, la planificación de la transmisión a futuro, congestiones existentes entre inyecciones y retiros, etc. Dado que la metodología utilizada es flexible, se propone incorporar a la modelación el sistema de transmisión propio del SIC, pasando de un problema uninodal a uno multimodal que entregue información respecto a los flujos presentes en las líneas y desacoples de precios spot dentro de las diferentes barras del sistema, de tal forma que la medida de riesgo CVaR entregue señales de localización que permitan concluir sobre la conveniencia en la ubicación de un proyecto ERNC en un barra del sistema por sobre el resto de acuerdo a la minimización de riesgo contractual.

Por otro lado, se propone incorporar en la modelación la interconexión de los sistemas eléctricos SIC Y SING, incluyendo este último como una carga y un generador vistos desde el SIC en el caso de una modelación uninodal. Para lo anterior se debe actualizar los escenarios de matrices energéticas proyectadas al año 2025, considerando estimaciones que incluyan la interconexión de ambos sistemas, siendo posible aprovechar la generación de base asociada al SING (e.g. carbón, GNL) debido a su importante efecto en la reducción de los precios spot resultantes de las simulaciones sistémicas.

Con respecto a los volúmenes de contratación que pueden tomar los generadores ERNC solar y eólico (Neutro al riesgo, averso al riesgo) estos no corresponden al resultado de un proceso de optimización sino que se definen en base a promedios de energía producida anualmente. La incorporación de volúmenes de contratación óptimos queda propuesta como alternativa de trabajo futuro.

Finalmente, la inclusión de factores como las rampas de toma de carga de las maquinas del SIC y sus costos de partida, proporcionados por el CDEC, contribuyen a enriquecer la modelación realizada entregando resultados que reflejen de manera aún más precisa la operación del SIC.

## Anexos

### A. Modelación mediante series de tiempo

Para la modelación en series de tiempo se toman modelos *ARIMA* propuestos en diferentes publicaciones que ya abordan representaciones para recurso eólico, mientras que para el recurso solar se utiliza una modelación extraída de la literatura que aborda el tema. A continuación se presenta el detalle de los modelos utilizados.

**Modelación Eólica:** Para capturar correctamente la estacionalidad propia del recurso eólico, la que presenta características muy marcadas en determinados meses del año, se realiza una división en cuatro periodos correspondientes con las estaciones. Sobre cada uno de estos periodos se hace uso de un modelo *ARIMA* (2,1,0) el que se inicialmente se propone en [21]. Es necesario mencionar que al igual que en el caso solar, el perfil original disponible se presenta en valores de tanto por uno, representando la fracción de la potencia instalada correspondiente disponible en una determinada hora.

Dado que se divide el año en cuatro periodos, se tienen funciones ACF y PACF para cada uno de estos periodos. Para ejemplificar, en la Figura A.1 se muestran estas funciones para la estación de invierno.

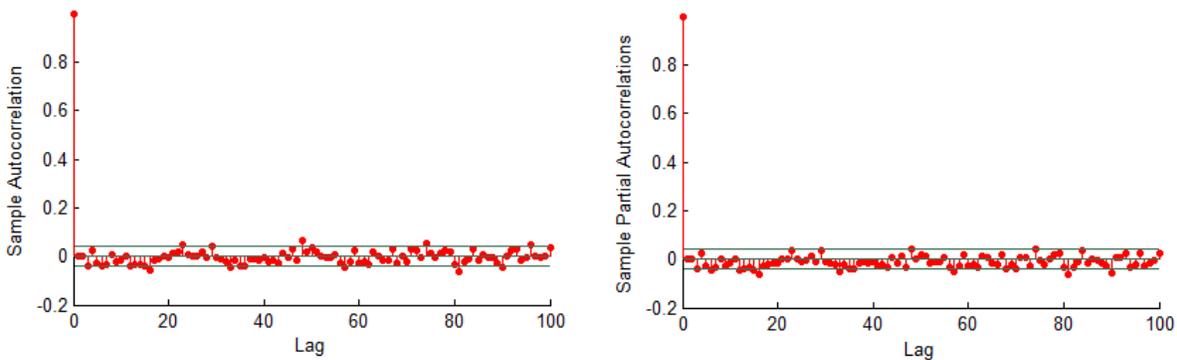


Figura A.1 - ACF (Izquierda) y PACF (Derecha) para serie Viento en periodo de invierno

En la figura A.1 se aprecia que los rezagos, tanto para la función de autocorrelación como para la de autocorrelación parcial, se encuentran casi por completo dentro las bandas de tolerancia, presentando solo algunos valores que escapan muy ligeramente de estas. Estas funciones dan prueba de la pertinencia del ajuste propuesto, resultando cada uno de los procesos estacionario por separado. Esta modelación tiene la ventaja de conservar las características propias de viento en cada estación, lo que se pierde la realizar una sola modelación que cubra el año por completo.

En las figuras A.2 se presenta el histograma de los residuos para la serie ajustada de invierno junto con su respectivo histograma, en el cual se ve que este posee una media que se puede aproximar a cero, que precisamente es un requisito para que una serie sea estacionaria.

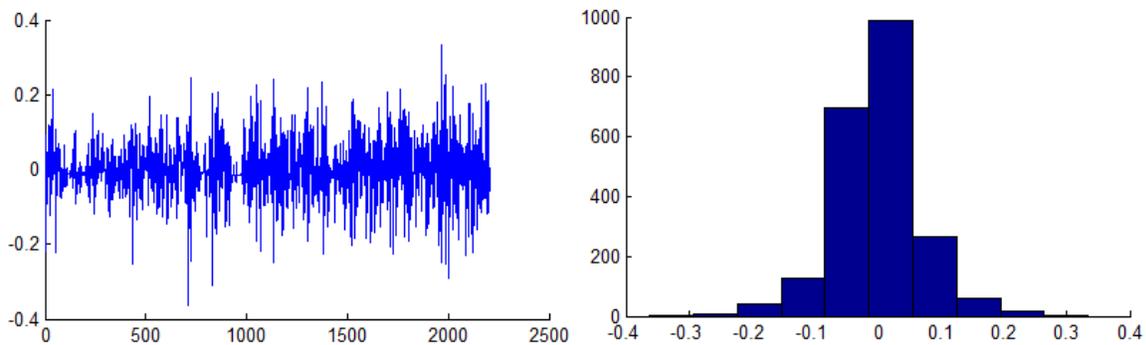


Figura A.2 - Representación gráfica de residuos de la serie Invierno (izquierda) y su histograma de frecuencias (Derecha)

En la figura A.3 se presentan una semana representativa de la serie de invierno, tanto para la serie histórica como para una sintética. Se observan las variaciones en la serie sintética con respecto a la original, originadas por el modelo *ARIMA* considerado bajo el cual se realizan simulaciones de Montecarlo.

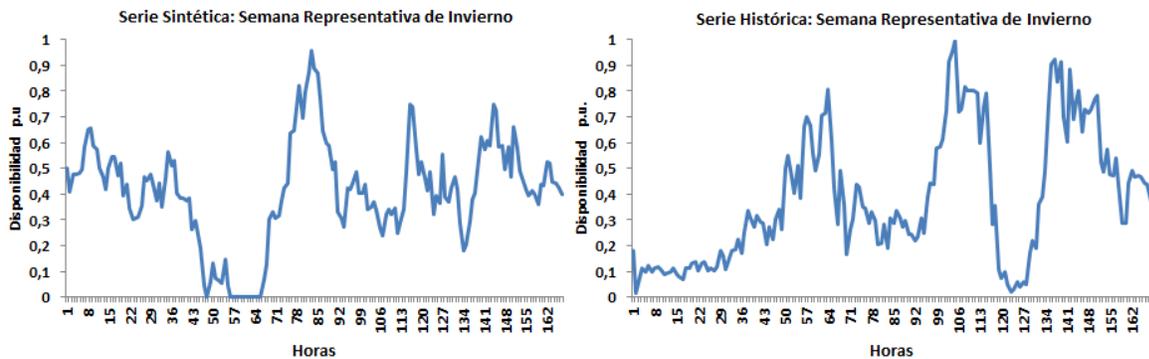


Figura A.3 - Series histórica y sintética de viento para un día representativo de invierno

Ase observa en la Figura A.3 que la serie sintética difiere de las históricas debido a la variabilidad incorporada mediante la modelación ARMA. A partir de la serie histórica es claro que el viento de cada estación se comporta de manera distinta, lo cual se refleja en los máximos anuales que aparecen en la estación de invierno alcanzando prácticamente la plena disponibilidad. Se observa que la serie sintética dan cuenta de esto adecuadamente, pues estas siguen la estacionalidad de la serie original mostrando los máximos en el periodo correspondiente. Esta modelación permite realizar simulaciones sistémicas que cubran de

manera adecuada la realidad del recurso eólico observada en el país, representando los máximos anuales en la estación correspondiente.

**Modelación Solar:** Para modelar la disponibilidad solar se realiza un ajuste sobre la serie histórica disponible, la cual se expresa a través de un patrón, un vector de factores y un error sobre el que se realiza la modelación ARMA. Esto se expresa en la Ecuación A.1.

$$y(t) - g(t) * f = \varepsilon \tag{A.1}$$

En lo anterior  $y(t)$  representa a la serie de tiempo histórica disponible a partir de información entregada por los exploradores eólico y solar de la Universidad de Chile [22].  $g(t)$  corresponde a la curva de generación solar de un día de invierno elegido aleatoriamente mientras que  $f$  corresponde a un vector de 365 componentes donde cada una ellas representa el cociente entre la energía total generada en cada día sobre la energía generada en el día elegido como patrón, por lo tanto las componentes de  $f$  serán mayores a la unidad en verano y menores en los días de invierno donde la generación total sea menor al día elegido como patrón. En lo anterior el producto  $g(t) * f$  representa una aproximación a la serie  $y(t)$ , por lo tanto la diferencia  $y(t) - g(t) * f$  corresponde a un error  $\varepsilon$  en la aproximación a la serie original. Es sobre este error que se propone una representación mediante un modelo ARMA con el cual se realizan simulaciones de Montecarlo para la disponibilidad solar. Para representar el error mediante un proceso ARMA se propone un modelo (25,0,10), el cual presenta un alto grado en componentes autoregresivos debido a que estos permiten representar de mejor forma la dependencia de la serie con sus valores anteriores.

Para la serie la serie original y una de las series sintéticas generadas con el modelo indicado se selecciona una semana representativa de verano, las que se muestran en la Figura A.4.

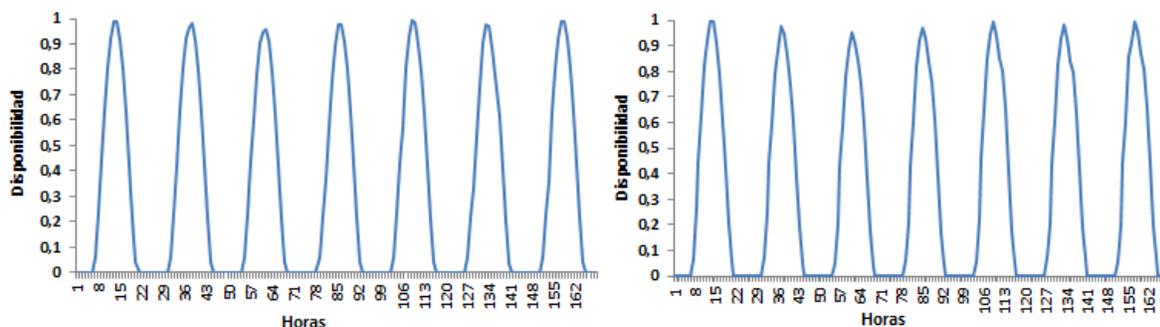


Figura A.4 - Series histórica (Izquierda) y sintética (Derecha) de sol para una semana representativo de verano

Se observa la gran similitud entre ambas, pues la serie sintética corresponde a una simulación de Montecarlo de la original en donde solo se exhiben variaciones muy pequeñas respecto a la serie histórica, dadas por el modelo *ARMA* aplicado al error.

Análogamente, se muestra una semana representativa de invierno para ambas series. En la figura A.5 las horas corresponden a la semana considerada dentro del total de horas del año.

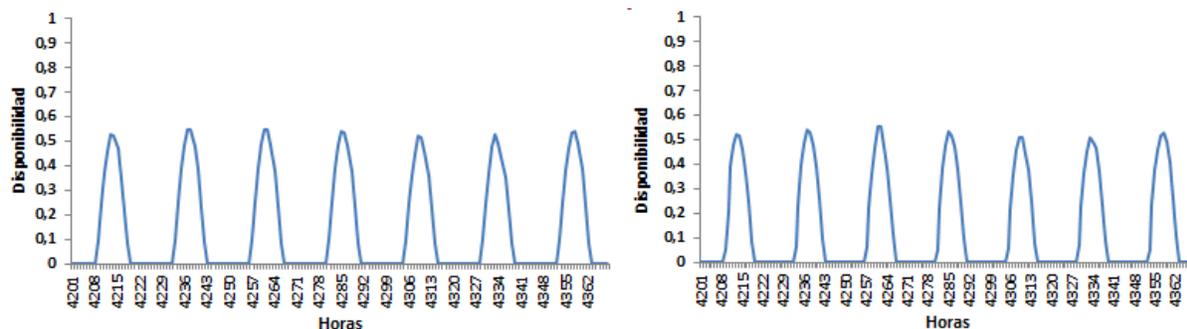


Figura A.5 - Series histórica (Izquierda) y sintética (Derecha) de sol para una semana representativo de invierno

Finalmente, en la 1figura A.6 se muestra un día representativo tanto de invierno como de verano para ambas series. El día de verano corresponde al mes de Enero mientras que el día de invierno se toma del mes de Julio. Se observa que la serie sintética corresponde a pequeñas variaciones de la serie original, dadas por la modelación *ARMA* realizada sobre la serie Error, lo que es correcto pues al considerar diferentes años la generación solar tenderá a comportarse de manera muy similar durante las estaciones de verano o invierno respectivas.

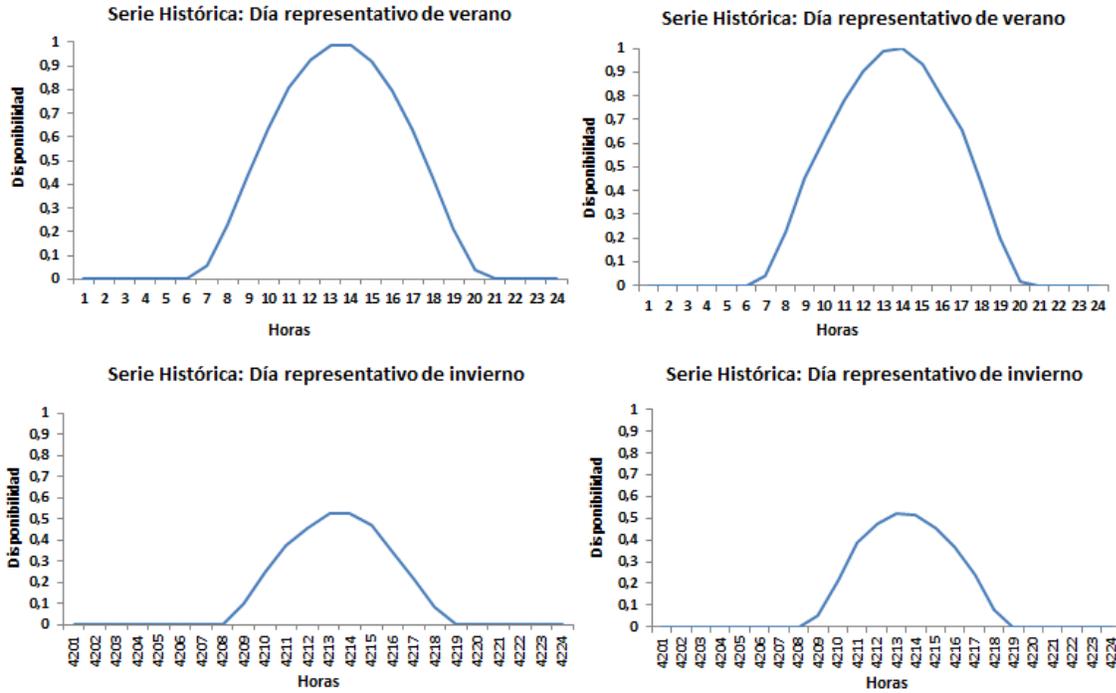


Figura A.6 - Series histórica y sintética de sol para un día representativo de verano e invierno

Con respecto a los residuos de la serie Error, en la Figura A.7 se muestra su gráfica junto con su representación a través de un histograma.

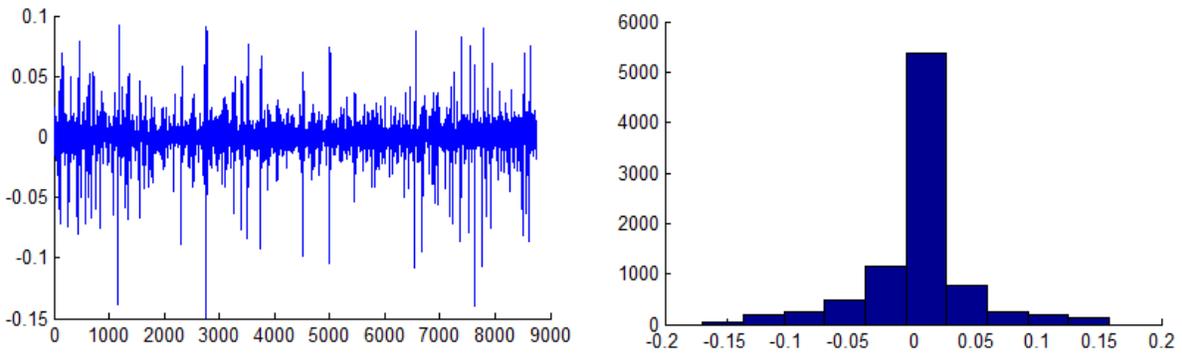


Figura A.7 - Representación gráfica de residuos de la serie Error (izquierda) y su histograma de frecuencias (Derecha)

Se observa que si bien la mayoría de los residuos se encuentran ubicados en el semieje positivo, estos son mucho menores que 0.05 con lo cual su promedio se encuentra muy cerca del cero. Si bien lo anterior no es lo deseable, pues se espera un histograma gráficamente centrado en torno al cero, el promedio de los residuos es de 0,0000145 con lo cual se considera aceptable el requisito de media cero. En el gráfico de residuos se aprecia

que existen valores que se alejan bruscamente de la media, lo cual representa casos en que el ajuste resulta deficiente para explicar los valores observados, debido principalmente a la gran extensión de la serie.

## B. Cantidades Contratadas

Para un generador solar, en la Tabla B.1 se detallan las diferentes cantidades que puede contratar este tipo de inversionista a partir de las ecuaciones presentadas en la sección 3.2.

| Tipo de Contrato | Bloque horario | Cantidad Contratada (MW) |
|------------------|----------------|--------------------------|
| Neutro           | Bloque A       | 0                        |
|                  | Bloque B       | 56                       |
|                  | Bloque C       | 0                        |
| Averso           | Bloque A       | 0                        |
|                  | Bloque B       | 41                       |
|                  | Bloque C       | 0                        |
| Neutro           | Bloque Único   | 24                       |
| Averso           | Bloque Único   | 17                       |

Tabla B.1 - Cantidades contratadas para un generador solar

Las cantidades contratadas para los contratos neutros al riesgo por bloques ABC y bloque único se muestran en la Figura B.1, resaltando la gran cantidad contratada en el bloque B que corresponde al tramo horario en que existe prácticamente la totalidad de la generación. El esquema de bloque único muestra una cantidad constante a lo largo del día.

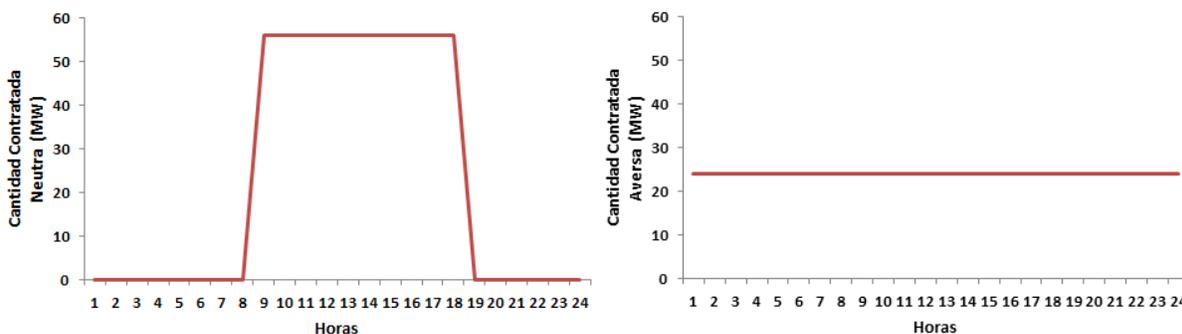


Figura B.1. Cantidades contratadas neutras al riesgo por bloques horarios ABC (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador solar

De igual manera en la Figura B.2 se presentan las cantidades contratadas para los contratos aversos al riesgo por bloques y de bloque único, los cuales consideran cantidades contratadas menores a los casos anteriores.

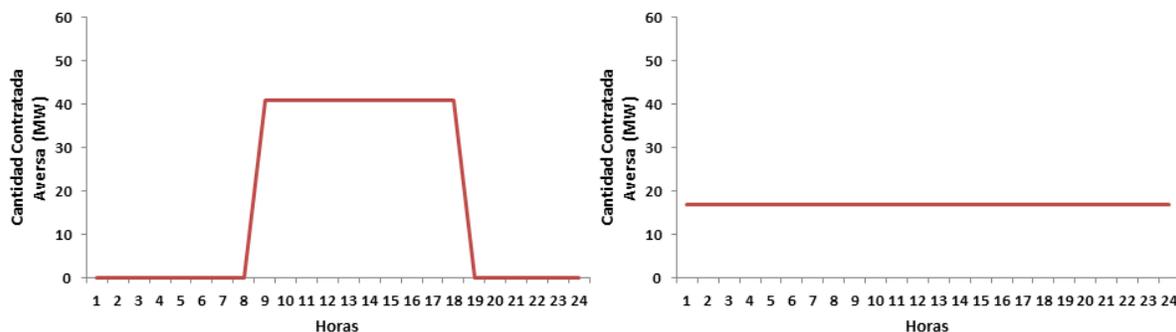


Figura B.2. Cantidades contratadas aversas al riesgo por bloques horarios ABC (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador solar

La Figura B.3. Muestra las cantidades contratadas de forma variable en el bloque horario B para un día de verano, lo que hace siguiendo la variación de la demanda y que entrega como resultado curvas idénticas, esto de acuerdo al procedimiento descrito en la sección 3.2.

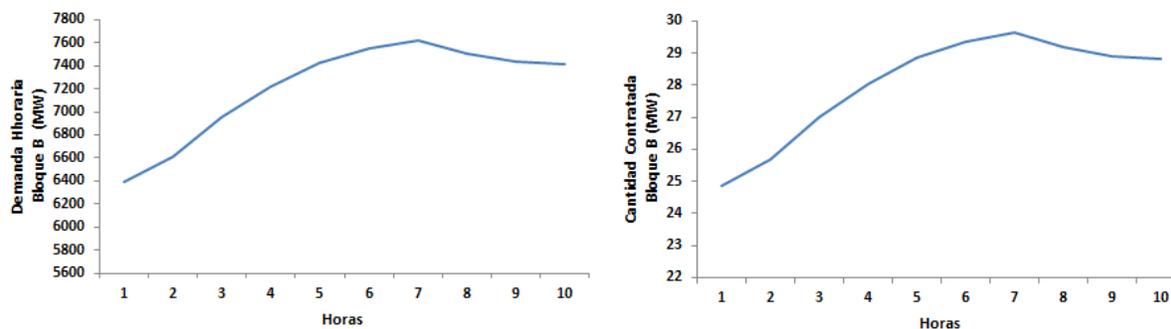


Figura B.3. Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloques horarios ABC para un generador solar

Finalmente en la Figura B.4 se muestran la demanda horaria en p.u. y la cantidad contratada variable para el esquema de bloque único en un día de verano.

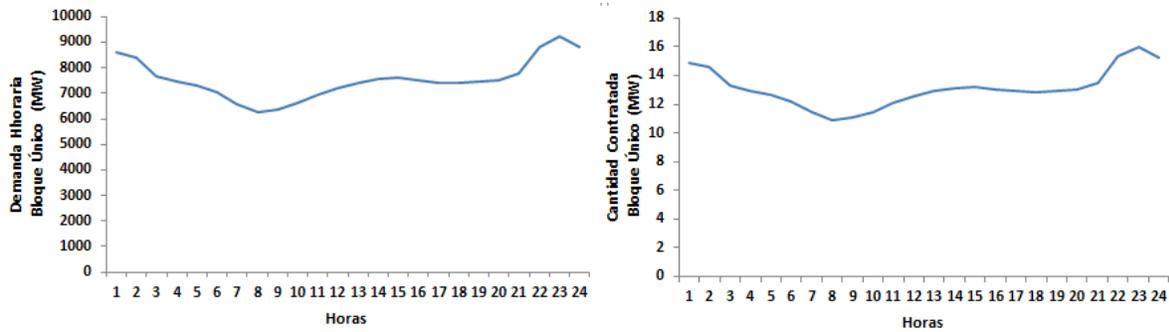


Figura B.4. Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloque único para un generador solar

En el caso de un generador eólico, la Tabla B.2 resume las distintas cantidades que puede tomar este generador.

| Tipo de Contrato | Bloque horario | Cantidad Contratada (MW) |
|------------------|----------------|--------------------------|
| Neutro           | Bloque A       | 29                       |
|                  | Bloque B       | 23                       |
|                  | Bloque C       | 31                       |
| Averso           | Bloque A       | 14                       |
|                  | Bloque B       | 8                        |
|                  | Bloque C       | 11                       |
| Neutro           | Bloque Único   | 28                       |
| Averso           | Bloque Único   | 13                       |

Tabla 82 Cantidades contratadas para un generador eólico

Las cantidades contratadas para los casos neutros al riesgo por bloques horarios y bloque único se muestran en la Figura B.5. Se observa la similitud entre los resultados para cada bloque horario, pues en este caso el recurso para la generación de energía en promedio es similar durante todo el día.

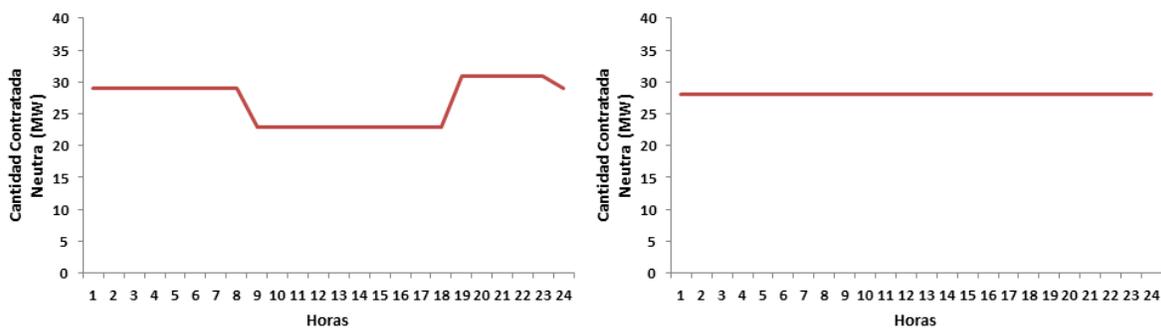


Figura B.5. Cantidades contratadas neutras al riesgo por bloques horarios ABC (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador eólico

De igual manera en la Figura B.6 se presentan las cantidades contratadas para los contratos aversos al riesgo por bloques y de bloque único.

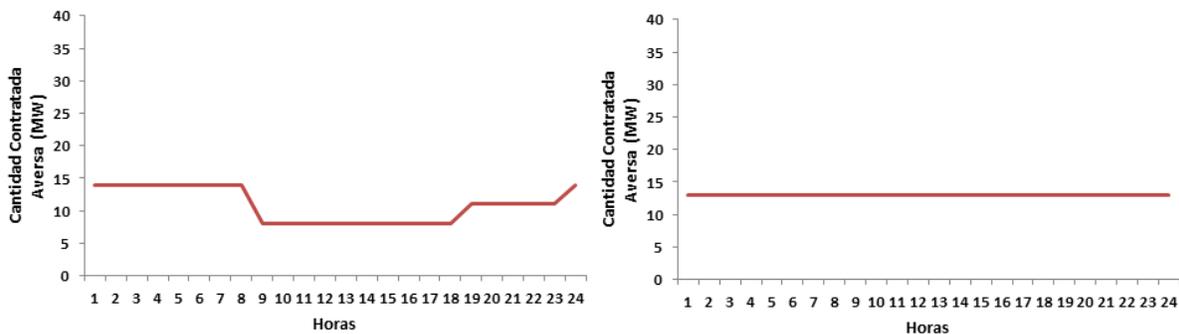


Figura B.6. Cantidades contratadas aversas al riesgo por bloques horarios ABC (Izquierda) y por bloque único (Derecha) para un generador eólico

La Figura B.7 muestra las cantidades contratadas de manera variable en cada bloque horario para un día de verano, lo cual se hace siguiendo la variación de la demanda entregando como resultando curvas idénticas.

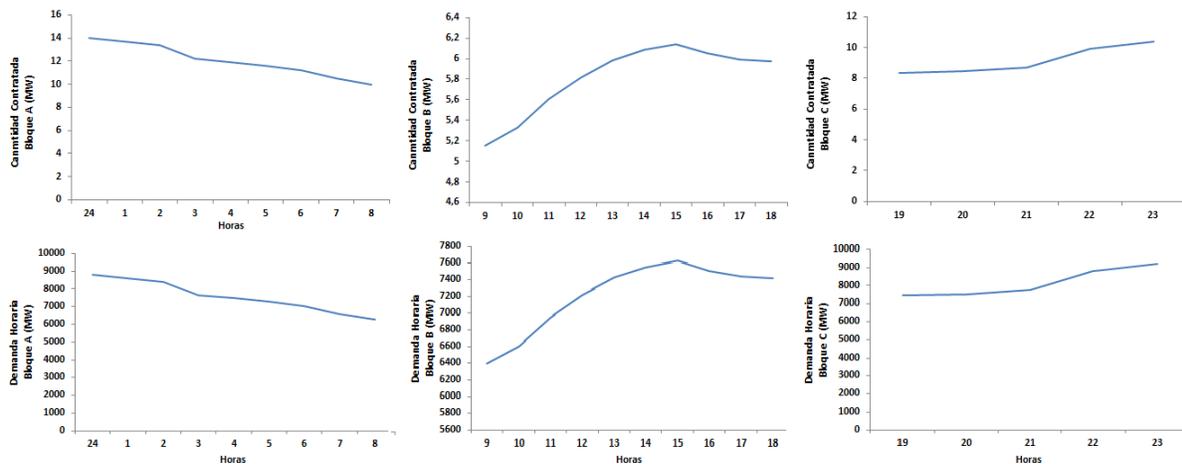


Figura B.7 Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloques horarios ABC para un generador eólico.

Finalmente, en la Figura B.8 se muestran la demanda horaria en p.u. y la cantidad contratada variable para el esquema de bloque único en un día de verano.

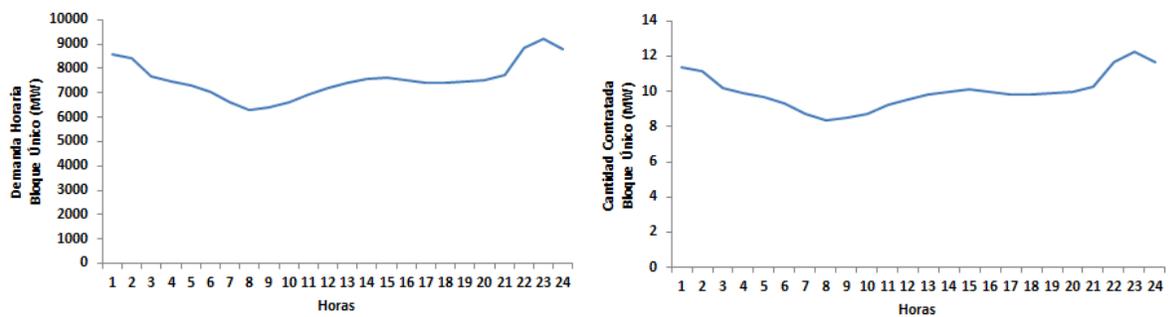


Figura B.8. Cantidades contratadas aversas al riesgo variables por bloque único para un generador eólico

## Bibliografía

- [1] A. Conejo y M. Cariión, Decision Making under Uncertainty in Electricity Markets, Springer, 2010.
- [2] G. Box y G. Jenkins, Time Series analysis: Forecasting and Control, Wiley, 2008.
- [3] R. Sepulveda, Memoria de Título: Modelación de centrales térmicas de ciclo combinado y su aplicación en el problema de predespacho de unidades, Universidad de Chile,, Santiago, 2011.
- [4] W. Brokering, R. Palma y L. Vargas, Ñum Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia, 2008.
- [5] D. Fuentes, Análisis y operación de sistemas Eléctricos de Potencia, Apuntes de Curso, 2013.
- [6] R. Palma, Mercados Internacionales de la Energía, Apuntes de Curso, 2014.
- [7] F. Aguirre, Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico, apuntes de Curso, 2014.
- [8] J. L. Lima, Riesgos de suministro eléctrico: Efectos en competencia de subastas de contratos a largo plazo y en propuestas de política, 2014.
- [9] J. B. Osorio, Memoria de Titulo: Estudio de portafolios de generación ERNC bajo el marco de la ley de fomento 20257, Santiago: Universidad de Chile, 2010.
- [10] C. Mitchell y D. C. P. Bauknecht, Effectiveness through Risk Reduction:., entre for Management under Regulation, Warwick Business School, University of Warwick, Coventry, U.K..
- [11] M. Ragwitz y C. Huber, Fedd-In Systems in Germany and Spain and a comparison, Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research.
- [12] A. Lumijärvi, Renewable energy promotion instruments, Green Stream network.
- [13] C. B. Kleßmann, Increasing the effectiveness and efficiency of renewable energy in the European Union, Bochum.
- [14] A. Mahalingam y D. N. Reiner, The cost effectiveness of renewable energy support schemes in the European Union, International Association for Energy Economics, 2014.

- [15] P. Sharry, Uk Contracts for Difference: Risk and Oportunities, Baringa Partners, 2014.
- [16] C. Comisión Nacional de Energía, Resolución Exenta 432, 2014.
- [17] G. B. A. J. M. T. Sebastián Bernstein, Agenda para impulsar las inversiones en generación eléctrica de base en el SIC, Segundo Informe, Confederación de la producción y el comercio (CPC).
- [18] C. Comisión Nacional de Energía, Minuta bloque horario para licitaciones de suministro para clientes regulados.
- [19] C. L. C. F. Arbeláez Franco, El Valor en Riesgo Condicional CVar como medida coherente de riesgo, Revista Ingenierias Universidad deMedellin, 2005.
- [20] Inzunza, A., Moreno, R., Bernales, A., & Rudnick, H. (2016). CVaR constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation. *Energy Economics*, 59, 104-117.
- [21] A. Soraida, C. Reinaldo y P. J. francisco, Probabilistic Forecasting of the Wind Power Generation, 2014.
- [22] C. Castillo y E. Gil, Assesing Power System Adequacy for different Penetrations of Wind ans Solar Capacity in a Thermal System, Universidad Técnica Federico Santa María.
- [23] Fico Xpress Optimization Suite <http://www.fico.com/en/products/fico-xpress-optimization-suite#overview>.