



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

**ESTRATEGIAS DE CONTRATACIÓN ÓPTIMA PARA CENTRALES
HIDRÁULICAS DE PASADA**

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

JAVIER ANDRÉS DE LA FUENTE ARCE

PROFESOR GUÍA:

RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

EDUARDO PEREIRA BONVALLET
DANIEL CHARLIN DUSSAILLANT

SANTIAGO DE CHILE
2017

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Javier Andrés De la Fuente Arce
FECHA: 06/01/2017
PROFESOR GUÍA: Dr. Rodrigo Moreno V

ESTRATEGIAS DE CONTRATACIÓN ÓPTIMA PARA CENTRALES HIDRÁULICAS DE PASADA

El presente trabajo propone una metodología basada en la métrica de riesgo llamada Conditional Value at Risk (CVaR) para determinar la cantidad óptima de energía a contratar a un precio dado para una central hidroeléctrica de pasada. Esto se realiza para dos tipos de centrales (o regímenes) nival y pluvial, evaluando además una tercera opción con un portafolio de ambas. En particular, la metodología propuesta busca minimizar el *CVaR* de ingresos de la planta para distintos escenarios futuros que se elaboran mediante combinaciones de varios tipos de combustibles, hidrologías, expansión de la generación, entre otros. Cada uno de estos escenarios se modela en un problema de optimización para determinar el despacho económico del sistema chileno y sus precios por 12 años, entre 2019 y 2030. Para el ejercicio se consideraron 54 hidrologías, nueve escenarios de combustibles y cuatro planes de desarrollo del parque generador en el sistema eléctrico nacional.

Los resultados demuestran que una mayor cantidad de energía contratada no necesariamente es deseable en términos de riesgo. Más aún, para una central del tipo pluvial, la energía óptima a contratar es tan solo 10% de su capacidad para los escenarios considerados. Esto se explica porque altos niveles de energía comprometida pueden producir compras en el mercado spot, a un precio incierto, durante condiciones donde no se cuente con el recurso primario para generar (e.g., durante un año/estación más seca). Esto es sustancialmente distinto para el caso de una planta térmica que compra en el mercado spot a precios relativamente bajos, principalmente cuando comprar en el mercado spot es más conveniente que quemar su propio combustible.

Asimismo, los resultados obtenidos demuestran que existe una ventaja competitiva para las centrales que poseen régimen de generación nival al presentar una correlación positiva estacional con los precios del mercado spot. Por otro lado, las centrales pluviales deben lidiar con una correlación negativa estacional y con una incertidumbre hidrológica importante. Esto se traduce en un nivel de contratación óptimo del orden del 50% de la capacidad instalada para una planta nival, lo que se contrasta con lo obtenido para el caso pluvial.

Finalmente, se estudian los contratos con bloques estacionales, cuyos resultados muestran que - a diferencia de lo que se puede esperar- podría ser eficiente aumentar la contratación en aquellos meses donde no existe una cantidad de generación significativa, lo que se sustenta en la estacionalidad en los precios del mercado spot: por ejemplo, es posible demostrar que para una central del tipo pluvial, cuya máxima generación ocurre en los meses de junio, julio y agosto, la estrategia comercial óptima es contratarse durante los meses de agosto, septiembre y marzo.

Dedicatoria

A mi abuela, por tener una fe ciega en mí, por apoyarme en mis peores momentos y por haberme enseñado a ser incondicional con la gente que quiero.

A mi mamá por mostrarme el valor de levantarse y de volver a intentarlo después de una derrota.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi abuela, María Angélica Saavedra, por su apoyo constante durante toda mi educación, tanto desde el punto de vista emocional como económico. Quiero agradecer también a mi mamá, Tania Arce y a mis hermanos Paula y Rodrigo De la Fuente; por su paciencia y constante interés en todo lo que ha envuelto a mi formación, en especial estos seis años de educación universitaria.

Este estudio nació como una inquietud de la empresa Eléctrica Puntilla S.A, por lo que me gustaría darle las gracias a la gente que confió en mí para el desarrollo de este proyecto, especialmente a quienes forman parte de la Gerencia Comercial y de Negocios. Agradezco enormemente que me hayan hecho parte su equipo durante estos meses, el brindarme un lugar de trabajo y todo el material posible para llevar a cabo mi trabajo de título. También me considero agradecido de la ayuda económica, intelectual y logística que me proporcionaron.

En particular quiero agradecer a Daniel Charlín Dussailant, quién fue parte esencial de este trabajo desde su origen. Sin sus consejos y apoyo constante, hubiese sido imposible llevar a buen puerto esta tarea.

Agradecer también al equipo de *Ameba* y la consultora *SPEC*, por darme acceso gratuito a la herramienta que me permitió realizar las proyecciones de precios y por los consejos que me entregaron para dar con un trabajo más valioso. En particular mis agradecimientos a Eduardo Pereira por su enorme disposición desde el principio y por el aporte que significó su experiencia y apoyo didáctico en el proceso.

Finalmente, muchas gracias a Rodrigo Moreno por aceptar hacerse cargo de este trabajo, en representación del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile; y por sus constantes aportes que permitieron direccionar de forma correcta esta memoria y por el genuino interés que siempre mostró en ella.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes generales	1
1.3. Objetivos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Resumen Metodología	3
2. Marco Teórico	5
2.1. Mercado eléctrico	5
2.1.1. Mercado Mayorista o Spot	5
2.1.2. Mercado de Contratos	7
2.2. Teoría de contratos	8
2.2.1. Acuerdos de adquisición de potencia (PPA)	9
2.2.2. Contratos de suministro eléctrico	10
2.2.3. Contratos de producción de energía eléctrica	13
2.2.4. Contratos en Centrales térmicas	14
2.2.5. Contratos en Centrales hidráulicas de pasada	15
2.3. Métricas de riesgo	17
2.3.1. Coeficiente de Variación del Ingreso	17
2.3.2. Value At Risk (VaR)	19
2.3.3. Conditional Value at Risk (CVaR)	22
3. Metodología	28
3.1. Consideraciones del Modelo	28
3.2. Descripción del modelo	30
3.3. Escenarios hidrológicos	33
3.4. Precios de combustibles	35
3.5. Plan de obras en generación	41
3.6. Proyección de Costos Marginales en Ameba	42
3.6.1. Bloques y etapas de simulación	42
3.6.2. Costos marginales proyectados	44
3.7. Contratos en bloques estacionales	46
4. Resultados y Análisis	48
4.1. Casos de Estudio	48
4.1.1. Central Pluvial	48
4.1.2. Central Nival	52
4.1.3. Central Mixta	56
4.2. Análisis de sensibilidad: Precio	59
4.2.1. Central Pluvial	60
4.2.2. Central Nival	61
4.2.3. Central Mixta	63
4.3. Análisis de Sensibilidad: Balance semestral	65
4.3.1. Central Pluvial	65
4.3.2. Central Nival	66
4.3.3. Central Mixta	67

4.4. Contratación Óptima: Contratos estacionales	67
4.4.1. Central Pluvial.....	68
4.4.2. Central Nival	71
5. Conclusiones.....	74
Bibliografía.....	76
Anexos.....	78

Tabla de Cuadros

Cuadro 1 Desviación Estándar Combustible Fuente: US EIA [14]	36
Cuadro 2: Correlaciones Históricas Combustibles	37
Cuadro 3: Descripción Planes de Obras	42
Cuadro 4: Bloques Semestrales para Contratos estacionales	68
Cuadro 5: Financiamiento de proyectos de generación	83

Tabla de Figuras

Figura 1: Ejemplo Orden de Mérito en Horizonte de Tiempo	6
Figura 2: Resumen Teoría Marginalista Sector Eléctrico [4]	7
Figura 3: Diagrama Spot vs Contratos	13
Figura 4: Gráfico Precios Central Térmica	14
Figura 5: Efecto Hidrológico en Costos Marginales, Proyección CDEC SIC	15
Figura 6: Costos Marginales vs Generación Hidráulica Pasada (Año 2015, CDEC SIC)	16
Figura 7: Ejemplo Distribución Normal	18
Figura 8: Retorno vs Riesgo: Desviación Estándar	19
Figura 9: Descripción Gráfica VaR	20
Figura 10: Descripción Gráfica CVaR	23
Figura 11: CVaR Como Función Convexa de Variable Aleatoria (<i>Activo</i>)	24
Figura 12: CVaR en Problema de Optimización	26
Figura 13: Resumen Precio vs Cantidad Contrato	27
Figura 14: Modelo Unilineal Simplificado	30
Figura 15: Ejemplo Contrato Suministro en Central de Pasada	31
Figura 16: Esquema Contratación Óptima	32
Figura 17: Ejemplo Distribución de Ingresos/Pérdidas	33
Figura 18: Probabilidad Excedencia SIC	35
Figura 19: Precios Combustibles CNE Abril 2016	35
Figura 20: Ejemplo de puntos de operación geométricos	36
Figura 21: Escenarios Extremos Precios Combustibles	37
Figura 22: Simulación de Montecarlo Aplicada a Precios de Combustibles	39
Figura 23: Probabilidades Escenarios Precios Combustibles	40
Figura 24: Distribución Escenarios Combustibles e Hidrológicos	41
Figura 25: Ejemplo Curva de Duración de Demanda	43
Figura 26: Representación en Bloques Curva de Duración	44
Figura 27: Proyección de Precios ante Diferentes Hidrologías	45
Figura 28: Proyección de Precios ante Diferentes Precios Combustibles	45
Figura 29: Ejemplo Contrato estacional	46
Figura 30: Central Pluvial 136 MW	48
Figura 31: Contratación Óptima CVaR Pluvial	49
Figura 32: Contratación Óptima Coeficiente Variación Pluvial	50
Figura 33: Histograma Óptimo CVaR vs Óptimo Coef Var, Pluvial	51
Figura 34: Óptimos vs Distribuciones Normales Ajustadas	52
Figura 35: Central Régimen Nival 234 MW	53
Figura 36: Contratación Óptima CVaR95% Central Nival	54
Figura 37: Costos Marginales Proyectados vs Precio Contrato	54
Figura 38: Contratación Óptima Coeficiente Variación Central Nival	55
Figura 39: Distribución Óptimo CVaR vs Coef Var, Nival	56
Figura 40: Perfil Generación Central Mixta 400 MW	57
Figura 41: Contratación Óptima CVaR95% Central Mixta	57
Figura 42: Contratación Óptima Coeficiente Variación Mixta	58
Figura 43: Distribución Ingresos Central Mixta	59
Figura 44: Sensibilidad Precio CVaR Central Pluvial	60

Figura 45: Sensibilidad Precio σ/μ Central Pluvial.....	61
Figura 46: Sensibilidad Precio <i>CVaR</i> Central Nival	62
Figura 47: Sensibilidad Precio σ/μ Central Nival	63
Figura 48: Sensibilidad Precio <i>CVaR</i> Central Mixta	64
Figura 49: Sensibilidad Precio σ/μ Central Mixta	64
Figura 50: Contratación Óptima Semestral Pluvial	65
Figura 51: Contratación Óptima Nival Semestral	66
Figura 52: Contratación Óptima Mixta Semestral	67
Figura 53: Curva Contratación <i>CVaR</i> Bloques estacionales, Caso Pluvial	69
Figura 54: Distribución Bloques Verano vs Invierno Pluvial	70
Figura 55: Costos Marginales Hidrologías Secas	70
Figura 56: Contratación Óptima Bloque estacional Pluvial.....	71
Figura 57: Curva Contratación <i>CVaR</i> Bloques estacionales Caso Nival	72
Figura 58: Distribución Contrato Verano vs Invierno Nival	72
Figura 59: Contratación Óptima Estacional Nival	73
Figura 60: Central Pluvial Semestral	79
Figura 61: Central Nival Semestral.....	80
Figura 62: Central Mixta Semestral	80
Figura 63: Resultado Bloques mensuales Central Pluvial	81
Figura 64: Resultados bloques mensuales Central Nival	82

1. Introducción

Una central hidráulica de pasada es aquella que desvía una parte natural del caudal de una cuenca con el propósito de convertir la energía potencial de este en energía eléctrica. A diferencia de las centrales hidroeléctricas de embalse, las de paso no poseen capacidad de regulación y la energía que estas generan depende exclusivamente de la condición hidrológica de la cuenca y su estacionalidad.

Por otra parte, el nivel de generación hidráulica en un sistema eléctrica tiene un efecto sustancial en los precios del mercado spot, al aumentar la oferta de energía con menor costo. Lo anterior, produce un efecto de correlación que se ve reflejado en los ingresos que percibe la central, lo que motiva la discusión sobre la necesidad de establecer contratos de suministro.

Este trabajo busca incorporar la estocasticidad de la generación hidráulica de pasada y los precios de un sistema eléctrico, con el propósito de evaluar el efecto de un contrato de suministro eléctrico en proyectos energéticos de esta tecnología en el largo plazo, y así tomar decisiones eficientes basadas en indicadores estadísticos de riesgo e información actual del mercado.

1.1. Motivación

La principal motivación de este trabajo es establecer de forma clara las diferencias que se deben considerar al momento de definir el nivel de contratación óptima de una central hidroeléctrica de pasada, teniendo en cuenta las claras limitantes para el manejo del recurso base (agua) y también la operación misma del sistema.

En particular, este documento busca ser una respuesta para las interrogantes e inquietudes que surgen desde inversionistas e instituciones financieras al momento de decidir la aprobación o entrega de recursos para el desarrollo de proyectos de generación hidráulica de paso.

1.2. Antecedentes generales

En Chile los contratos de suministro eléctrico permiten a una empresa generadora comprometer parte de su producción futura a un precio fijo, eliminando la volatilidad intrínseca del mercado mayorista. Así, con este instrumento financiero, la empresa logra desacoplarse de factores estocásticos como lo son la condición hidrológica, variaciones en la oferta y demanda, precios de combustibles, etc.

Por otro lado, un contrato de suministro resulta tener un valor atractivo en materias de inversión, debido a que este garantiza la entrada de flujos que permiten solventar el costo de un proyecto en el largo plazo. Esto, ha generado que hoy en día la búsqueda de acuerdos de adquisición de potencia para un proyecto de generación se vuelva imperativo.

A diferencia de una central convencional, como una térmica por ejemplo, las centrales hidráulicas de pasada no tienen manejo del recurso natural base para su operación, y cuando estas se encuentran en estados deficitarios, deben recurrir al mercado spot a un precio cualquiera;

siempre mayor que su costo de operación e incluso más alto que el precio de un contrato. De esta forma, puede afirmarse que la central hidráulica de pasada incurre en una acción claramente riesgosa al instaurar un contrato de suministro, especialmente en caso en que la generación de pasada posee una correlación negativa con los costos marginales del sistema.

Actualmente, la resolución de la problemática planteada se basa en un criterio de minimización de la volatilidad de los flujos futuros, a través de desviación estándar. Lo anterior, asume que los ingresos percibidos por cualquier empresa generadora siguen una distribución normal (o gaussiana), lo que no necesariamente se cumple.

1.3. Objetivos

El objetivo general de este trabajo es demostrar que los contratos de suministro para una central hidráulica de pasada, no necesariamente constituyen un mecanismo eficiente para la reducción del riesgo en que incurren las empresas generadoras al invertir en un nuevo proyecto de generación. Este documento busca, de igual forma, cuestionar el actual paradigma de contratación que manejan inversionistas y entes financieros, el que se basa en la experiencia con centrales termoeléctricas y asume que todas las tecnologías se encuentran afectas a una interacción similar con el Mercado Spot.

Así también, se busca establecer una metodología y/o procedimiento que permita incorporar sensibilidades, ya sea en el precio de un contrato o en las diferentes alternativas que se pueden constituir para mejorar el desempeño de la inversión, como lo pueden ser los portafolios diversificados de generación o la inclusión de grados de libertad en la temporalidad de los contratos.

Para lograr este último objetivo, se utilizarán como métricas de riesgo la desviación estándar y el *Conditional Value at Risk (CVaR)*; ambas conocidas y aceptadas por el mundo financiero. Con estas, se pretende plantear un problema de optimización que permita determinar la cantidad óptima de energía a ofrecer en un contrato para una central hidráulica de pasada. Con lo anterior, se busca formular un análisis comparativo entre las dos métricas mencionadas con el fin de determinar cual resulta ser más apropiada.

Como objetivo final, se plantea el documentar sobre la estructura del mercado eléctrico chileno, principalmente lo referente a los contratos de suministro y su importancia para el conjunto.

1.4. Alcances

Este trabajo se focaliza principalmente en encontrar la contratación óptima de una central hidráulica de pasada sobre la base de un sistema unilineal simplificado, motivo por el que no se consideran ni los efectos de la transmisión en los contratos (riesgo de retiro), ni el costo de los peajes asociados a este segmento. Asimismo, tampoco se considerarán los cambios introducidos en la nueva Ley de Transmisión Eléctrica.

Los retiros de los clientes son modelados de acuerdo al comportamiento de demanda total del Sistema Interconectado central (SIC), la que será ajustada de acuerdo a la generación máxima de la central a estudiar. Lo anterior, implica que no se realizarán proyecciones elaboradas para los

retiros a realizar por el cliente que suscribe el contrato al no representar un valor agregado para el presente trabajo.

Como se definió en los objetivos, el foco de este estudio está en el desarrollo de un modelo que permita encontrar el nivel de contratación óptima considerando su régimen, por lo que los resultados netamente numéricos serán dejados en segundo plano y se utilizarán, básicamente, para conseguir un refinamiento del modelo a través de distintos análisis de sensibilidad con respecto al resultado preliminar. No se encuentra dentro de los alcances de esta memoria el desarrollar o perfeccionar un modelo de despacho, motivo por el cual las proyecciones de precio presentadas serán solo referenciales.

El modelo de contratación no considerará los posibles pagos por potencia, pagos o ingresos por concepto de atributo ERNC, así como tampoco se realizarán ajustes de precio por polinomios de indexación en el horizonte de contrato.

1.5. Resumen Metodología

La metodología utilizada para alcanzar los objetivos y desarrollar el presente trabajo de título se basa en la utilización de datos reales de generación de centrales hidráulicas de pasada reales, junto con proyecciones de precios generadas a partir de un modelo de coordinación hidrotérmica (Software Ameba) con un horizonte de doce años, partiendo desde el año 2019 hasta el 2030. Se realizaron simulaciones con cuatro planes de obras de generación diferentes (considerando el plan central de la Comisión Nacional de Energía) con el propósito de estudiar las sensibilidades de los contratos ante distintos escenarios de expansión del sistema eléctrico nacional.

Con lo anterior, se procede a crear un sistema uninodal con una demanda proporcional a la del Sistema Interconectado Central, ajustada según la generación máxima de la central a estudiar. Así, se calcula el margen operacional de la central para los diferentes escenarios hidrológicos, considerando además un total de nueve escenarios de precios de combustibles y para un porcentaje de contratación entre 0 y 100%, con un precio de contrato fijo igual al valor esperado de los costos marginales en el horizonte de evaluación (hasta el 2030).

De forma alternativa se procedió a analizar centrales con diferentes regímenes de operación, con el objetivo de contrastar los resultados y obtener conclusiones de acuerdo a la correlación estacional que estas tienen con los costos marginales del sistema.

Con el fin de encontrar la contratación óptima, la optimización se basa en la búsqueda del nivel porcentual de energía que minimice el *Conditional Value at Risk* ($CVaR_\alpha$), con la intención de cubrir al proyecto frente a la ocurrencia de escenarios perjudiciales.

Con respecto al precio del contrato, el análisis se realiza desde la perspectiva en que la cantidad *es ofrecida* y el precio *es negociado*. Así, el contrato es valorizado, primero, a un *precio de mercado* en el que los ingresos esperados resultaron ser equivalentes para cualquier nivel de contratación. Así, el óptimo será aquel que implique un menor riesgo. No obstante, se realizan análisis de sensibilidad sobre el precio con el objeto de estudiar su efecto en la solución del problema.

En conjunto a lo anterior, también se analiza la opción de establecer contratos en bloques estacionales, con el propósito de disminuir -desde el punto de vista temporal- el nivel de exposición que significa cubrir un contrato de suministro. En consecuencia, se busca que el problema de optimización determine la cantidad a ofrecer en un contrato, y en qué etapa del año hacerlo, dado un grado de libertad predefinido.

2. Marco Teórico

2.1. Mercado eléctrico

Uno de los objetivos de este trabajo es mostrar cómo se estructura el mercado de contratos en Chile, y cómo es que las distintas empresas del segmento generación buscan establecer un mercado efectivamente competitivo, haciendo uso de su rol de productoras de energía eléctrica y a la vez de comercializadoras, ya sea con clientes regulados o libres.

En esta sección, se describen aspectos generales del mercado mayorista (Spot), haciendo énfasis en el marco institucional al cual está afecto, para luego realizar una descripción detallada de los dos tipos de mercados principales: uno dedicado a las transacciones físicas entre generadores, Mercado spot, y otro dedicado a contratos.

2.1.1. Mercado Mayorista o Spot

El mercado spot es un espacio dedicado a las transacciones físicas entre generadores, el que sigue una estructura tipo *pool*, lo que significa que todos los participantes de este colaboran para dar suministro al sistema, coordinados por un regulador. El principio que rige la operación de este mercado es el de *orden de mérito*, donde las unidades generadoras son despachadas desde aquella con el menor costo variable hacia arriba, hasta satisfacer la totalidad de la demanda y las pérdidas de transmisión. Así, cumpliendo los principios que dicta la *teoría marginalista* [1], el precio spot corresponde al costo variable de la última unidad despachada que sea capaz de cubrir un aumento instantáneo (*delta*) de requerimiento energético por parte del sistema.

El proceso para la determinación del precio spot, se inicia con la declaración de los costos variables de cada unidad emitidas por las empresas generadoras o *coordinados*, junto con las proyecciones de demanda horaria. A lo anterior, se deben agregar también las restricciones propias del sistema de transmisión, así como de igual forma, los requerimientos que permitan que la operación del sistema en general sea seguro¹.

Es importante recalcar que el despacho de las unidades del sistema es un proceso complejo que requiere una planificación mensual, semanal y diaria, donde además se debe tomar en cuenta conceptos tales como: tiempo de partida y apagado, mínimos técnicos, potencias máximas y requerimientos de reserva. El sistema debe resolver además la problemática de darle un valor oportuno a los recursos hídricos de embalses y administrarlos de forma óptima, lo que se denomina *Coordinación Hidrotérmica*.

En la Figura 1 se muestra un esquema de ejemplo para el despacho económico que realizan los CDEC, en base a una orden de mérito [2].

¹ El despacho de las unidades debe considerar (idealmente) la caída de la unidad más grande despachada (criterio N-1)

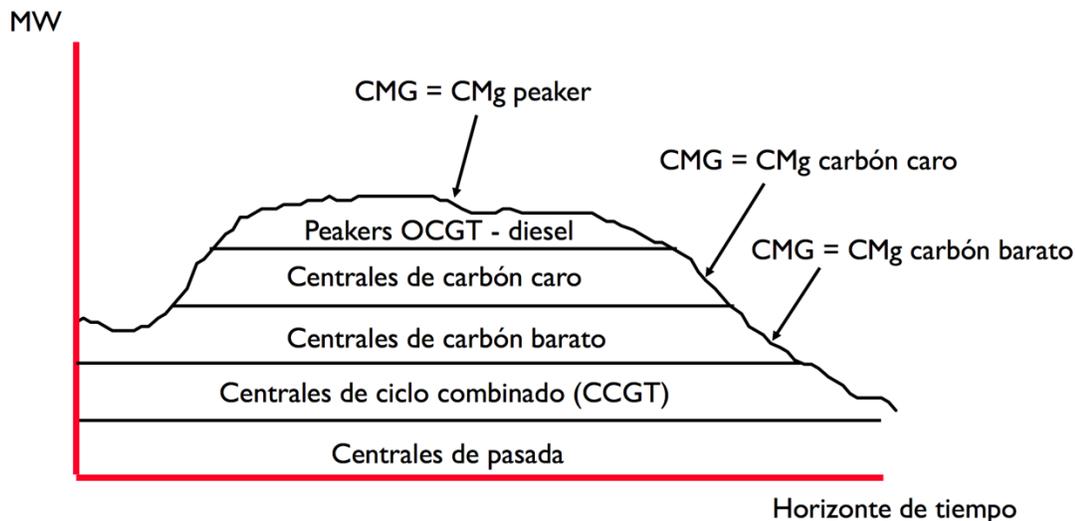


Figura 1: Ejemplo Orden de Mérito en Horizonte de Tiempo

Considerando lo mencionado anteriormente, el mercado mayorista o spot se estructura a partir de la compraventa de energía eléctrica entre las distintas empresas generadoras en un periodo dado. La legislación chilena no permite que los clientes finales participen de las transacciones de energía en el mercado spot, por lo que deben ser las empresas que prestan el suministro quienes deban representarlos en el proceso, por ejemplo, en caso de necesitar más energía de la que contrataron. Así, todo cliente, regulado o libre, debe establecer un contrato de suministro eléctrico para participar del mercado. [3]

Por otro lado, las empresas generadoras pueden percibir también los llamados *ingresos por potencia de suficiencia*, lo que básicamente significa que el sistema le paga a los coordinados por la cantidad de energía que estas pueden aportar en cualquier circunstancia, de acuerdo al promedio de las demandas máximas horarias, en cada una de las 52 semanas del año. Es decir, se trata de un nivel de potencia confiable que es capaz de entregar una unidad de generación dada una potencia de demanda determinada.

El cálculo de esta potencia de suficiencia se inicia desde la potencia nominal de las unidades generadoras del sistema, la que luego es recortada por la demanda máxima proporcional del sistema, lo que incluye un análisis probabilístico. Luego, se utiliza la estadística de disponibilidad de las centrales, con una ventana de cinco años para obtener el valor final de la potencia de suficiencia que es capaz de entregar una determinada unidad.

Los ingresos por potencia de suficiencia se valorizan al **Precio de nudo de potencia**, de la barra troncal más cercana. Este valor se calcula cada seis meses y es declarado en el *Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo* que realiza la Comisión Nacional de Energía. Los ingresos son en base a 12 cuotas mensuales, ya que la potencia de suficiencia de las centrales se calcula una vez al año.



Figura 2: Resumen Teoría Marginalista Sector Eléctrico [4]

En la Figura 2, se muestra un resumen de lo anteriormente expuesto, asociado a la aplicación de la teoría marginalista en la estructura de precios del mercado mayorista energético nacional.

2.1.2. Mercado de Contratos

El Mercado Spot tiene como principal objetivo el configurar un espacio de transacción para los déficits y excedentes de generación. De manera adicional, éste permite valorizar de forma real las inyecciones y retiros de los participantes, por lo que no se encuentra diseñado para cumplir los requerimientos de la demanda de un cliente a un costo fijo. Debido a lo anterior, la mayor parte de la energía generada en los sistemas eléctricos nacionales se transa en el *Mercado de Contratos*.

A diferencia de lo que ocurre en el mercado mayorista, en el mercado de contratos se permite la participación activa de los clientes, los que son separados en dos categorías brevemente descritas a continuación: *Clientes Regulados* y *Clientes Libres*.

- **Clientes Regulados:** Corresponden a aquellos clientes que se encuentran en zonas de concesión pertenecientes a empresas del segmento distribución y que poseen una capacidad instalada menor a 5.000 kW. Este tipo de cliente se encuentra afecto a la Norma Técnica de Calidad y Servicio de la CNE, y el precio de su tarifa surge del Estudio de Fijación de Precios realizado por el mismo organismo cada cuatro años.

Los clientes regulados no tienen capacidad de negociación y no participan del mercado eléctrico, por lo que estos son representados únicamente por los entes reguladores y fiscalizadores que define el marco regulatorio nacional. No obstante, si en la zona de concesión existe algún cliente con potencia instalada mayor a 500 kW, este tendrá el

poder de elegir entre permanecer como cliente regulado, o bien negociar directamente con alguna empresa generadora y así pasar a ser cliente libre.²

- **Cientes Libres:** Corresponde a todo el segmento de clientes que no está sujeto a regulación de precios. Esto implica que los precios se negocian directamente con las empresas generadoras junto con los términos de calidad de suministro. Los clientes libres son principalmente del tipo industriales y mineros, quienes además requieren de infraestructura adicional en transmisión.

Como puede desprenderse de lo anterior, dependiendo del tipo de cliente es como se configura la estructura de competencia en cada uno de estos sub-mercados. Así, desde la promulgación de la Ley Corta II (Ley 20.018), los mecanismos para establecer contratos para clientes en zona de concesión se realizan en base a licitaciones públicas y abiertas, donde los resultados de estas se utilizan para determinar el Precio de Nudo de Largo Plazo, que corresponde a uno de los indicadores que se utilizan para fijar el precio que se traspasará finalmente a los clientes regulados³.

Debido a que los Estudios de Fijación de Precios de la CNE se realizan cada cuatro años, las empresas distribuidoras tienen como obligación el poner en licitación sus consumos proyectados para, al menos, los siguientes tres años. De esta forma, las bases de licitación son elaboradas en conjunto por las empresas distribuidoras licitantes, quienes deben proveer a los concursantes de toda la información necesaria como lo son puntos de retiro, proyección de consumos reactivos, niveles de tensión, etc. Además, las bases deben estar aprobadas por la Comisión Nacional de Energía.

Por otro lado, los clientes no regulados gozan de plena libertad para establecer contratos con cualquier generador, a cualquier precio, con la única salvedad de que los contratos deben ser notificados previamente al CDEC encargado.

De esta forma, puede decirse que los contratos representan una forma de desligarse de la operación física del sistema por parte de los clientes. Así, estos últimos aseguran su suministro eléctrico sin importar si la energía que ellos retiran del sistema pertenece o no a su proveedor.

2.2. Teoría de contratos

En el contexto de los mercados eléctricos, los contratos por producción de energía eléctrica y los contratos de suministro eléctrico representan un instrumento financiero al que se pueden suscribir tanto las empresas generadoras de energía eléctrica como los clientes, ya sean empresas distribuidoras o clientes libres, con la finalidad de protegerse de la volatilidad del mercado. Así, los generadores buscan adjudicarse contratos como un escudo ante costos marginales bajos, y a su vez, los clientes libres buscan protegerse de precios altos en el futuro. Con esto, los distintos

² La legislación permite este cambio de régimen para clientes con potencia mayor a 500 kW, con la condición de permanecer al menos cuatro años en él. Esto se introdujo en la *Ley Corta II*.

³ Otro factor importante se trata del Precio de Nudo de Corto Plazo, el que es calculado por la CNE de forma semestral en los meses de Abril y Octubre de cada año.

agentes involucrados en el negocio de la producción de electricidad pasan a actuar como *comercializadores de la energía*.

No obstante, debido a que los costos marginales del sistema están afectados a factores altamente estocásticos como lo son las hidrologías, así como otros que dependen a su vez de elementos tanto ambientales como político-económicos, dígame precios de combustibles o variaciones en índices de precios al consumidor por nombrar algunos, establecer el precio y la cantidad de un contrato es una tarea que debe lidiar con el factor riesgo de manera inherente, dadas las obligaciones suscritas y la estructura del mercado energético nacional.

2.2.1. Acuerdos de adquisición de potencia (PPA)

Un acuerdo de adquisición de potencia (*Power Purchase Agreement*, PPA por sus siglas en inglés), se trata de un instrumento financiero que se utiliza con el fin de controlar el riesgo incurrido al emprender un proyecto de generación eléctrica. Así, en términos generales, podemos decir que un PPA es un contrato en el que el vendedor (empresa generadora) se compromete a inyectar en la red la energía que genere, y el comprador a consumirla bajo unos términos contractuales que pueden o no restringir el despacho de dicha energía en un mercado liberalizado. Este tipo de contrato suele ser a largo plazo (v.g., la vida útil de la planta). Durante este tiempo, el comprador paga por la disponibilidad de las plantas y por la energía que se genere, con una tarifa binómica pactada libremente.

Una vez terminado el contrato, el dueño de la planta puede quedar en libertad de ofrecer la energía comprometida en el mercado, al igual que el comprador de adquirirla a cualquier agente generador. Contar con un PPA en el sector eléctrico supone cubrir el riesgo de mercado a largo plazo a un precio razonable para ambas partes. Constituye asimismo una alternativa adecuada para asegurar un determinado nivel de garantía de suministro y *fomentar la inversión en generación*. [5]

Por tanto, podemos entender que el valor del contrato radica en la diferencia entre el precio del contrato suscrito y el precio del mercado *spot* o mayorista. Este valor se puede expresar mediante la siguiente ecuación (1).

$$Valor\ PPA = \sum_{t=S}^{S+l} \frac{(P_C - P(t))}{(1+i)^t} \quad (1)$$

En donde efectivamente este se representa en forma de suma con respecto al tiempo, la diferencia entre el precio de compra/venta P_C y el precio de mercado⁴ $P(t)$, el que tiene una naturaleza marcadamente estocástica. La ecuación también toma en cuenta la valorización del dinero (o capital) en el tiempo, trayéndolo a Valor Presente Neto (VPN) con una tasa de descuento de i , considerando que el contrato se pacta en el año S y tiene una duración de l años.

En términos concretos, existen más variables que permiten valorizar un contrato de suministro, las cuales se enumeran a continuación:

⁴ Se asume, por simplicidad, una potencia base de 1 MW

- Cantidad de energía producida a futuro
- Cantidad de energía transada
- Costos asociados (precios de combustibles, CPI)
- Precios de mercado Spot
- Particularidades del contrato (forward, cláusulas, riesgos y/o sobrecostos)

En consecuencia, para estimar el valor del contrato es imperativo contar con un modelo que permita simular el precio de mercado spot en diversos escenarios (proyecciones de precios). En otras palabras, se necesita un modelo de despacho económico que determine las condiciones futuras de operación de la central (o conjunto de centrales) en una ventana considerable de tiempo (años) en base a bloques [2].

2.2.2. Contratos de suministro eléctrico

La legislación eléctrica chilena (DFL-4) reconoce los contratos de suministro eléctrico como aquellos en los que el cliente asegura un nivel de suministro y el vendedor tiene la obligación de proveerlo, sin importar si la energía retirada por el primero es fruto de la producción del segundo. De esta forma, el déficit o los excedentes de generación deben ser transados en el mercado spot por la empresa generadora.

Se define como Margen Operacional de un generador el ingreso que este percibe producto de la operación económica de sus unidades de generación. En este ítem se combinan los roles tanto de productor de energía eléctrica como el de comercializador.

Dado que la facturación de las empresas generadoras se realiza de forma mensual, pero con granularidad horaria—es decir, se efectúa la ponderación entre energía inyectada y costos marginales de la barra respectiva para cada hora h —el ingreso por ventas al mercado spot o por concepto de producción de la energía, se encuentra dada por la ecuación (2).

$$Mg_{spot} = \sum_{h=1}^H G_h \cdot CMg_h^{iny} + P_{SUF} \cdot Precio_{Nudo} - CV \cdot \sum_{h=1}^H G_h - Peajes^{iny} \quad (2)$$

Donde:

- G_h : Generación en la hora h .
- CMg_h^{iny} : Costo marginal del sistema, en la barra de inyección, en la hora h .
- H : Total de horas en el mes.
- P_{SUF} : Potencia de suficiencia de la central.
- $Precio_{Nudo}$: Precio de nudo de la potencia, valorizado en la barra troncal más asociada.
- CV : Costo variable de la central (asumido constante).
- $Peajes^{iny}$: Pago por peajes de transmisión de la energía eléctrica.
- Mg_{spot} : Margen operacional mensual de ventas al mercado spot.

Debido a que en los alcances de este trabajo se indicó que no considerarían en el modelamiento los ingresos por potencia de suficiencia ni los costos por peajes de transmisión, el margen operacional puede ser simplificado como puede apreciarse en la forma presentada en (3):

$$Mg_{spot} = \sum_{h=1}^H G_h \cdot (CMg_h^{iny} - CV) \quad (3)$$

En donde podemos ver que los ingresos por concepto de producción de la energía dependen de la diferencia entre el costo marginal de la barra de inyección y el costo variable de generar un MWh de energía. Por consiguiente, en tanto se cumpla que $CMg_h^{iny} > CV$, la central tendrá utilidades solo por operar de forma coordinada en el sistema. Luego, si además se tiene en cuenta que, dadas las políticas de despacho económico de las centrales, el costo marginal de la barra de inyección debe ser al menos igual que el costo variable de una central despachada (central margina), entonces, el mínimo valor que puede tomar la expresión (3), es cero.

Es directo apreciar también que tanto la generación de una central como el costo marginal de la barra en donde ésta inyecta, son variables con una fuerte naturaleza estocástica. Más aún si se tiene en cuenta que dadas las condiciones del despacho económico, éstas puedan estar correlacionadas fuertemente, de forma positiva o negativa, dependiendo del tipo de tecnología. Con esto, se evidencia que no es posible obtener un ingreso fijo como mero producto de inyectar energía al mercado spot, ya que el margen operacional puede tomar valores extremadamente variables.

Por otro lado, el margen mensual obtenido, considerando la participación de la empresa (o central) en el negocio de comercialización de la energía, se encuentra dado por (4).

$$Mg_{Com} = Q_C \cdot P_C + Q_{Potencia} \cdot P_{Pot_c} - \sum_{h=1}^H E_h^{ret} \cdot CMg_h^{ret} - Peaje^{ret} - P^{ret} \cdot PNP \quad (4)$$

Donde:

- Q_C : Energía vendida durante el mes.
- P_C : Precio de contrato de la energía.
- $Q_{Potencia}$: Potencia vendida por contrato.
- P_{Pot_c} : Precio de contrato de la potencia.
- E_h^{ret} : Energía retirada en el mes.
- CMg_h^{ret} : Costo marginal de la energía en la barra de retiro, para la hora h .
- $Peaje^{ret}$: Peaje por retiro de energía (pago a la transmisión).
- P^{ret} : Potencia retirada en el mes.
- PNP : Precio de nudo de la potencia.
- Mg_{Com} : Margen por concepto de comercialización de la energía.

Nuevamente, dejando a un lado los ingresos y costos asociados tanto a peaje como a potencia, el margen operacional por concepto de comercialización se puede aproximar según (5), en su

forma general (dependiendo de la granularidad del balance), considerando que la energía retirada es equivalente a la energía del contrato:

$$Mg_{Com} = Q_C \cdot P_C - \sum_{h=1}^H E_h^{ret} \cdot CMg_h^{ret} \quad (5)$$

Lo anterior demuestra que, a pesar de tener un contrato de suministro, una empresa nunca deja de interactuar con el mercado Spot, y a su vez, que el valor económico que representa el contrato estará fuertemente dado por la evolución de los costos marginales en el futuro y la forma en como estos se relacionan con un posible precio de contrato.

Del mismo modo, existe de forma inherente un segundo factor de riesgo relacionado con la cantidad de energía comprometida en el contrato Q_C . Esto se debe a que, si la operación del sistema en cuanto a su precio resulta ser negativa para el contrato, los efectos adversos pueden ser aún peores si la cantidad pactada en contratos es demasiado alta.

Finalmente, tomando un sistema uninodal y por tanto $CMg_{ret} = CMg_{iny} = C_{Mg}$, el margen operacional total MO (suma de comercialización y spot) será el que se muestra en (6), suponiendo que la suma de retiros es igual a la energía comprometida Q_C :

$$MO = P_C \cdot Q_C + C_{Mg}(G_H - Q_C) - G_H \cdot CV \quad (6)$$

Si se asume que el precio del contrato corresponde al valor esperado del costo marginal en el horizonte de contratación, para todos los escenarios ($P_C = \mathbb{E}[C_{Mg}]$), y al aplicar el operador *Esperanza* a la expresión mostrada en (6), se obtiene:

$$\mathbb{E}[MO] = \mathbb{E}[C_{Mg}] \cdot Q_C + \mathbb{E}[C_{Mg}(G_H - Q_C)] - \mathbb{E}[G_H] \cdot CV \quad (7)$$

$$\mathbb{E}[MO] = \mathbb{E}[MO(Q_C = 0)] = \mathbb{E}[G_H \cdot C_{Mg}] - \mathbb{E}[G_H] \cdot CV \quad (8)$$

De la ecuación (8) es directo notar que el valor esperado del margen operacional total coincide con el de las ventas al mercado spot, por lo que se desprende que, para un precio de contrato igual al valor esperado de los costos marginales proyectados, el nivel de contratación es indiferente en términos de *promedio de los ingresos*, mas no así en términos de *riesgo*.⁵

En consecuencia, uniendo las expresiones (7) y (8), y definiendo $\Delta P_{eq} = P_C - P_{eq}$, con $P_{eq} = \mathbb{E}[C_{Mg}]$, el margen operacional queda en la forma expresada según (9):

$$\mathbb{E}[MO] = Q_C \cdot \Delta P_{eq} + \mathbb{E}[MO(Q_C = 0)] \quad (9)$$

Con lo anterior, se demuestra que la diferencia entre el precio del contrato establecido con respecto al denominado *precio de equilibrio*, equivalente al valor esperado de los precios spot en

⁵ Para obtener el resultado mostrado en (8), se asume que los costos variables se mantienen fijos en el horizonte del contrato.

el horizonte de contratación, lo que se traduce en un *premio* en ingreso (en caso de ser positiva), o en un *castigo*. El objetivo así, es que la decisión tomada en base a mínimo riesgo sea coherente en relación al nivel de ingreso que uno espera obtener o ceder.

En la Figura 3 se grafica la disyuntiva a la que se enfrentan las empresas que poseen activos en el segmento generación [2] :

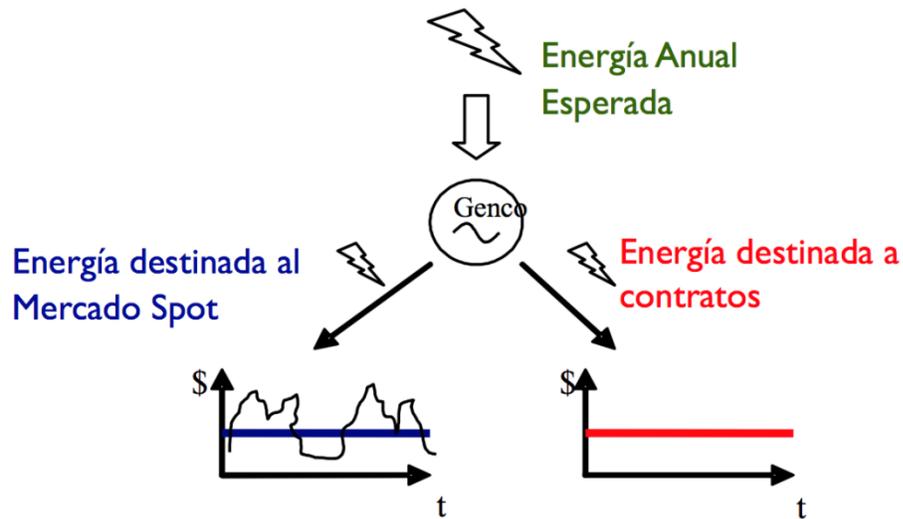


Figura 3: Diagrama Spot vs Contratos

2.2.3. Contratos de producción de energía eléctrica

Los contratos de producción de energía eléctrica son una alternativa a los contratos de suministro, en los cuales se acuerda vender a otro comercializador la energía generada a un precio a definir entre las partes que lo suscriben. Para este tipo de contrato, los ingresos percibidos toman la forma mostrada en (10):

$$MO_{Prod} = G_H \cdot P_C \quad (10)$$

En este caso, P_C es el precio del contrato de producción, donde podemos evidenciar que el valor del contrato toma la forma mostrada en (1), razón por la cual es de vital importancia que las proyecciones de precios contengan los supuestos y el modelamiento adecuado.

No obstante, se puede ver de forma intuitiva que los contratos de producción solucionan el problema de la variabilidad del precio, pero no el de la generación. Con esto, se recae en la problemática de tener flujos de caja bajos en aquellos escenarios en que la generación es deficiente. En síntesis, puede decirse que los contratos de producción son instrumentos ideales para aquellas generadoras que conocen con alto nivel de certeza sus perfiles de generación futuros, como lo son, por ejemplo, las centrales solares fotovoltaicas.

2.2.4. Contratos en Centrales térmicas

Tal como se mostró en la Figura 1, los resultados del despacho económico provocan que durante muchos periodos de tiempo las centrales térmicas se encuentren *desplazadas* en la orden de mérito, por lo que estas no inyectan energía al sistema. Debido a esto, el vender la energía al mercado spot es una alternativa que conlleva un riesgo elevado para una central térmica, ya que en situaciones extremas (años muy lluviosos), la generación de estas es mínima, y por ende, también lo son sus ingresos.

Los contratos de suministro son altamente apetecidos por las centrales térmicas, puesto que éstas tienen la capacidad de administrar el recurso que utilizan para generar, y en caso de no resultar despachadas, pueden comprar energía al sistema para cumplir sus compromisos siempre a un precio *menor que su costo variable de generación*.

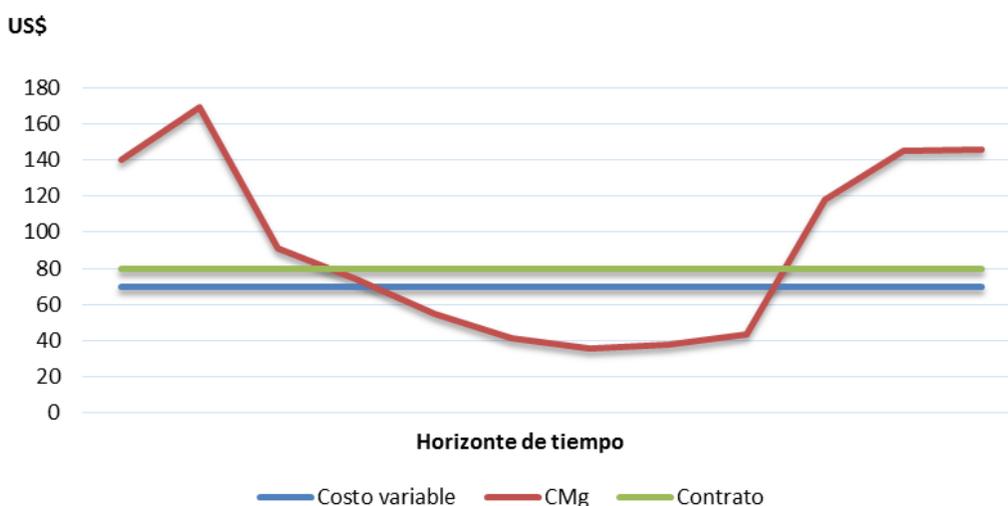


Figura 4: Gráfico Precios Central Térmica

En la Figura 4, se muestran en un mismo gráfico los costos marginales del sistema, el costo variable de una central térmica referencial y el precio de un posible contrato. De acuerdo a la estructura del mercado nacional, cuando el costo variable de la central es mayor que el costo marginal del sistema, la central compra energía a precio spot, el cual es menor que el precio del contrato suscrito. Por otro lado, cuando el costo variable de la central es menor que el costo marginal del sistema, la central pasa a generar a un costo por MWh, menor que el precio del contrato. En otras palabras, si una central térmica es capaz de establecer un contrato de suministro por un precio mayor que su costo variable de generación, el balance para ésta siempre será positivo por el hecho de que su disponibilidad a generar solo depende de la operación del sistema y no del nivel de acceso a su fuente combustible.

También es directo verificar que, si la central térmica no se adjudica un contrato, sus ingresos dependerán solo de la energía que ésta inyecte al sistema, es decir que, en este caso particular, la central no percibirá ingresos durante varios periodos de tiempo. Es en este punto donde se puede identificar un fuerte factor de riesgo para las centrales térmicas.

2.2.5. Contratos en Centrales hidráulicas de pasada

A diferencia de las centrales térmicas, las centrales hidráulicas de pasada no poseen la capacidad de administrar su recurso, pues estas dependen de la condición hidrológica de la cuenca en la que se encuentren.

A modo de ilustración, supongamos una central hidráulica de paso con una potencia instalada P_{INS} , que vende toda su energía a precio spot. Por consiguiente, sus ingresos estarán dados por la ecuación (11), asumiendo que su costo variable es cero:

$$MO = G_H \cdot C_{Mg} \quad (11)$$

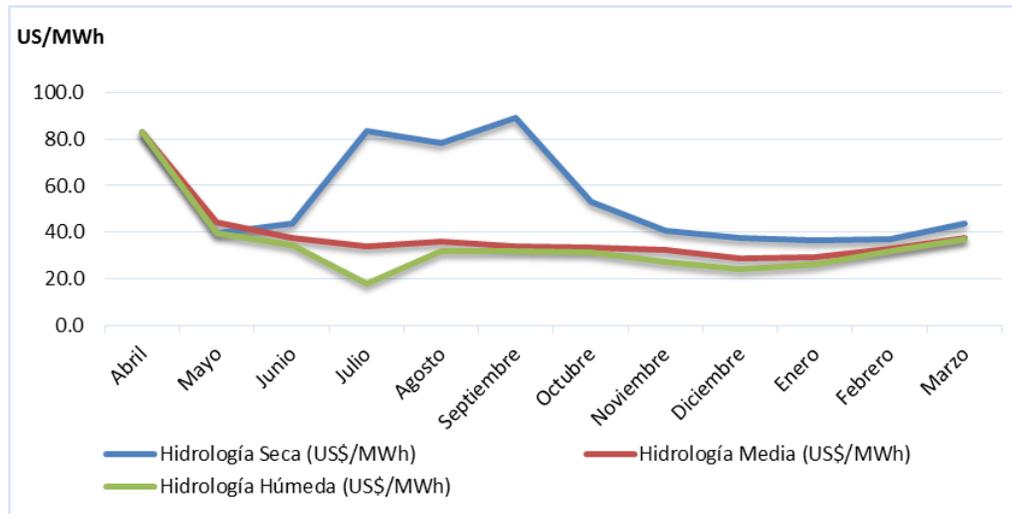


Figura 5: Efecto Hidrológico en Costos Marginales, Proyección CDEC SIC

Por otro lado, es sabido que existe una correlación negativa *hidrológica* entre la generación hidráulica de pasada y los costos marginales del sistema, tal como se puede apreciar en la Figura 5. En consecuencia, y volviendo a la expresión (11), para escenarios en que la generación es alta, los costos marginales del sistema serán bajos y el ingreso total por las ventas de energía se verá mermado. Del mismo modo, si se enfrenta un escenario con baja generación (hidrología seca), los costos marginales tenderán a ser más altos, pero debido a la escasa producción, el ingreso tampoco sería el deseado.

Un contrato de suministro es útil en el primer caso, ya que ayuda a protegerse de los precios bajos del mercado spot en hidrologías húmedas, mientras que en el segundo el contrato ayuda a evitar flujos de caja pequeños. Sin embargo, las centrales de pasada deben acudir al mercado spot para satisfacer su convenio en caso que su generación propia sea menos que la energía comprometida, pero producto de que las centrales de paso se encuentran en la base de la orden de mérito (Figura 1), cada vez que estas compren energía al sistema, será a un precio mayor que el de su costo variable (que puede ser asumido como cero).

Llevando todo lo anterior a números, si una central hidráulica de pasada genera en promedio 50 GWh mensual y establece un contrato por toda esa cantidad; al generar (por ejemplo) solo 20 GWh en un mes, deberá acudir al mercado spot para comprar todo el resto, muchas veces a un precio mayor al de su contrato. Una situación como la anterior es capaz de producir un escenario de *default*⁶ para una empresa y puede llevarla incluso a la quiebra.

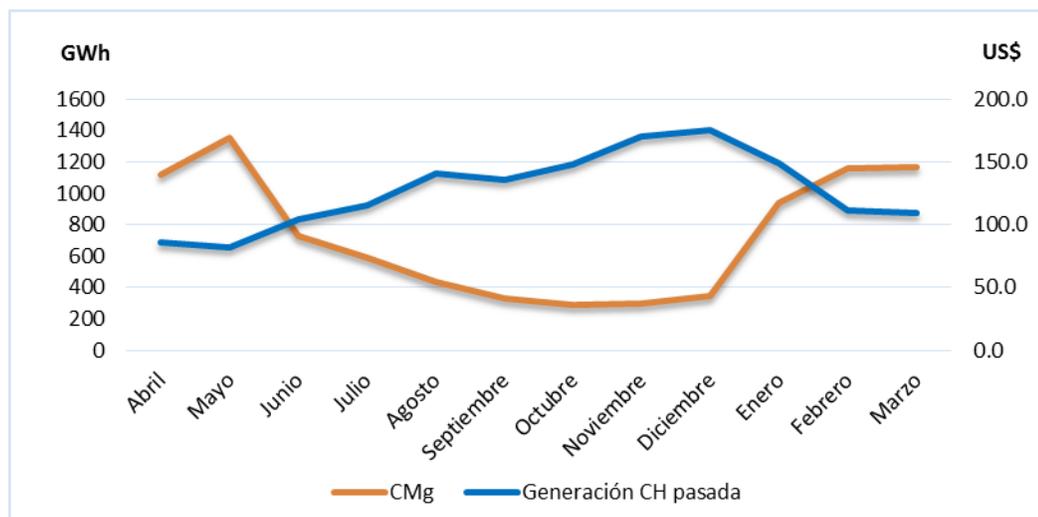


Figura 6: Costos Marginales vs Generación Hidráulica Pasada (Año 2015, CDEC SIC)

Esto último es especialmente crítico para las centrales de pasada de régimen pluvial, ya que tal como se muestra en la Figura 6, el grueso de la generación hidráulica en Chile se produce en invierno y primavera, por lo que este tipo de centrales se encuentran, además, afectas a una correlación negativa *estacional* con los costos marginales en hidrologías húmedas.

Así, cuando una central pluvial se encuentra generando a un gran nivel, coincide con que el resto de las centrales del sistema también lo están, por lo que los costos marginales del sistema serán muy bajos y se producirá un costo de oportunidad sobre la valorización de los excedentes que la central produce. Luego, si la misma central se halla en un periodo del año en el que espera baja generación (verano), el resto de las centrales de pasada tampoco estarán generando, y por ende, habrá un bajo desplazamiento de generación térmica y los precios del mercado spot serán altos precisamente en el momento en que se deberá acudir a él para adquirir el déficit de generación con respecto a su contrato.

De esta forma, es posible concluir que la contratación para centrales hidráulicas de pasada es un asunto delicado desde el punto de vista financiero, y las decisiones tomadas en este ámbito suelen ser de largo plazo (décadas inclusive). Considerando lo anterior, la cuidadosa evaluación de cada uno de los escenarios que se pueden producir en el horizonte de tiempo que dura el contrato se vuelve imperativa en conjunto a una cuantificación del riesgo asociado a estos.

⁶ Se refiere a aquel escenario en que una empresa no es capaz de pagar el crédito que dio origen a su financiamiento a través de los ingresos que este mismo genera.

2.3. Métricas de riesgo

Riesgo es una medida acerca de la probabilidad y severidad que puede llegar a tener un efecto adverso hacia la propiedad, salud o el ambiente. El riesgo es muchas veces estimado como la expectativa matemática de las consecuencias que puede tener la ocurrencia de un evento adverso y es por eso que, muchas veces, se calcula como el producto entre la probabilidad de ocurrencia del evento y sus consecuencias. De esta forma, el manejo del riesgo implica de manera previa una evaluación de este, seguido de un permanente ejercicio de control.

El proceso de evaluar el riesgo de alguna actividad, proyecto o transacción se basa generalmente en la aceptación de diversos axiomas de racionalidad como lo son la continuidad, substitución, monotonía e independencia. Dado lo anterior, el propósito de un análisis cuantitativo del riesgo es el de determinar los posibles valores que puede llegar a tener un escenario adverso y así calificar de forma cualitativa el nivel de daño ocasionado. [6]

Los proyectos energéticos poseen de manera intrínseca una fuente de riesgo para instituciones financieras, compradores y vendedores. Estos riesgos pueden ser calificados en diversas categorías y son principalmente de tipo comercial, regulatorio y de fuerza mayor. De esta forma, resulta esperable que el riesgo sea cubierto en su mayoría por aquella parte que puede manejarlo con menor dificultad. El mercado energético nacional reconoce lo anterior, y es en parte por eso que son los generadores quienes deben responder por los retiros de sus clientes en cualquier circunstancia.

Esto reviste especial relevancia al considerar las abiertas diferencias que existen al momento de establecer un contrato entre una central térmica y una central hidráulica de pasada, tal como se describió en la sección 2.2.5, por lo que resulta fundamental que la cantidad de energía a destinar para ese contrato se obtenga del resultado de un problema de optimización, el cual en base a datos históricos, ejercicios de simulación y restricciones técnico-económicas, recomiende el mejor contrato posible y que, a su vez, someta a diferentes niveles de stress el balance de la empresa generadora o al inversionista que financia el proyecto.

En esta sección se presentan diferentes métricas de riesgo utilizadas en el mundo financiero sobre las cuales es posible plantear un problema de optimización, acompañadas de argumentación hecha en base a un análisis comparativo y teórico para así indicar cuál de todas es la más conveniente para definir el nivel de contratación de una central hidráulica de pasada.

2.3.1. Coeficiente de Variación del Ingreso

El Coeficiente de Variación del Ingreso se define como la raíz cuadrada de la varianza del ingreso (desviación estándar) dividido por el valor esperado de este último. Esta formulación, permite plantear un problema de optimización en donde, simultáneamente, se maximiza el ingreso esperado y se reduce su variabilidad si se plantea como una minimización. En (12) se presenta la definición del coeficiente de variación en forma de ecuación:

$$Coef_{var} = \frac{\sigma^2 [MG_o]^{\frac{1}{2}}}{\mathbb{E}[MG_o]} \quad (12)$$

Si se reemplaza la expresión para el ingreso por la antes presentada en (6) con costo variable de generación nulo, el problema de optimización puede ser planteado según se muestra en (13) :

$$Coe\text{f}_{var} = \frac{\sigma^2 [P_C \cdot Q_C + C_{Mg}(G_H - Q_C)]^{\frac{1}{2}}}{\mathbb{E}[P_C \cdot Q_C + C_{Mg}(G_H - Q_C)]} \quad (13)$$

Así, si se fija el precio de contrato como el valor esperado de los costos marginales y se cuenta, además, con una proyección de precios futuros y un perfil de generación, es posible encontrar un óptimo para Q_C que minimice el coeficiente de desviación del ingreso.

Sin embargo, la minimización asociada a desviación estándar posee varias desventajas desde el punto de vista del riesgo, principalmente debido al mensaje que se le envía al problema de optimización. Esto quiere decir que, al plantear una minimización como la presentada en (13), solo se está buscando que los ingresos se acerquen, considerando las restricciones, a un nivel de ingreso medio.

De esta forma, para una distribución de los posibles ingresos en distintos escenarios, los valores que se encuentran a la derecha de la media μ (Figura 7), corresponden a casos en donde se está obteniendo una utilidad mayor a la esperada, siendo esto positivo para la empresa o proyecto. En consecuencia, el coeficiente de desviación no permite indicar a simple vista cuál es el efecto inmediato que tiene un alza en esta métrica para la decisión de inversión, debido a que este valor puede estar asociado a variaciones tanto positivas como negativas.

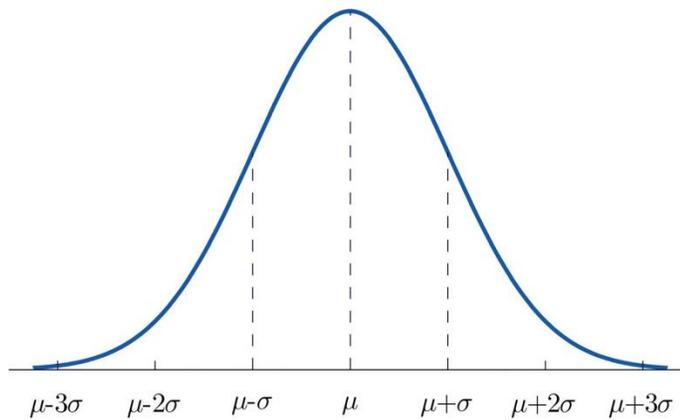


Figura 7: Ejemplo Distribución Normal

Asimismo, una baja desviación estándar no descarta la posibilidad de que se produzcan escenarios extremos que generen una situación de *default* para la inversión o proyecto. Con lo anterior, surge además el problema derivado del hecho de que la optimización bajo el criterio de desviación solo tiene sentido cuando se enfrentan distribuciones normales, puesto que, si las colas de éstas no son simétricas con respecto al valor medio, se puede caer en una subestimación del riesgo a medir.

Matemáticamente, dada una función de costos (o pérdidas) cualquiera Y , que a su vez tiene asociada una función de distribución F_Y , esto implica que dado un valor u , $F_Y(u) = \mathbb{P}\{Y \leq u\}$. Luego, si se define a F_Y^{-1} como la función inversa de la distribución, es directo afirmar que $F_Y^{-1}(v) = \min\{u : F_Y(u) \geq v\}$. De la anterior se omitirá el subíndice Y a fin de simplificar la notación.

Con esto, para un nivel de confianza α , el VaR_α se define según (14):

$$VaR_\alpha(Y) = F^{-1}(\alpha) \quad (14)$$

Si los retornos históricos de un conjunto n de activos se agrupan en un histograma, es posible visualizar el VaR como el valor monetario que coincide con el punto de dominio de $1 - \alpha$ en las frecuencias de dicho histograma, siendo α el grado de significancia con el que se pretende calcular el *Value at Risk* [7]. Es decir, el VaR no es más que el percentil más pequeño de orden α de la distribución de pérdidas asociadas a la posición financiera Y .

Si se asume una distribución normal (o gaussiana) para los retornos, matemáticamente, el VaR se define según (15), es decir, como *el límite superior de la integral de la función de retornos esperados*⁸:

$$\int_{-\infty}^{E[r]-VaR} r(s)ds = a \quad (15)$$

En donde a corresponde al área de pérdida de la función de retornos para el nivel de significancia definido previamente. Lo anterior se describe gráficamente en la Figura 9:

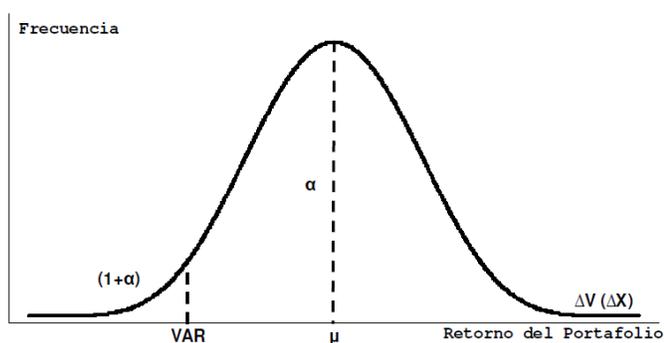


Figura 9: Descripción Gráfica VaR

En el caso particular en que los ingresos o retornos se distribuyen de forma gaussiana, el VaR también se puede calcular de forma paramétrica con una ecuación directa, sin necesidad de agrupar los datos en un histograma de frecuencias. En (16), se muestra la fórmula paramétrica que permite calcular el *Value at Risk* de los retornos de un activo dado un intervalo de tiempo Δt ,

⁸ Cita textual del libro *Estudios de economía* por Christian A. Johnson [7]

un área de pérdida asociada a un nivel de significancia α , y la desviación estándar de los retornos σ .

$$VaR_{\alpha} = \alpha \cdot \sqrt{\sigma^2 \cdot \Delta t} \quad (16)$$

Según definió Artzner [8], una métrica de riesgo se dice que es coherente si cumple con las siguientes propiedades:

1. **Homogeneidad positiva:**

Si ρ es una métrica de riesgo, se dice que ésta cumple con homogeneidad positiva si al incrementarse el activo por un factor λ , la métrica también lo hace i.e. $\rho(\lambda x) = \lambda \rho(x)$.

2. **Monotonicidad:**

Si dos activos x e y se relacionan según $x \leq y$, esto debe implicar que $\rho(x) \geq \rho(y)$. Es decir, si un portafolio x posee un mayor retorno que y , su riesgo debe ser mayor.

3. **Invarianza Transicional:**

Si la totalidad de los activos se desplazan en un valor α la métrica debe cumplir $\rho(x + \alpha) = \rho(x) + \alpha$.

4. **Subaditividad:**

$\rho(x + y) \leq \rho(x) + \rho(y)$. La suma de portafolios o activos no debe incrementar el riesgo.

La condición de subaditividad resulta excluyente al momento de evaluar portafolios de inversión, dado que esta es la propiedad que interactúa directamente con el concepto de *diversificación*, el cual consiste a su vez en que el riesgo debe disminuir, o por lo menos no aumentar cuando se unen niveles de riesgos individuales.

Siguiendo la lógica planteada anteriormente, la subaditividad refleja la expectativa de que los riesgos usualmente se diversifican cuando se unen. La igualdad sólo se cumpliría cuando todos los factores de riesgo subyacentes se mueven conjuntamente, caso en el cual el riesgo global del portafolio sería igual a la suma de los riesgos que lo conforman. El no cumplimiento de la condición de subaditividad podría inducir, por ejemplo, a los agentes que operan en un intercambio organizado a separar sus inversiones para reducir sus riesgos y de esta manera no tener en cuenta los co-movimientos de las rentabilidades, lo que podría generar que ninguna de ellas esté cubierta, y entonces producir un riesgo adicional no internalizado. [9]

Bajo estas definiciones, se puede deducir que el *Value at Risk* no califica como una medida de riesgo coherente, ya que en particular no cumple con la subaditividad para distribuciones que no son *gaussianas*. Lo anterior se puede demostrar con el siguiente ejemplo⁹:

Si se consideran dos posiciones financieras idénticas P_1 y P_2 , en donde cada una tiene una probabilidad de pérdida (binaria) de 0,03, con un valor 10 si esta se produce y cero si no ocurre. Así, al calcular el valor del $VaR_{95\%}$, este toma un valor cero para ambas y, por otro lado, logra

⁹ Ejemplo obtenido de artículo de la *Revista Ingenierías* de la Universidad de Bogotá, del año 2015, documentando en la sección Bibliografía [11]

cumplir que $VaR(P_1) = VaR(P_2) = VaR(P_1) + VaR(P_2) = 0$. Luego, suponiendo que la probabilidad de que la pérdida se produzca para ambos es independiente, se tendrá:

- Una pérdida cero, con probabilidad $0,97^2 = 0,9409$
- Una pérdida de 20, con probabilidad $0,02^2 = 0,0009$
- Una pérdida de 10, con probabilidad $1 - 0,97^2 - 0,03^2 = 0,0582$

Por lo tanto, al calcular el $VaR_{95\%}$ de ambas posiciones unidas, este toma un valor igual a 10, el cual es mayor que la suma de los valores en riesgo de cada posición por separado. Este contraejemplo demuestra que el *Value at Risk* no es una medida de riesgo subaditiva y, por ende, no se considera como coherente.

No obstante, Artzner descubrió que el valor esperado de las distribuciones que conllevan pérdidas superiores al VaR, sí cumple con los criterios presentados anteriormente y se puede optimizar un portafolio de acuerdo a este indicador. Es así como se introduce el concepto de *Conditional Value at Risk (CVaR)*.

2.3.3. Conditional Value at Risk (CVaR)

El Valor en Riesgo Condicional surge como resultado del siguiente problema de minimización [10], en donde se utiliza la misma notación que en (14):

$$CVaR_{\alpha}(Y) := \inf \left\{ a + \frac{1}{1 - \alpha} \mathbb{E}[Y - a]^+ : a \in \mathbb{R} \right\} \quad (17)$$

A modo general, el *Conditional Value at Risk* es un indicador de riesgo que cuantifica el retorno esperado en la *cola de las distribuciones*. Se define como el valor esperado de los retornos, ingresos o pérdidas que se encuentren entre un valor umbral (*Value at Risk*) y el peor escenario posible. En la Figura 10 se muestra el significado del *CvaR* visto desde una función de pérdidas (inverso aditivo de los retornos o ingresos):

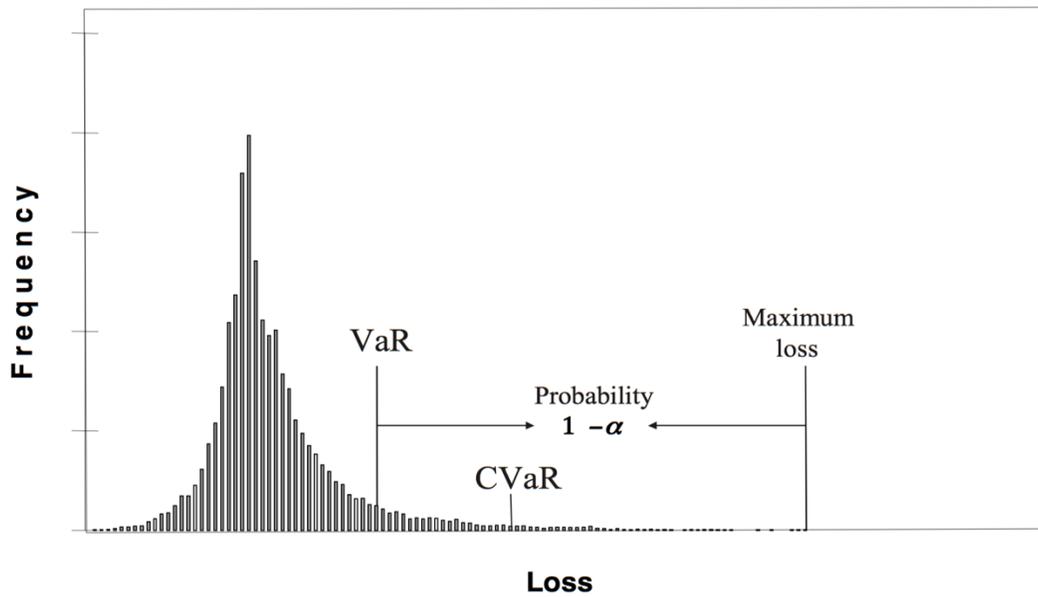


Figura 10: Descripción Gráfica $CVaR_\alpha$

De esta forma, matemáticamente el $CVaR_\alpha$ puede ser expresado según (18):

$$CVaR_\alpha(Y) = \mathbb{E}(Y|Y > VaR_\alpha(Y)) \quad (18)$$

El $CvaR$, como métrica de riesgo cumple con todos los requerimientos definidos por Artzner para ser calificado como un indicador coherente. A continuación, se enumeran una serie de ventajas que posee el *Conditional Value at Risk*, por sobre el resto de las métricas de riesgo:

- Es simple y conveniente, pues este corresponde a un solo valor.
- Es aplicable a todo tipo de distribuciones de pérdidas, incluso hacia aquellas que no son simétricas.
- $CVaR$ mide el riesgo más allá de lo que proyecta el VaR , por lo que se trata de una medida de riesgo más conservativa. En este sentido, dos activos pueden tener el mismo VaR , pero como este último se desentiende de lo que ocurre más allá de su valor, las colas pueden marcar una gran diferencia en cuanto a riesgo. Con lo anterior, el $CVaR$ es más confiable en cuanto a toma de decisiones.
- Es posible plantear un problema de optimización lineal en base a minimización del $CVaR$ [11] o incorporarlo como restricción.

El $CVaR_\alpha$ es una función convexa en el sentido que si se tienen dos variables aleatorias Y_1 e Y_2 , y dado un $0 < \lambda < 1$,

$$CVaR_\alpha(\lambda Y_1 + (1 - \lambda) \cdot Y_2) \leq \lambda \cdot CVaR_\alpha(Y_1) + (1 - \lambda)CVaR_\alpha(Y_2) \quad (19)$$

Este último punto reviste gran significancia, guardando directa relación con el hecho de que el $CVaR$ es una medida de riesgo que resulta ser *subaditiva* para todo tipo de distribuciones. La convexidad del $CVaR$ se puede apreciar en la Figura 11:

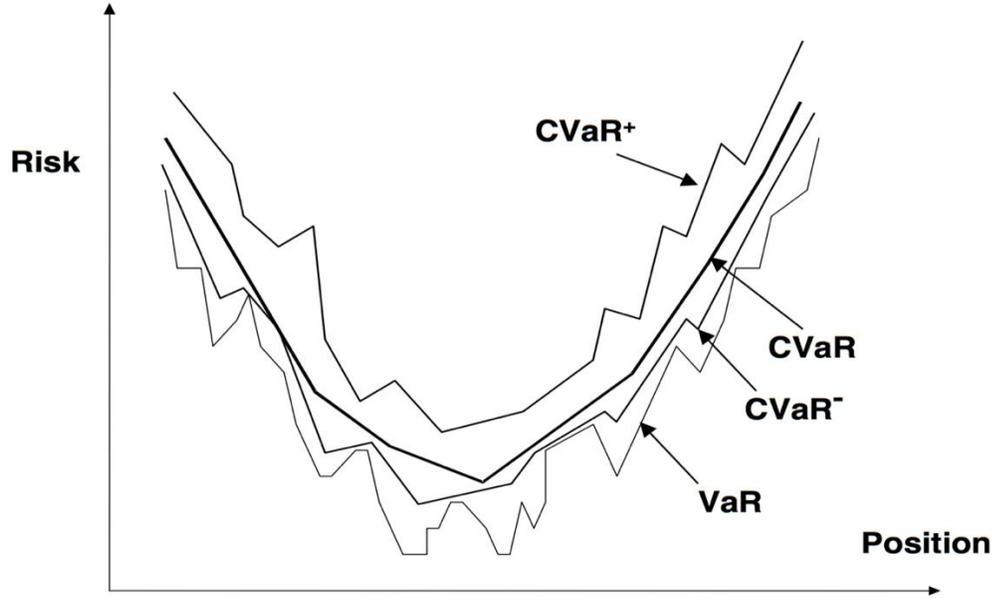


Figura 11: $CVaR$ Como Función Convexa de Variable Aleatoria (Activo)

Donde $CVaR^+$ (*Upper CVaR*) corresponde al promedio de las pérdidas que superan el VaR de forma estricta. Así, el $CVaR$ se puede definir según (20) [12]:

$$CVaR_{\alpha} = \lambda VaR_{\alpha} + (1 - \lambda) CVaR_{\alpha}^{+} \quad \lambda \in [0,1] \quad (20)$$

De esta forma, queda abierta la duda respecto a cuál es la mejor forma de aproximarse a una decisión óptima aplicada a los contratos de suministro que tenga en cuenta al $CVaR_{\alpha}$. El primer enfoque que se puede considerar es el de utilizar el valor en riesgo condicional como la función objetivo del problema de optimización.

Considerando este último punto, sea $\zeta = (\zeta_1, \dots, \zeta_k)$ un vector de retornos para un conjunto k de activos, luego $x = (x_1, \dots, x_k)$ el nivel de la inversión (visto como fracción del total) en cada uno de los k activos definidos, el retorno de la totalidad de las inversiones estará dado simplemente por $Y = x^T \zeta$. Así, el problema de optimización se puede plantear de la forma siguiente:

$$\begin{aligned} OF: & \min CVaR_{\alpha}(-x^T \zeta) \\ st: & \\ & x^T \mathbb{E}(\zeta) \geq \mu \\ & \sum_{i=1}^k x_i = 1 \end{aligned}$$

$$x_i \geq 0$$

En este caso, el *CVaR* se calcula sobre el inverso de la función de retornos para así tener un significado asociado a pérdidas y tenga sentido como métrica de riesgo, ya que un aumento de éste implica un significado negativo para el inversionista. La segunda restricción se asocia a la necesidad de asegurar un nivel de ingreso medio mínimo que haga rentable la inversión bajo un criterio de promedio.

En 2001, *Uryasev* y *Rockafellar* propusieron un problema de optimización lineal en base a *CVaR*, donde lo que se buscaba era minimizar el valor esperado de las pérdidas producidas incluyendo el *Conditional Value at Risk* en forma de restricción [12]. La formulación del problema se presenta a continuación:

$$\begin{aligned}
 & OF: \min - \sum_{h \in H} \rho_h \cdot \zeta_h \\
 & st: \\
 & \quad d_h \geq \zeta_h - z \quad \forall h \\
 & \quad z + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{h \in H} d_h \cdot \rho_h \leq CVaR_\alpha(-\rho_h \cdot \zeta_h) \quad \forall h
 \end{aligned}$$

Donde el problema considera una función de pérdidas basada en el inverso aditivo de los ingresos esperados ante distintos escenarios h . De esta forma, lo que se busca es maximizar la esperanza de los retornos en un horizonte de tiempo dado, restringiendo el $CVaR_\alpha$ a un valor mínimo definido previamente

Por otro lado, ρ_h es la probabilidad de ocurrencia de cada escenario, α es el nivel de significancia con el que se pretende calcular el *CVaR* y d_h corresponde al peor escenario del activo o portafolio a analizar. Finalmente, z es el umbral y se asocia al valor numérico del *VaR*. En la Figura 12 se grafica lo anteriormente descrito:

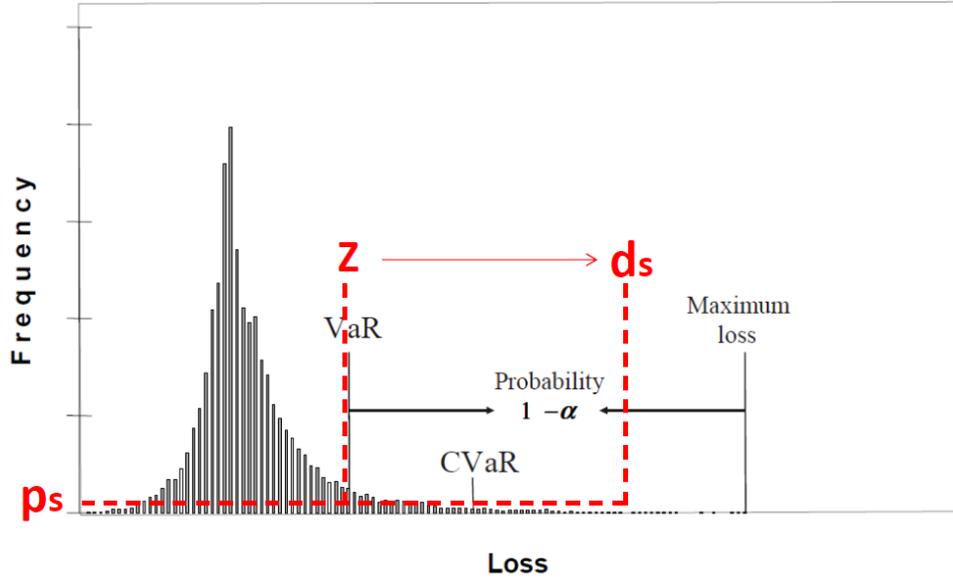


Figura 12: $CVaR_\alpha$ en Problema de Optimización

Resulta esencial recalcar el hecho de que cuando se trabaja con distribuciones normales o gaussianas, los resultados de la minimización del coeficiente de variación —el *Value at Risk* y el *Conditional Value at Risk*— deben coincidir.

Por otro lado, teniendo en cuenta las propiedades del $CVaR$ y la forma en que se ha planteado el problema de Contratación Óptima para Centrales Hidráulicas de Pasada, al calcular el valor en riesgo condicional de la función de pérdidas (inverso aditivo del margen operacional), se tiene:

$$CVaR_\alpha(-MO(Q_C)) = CVaR_\alpha(Q_C \cdot (C_{mg} - P_C) - G_H \cdot C_{mg}) \quad (21)$$

$$CVaR_\alpha(-MO(Q_C)) \leq Q_C \cdot (CVaR_\alpha(C_{mg}) - P_C) + CVaR_\alpha(-G_H \cdot C_{mg}) \quad (22)$$

Para el desarrollo de las expresiones (21) y (22) se han utilizado las propiedades de subaditividad, monotonicidad e invarianza transicional respectivamente. Si se define $\Delta P_{lim} = P_C - CVaR_\alpha(C_{mg})$, entonces se tiene obtiene (23):

$$CVaR_\alpha(-MO(Q_C)) \leq -\Delta P_{lim} Q_C + CVaR_\alpha(-G_H \cdot C_{mg}) \quad (23)$$

Asimismo, es directo notar que $CVaR_\alpha(-G_H \cdot C_{mg}) = CVaR_\alpha(MO(Q_C = 0))$, por lo que la expresión (23) se puede escribir finalmente como:

$$CVaR_\alpha(-MO(Q_C)) \leq -\Delta P_{lim} \cdot Q_C + CVaR_\alpha(-MO(Q_C = 0)) \quad (24)$$

De esta forma, puede establecerse que si ΔP_{lim} es nulo, entonces cualquier nivel de contratación, incluso sobrecontratación, tendrá un nivel de riesgo menor que la condición de Spot puro. Este resultado será esencial, ya que permite obtener el límite superior para el precio

del contrato, considerando que solo hasta ese punto, la discusión de *Contratación Óptima* resulta ser razonable.

En consecuencia, y siguiendo con la expresión (24), se observa que el precio del contrato tiene la capacidad de mover la cota superior del *CVaR* de pérdidas y así volver más atractiva la opción del contrato desde el punto de vista del riesgo, considerando además que, según lo definido en (9), el precio del contrato también es capaz de mejorar el ingreso esperado de los niveles de contratación mayores a cero.

Finalmente, otro resultado importante que se puede obtener del análisis es la cantidad de energía dado un precio en el cual las pérdidas quedan acotadas por cero. Este se cumple cuando $\Delta P_{lim} \cdot Q_C = CVaR_\alpha(MO(Q_C = 0))$, considerando que tanto la generación esperada como los costos marginales son datos de entrada del problema. En la Figura 13 se presenta un diagrama Precio vs Cantidad, donde se resumen las diferentes regiones¹⁰ del problema de contratación.

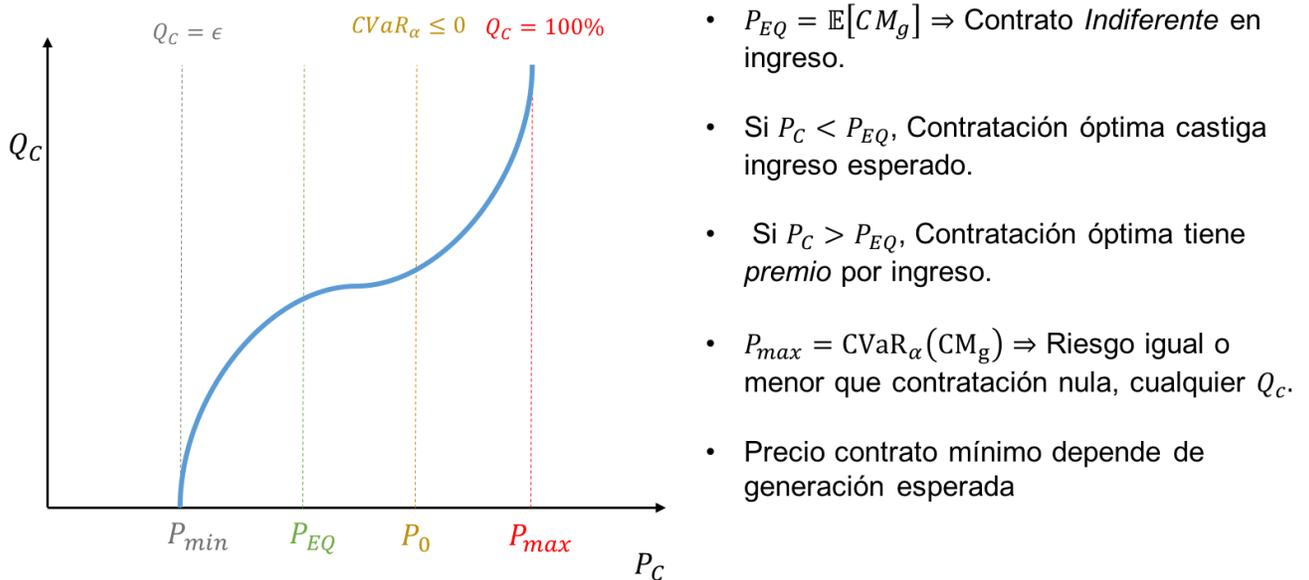


Figura 13: Resumen Precio vs Cantidad Contrato

¹⁰ La ubicación de los precios, P_{min} y P_0 puede variar con respecto al precio de equilibrio en función de las distribuciones de los costos marginales del sistema y la generación del sistema.

3. Metodología

En este capítulo se explican en detalle los aspectos relevantes del modelo de contratación óptima desarrollado en esta memoria. En primer lugar, se describirán las consideraciones tomadas en el planteamiento inicial en conjunto con los supuestos e hipótesis simplificadoras. Luego, se detallará el modelo utilizado para la valoración de los contratos y la toma de decisiones -con respecto a un horizonte de contratación- en conjunto con el fundamento matemático. Finalmente, se especificarán los procedimientos seguidos para el cálculo y proyección de precios futuros en base a múltiples escenarios hidrológicos, térmicos (combustibles) y planes de expansión del sistema.¹¹

3.1. Consideraciones del Modelo

Las consideraciones o supuestos del modelo se incluyen con el propósito de dar cuenta del contexto en que se realiza la valoración de las decisiones de contratación y que, por consiguiente, los resultados puedan ser apreciados de forma más clara por el lector. Los supuestos sobre el Sistema Eléctrico Nacional deben ser tomados en cuenta solo para efectos de proyecciones de precios futuros.

1. Sistema Eléctrico Nacional:

- La evolución del sistema eléctrico nacional fue considerada de acuerdo al plan incluido por la CNE en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo abril 2016. Esto significa que los planes de expansión de la transmisión, crecimiento de la demanda, indisponibilidad de centrales y costos de fallas son los indicados en ese documento.
- No se consideraron pérdidas de transmisión en el sistema ni restricciones de capacidad en las líneas. El modelo de coordinación hidrotérmica se ejecutó sobre un sistema uninodal. Esto se remitió a los alcances, debido a que las inyecciones de nuevos generadores no debían quedar comprometidas por déficit en el sistema de transmisión, así como tampoco es objeto de este trabajo el realizar expansiones en ese sentido.
- Siguiendo con el punto anterior, los efectos de la transmisión en los retiros para un determinado cliente también quedaron descartados, debido a que no se buscó estudiar los efectos ni la influencia de las señales de localización para un contrato de suministro de electricidad, entendiéndose además que estos son temas que usualmente mitiga la demanda.
- A pesar de trabajar sobre la base de un modelo de despacho uninodal, las centrales existentes y los futuros proyectos de generación mantuvieron su localización geográfica dentro del sistema eléctrico nacional con el objeto de

¹¹ Las consideraciones se encuentran ligadas a los aspectos previamente definidos en 1.4, Alcances

mantener la fidelidad respecto de los perfiles de generación de cada central. Este último punto resultó esencial para un correcto modelamiento de las unidades que utilizan como base recursos renovables (viento, sol y agua), y además permitió darles sentido a los diferentes planes de desarrollo del sistema eléctrico.

- El despacho de las unidades de generación, para efectos de las proyecciones de precios futuros del mercado spot, se realizó en base a etapas mensuales con agrupación de demanda en 12 bloques, generados a partir de la *curva de duración* de la demanda del sistema. Esto último se justifica a través del hecho de que la variabilidad de las centrales hidráulicas se encuentra dada por las distintas estaciones del año (asociado a regímenes de las centrales), por lo que las variaciones horarias en la generación y precios spot no provocan un mayor efecto en los balances finales de la empresa.
- Por otro lado, sí se consideraron importantes las fluctuaciones entre los precios establecidos en las horas del día y de la noche, dado el aumento de la penetración solar fotovoltaica. Por ende, este impacto fue incluido a través de bloques mensuales, los que además permitieron ajustar los perfiles de generación ERNC que poseen naturaleza horaria.

2. Contratos de suministro

- Para efectos de este trabajo, se considera solo lo que se conoce como *Contrato de suministro de electricidad*, definido previamente en 2.2.2. Así, el cliente tiene la obligación de pagar la energía contratada a precio contratado, y a su vez el generador debe responder por los retiros que realice su cliente sin importar si consigue producir la energía pactada o no.
- Los retiros de los clientes son realizados en la misma barra o nudo en el que la central inyecta su energía. De esta forma, se obvia en este análisis el llamado *riesgo de retiro* asociado a la diferencia de precios entre la barra de retiro y la barra de inyección de la energía para un contrato.
- No se consideran los ingresos por potencia asociados a contratos de suministro ni tampoco el pago por peajes de transmisión troncal por parte del generador. Por tanto, el único ingreso percibido a través del contrato es el de venta de energía. Esto último permite también la disociación con respecto a los recientes cambios producidos en la legislación a partir de la aprobación de la nueva Ley de Transmisión.
- Debido a que un contrato busca cubrir un cierto nivel de demanda y, asimismo, estos buscan cubrir los retiros esperados de un cliente, la cantidad de energía a contratar será un porcentaje de la demanda total del SIC, ajustada a su vez por la máxima generación de la central a evaluar.

3. Horizonte de contrato y balances

- El contrato entra en vigencia el 1° de enero de 2019 y termina el 31 de diciembre de 2030. Durante el horizonte de evaluación del contrato, el precio acordado en primera instancia se mantiene y quedan fuera del análisis cualquier reajuste o cambio por concepto de indexación a algún parámetro determinado.
- Los balances entre ingresos y gastos se realizan de forma mensual para todo el horizonte de precio, sin embargo, para efectos de formulación del problema de optimización, se considerará la sumatoria semestral o anual de estos. Esto se funda en la idea de que las empresas pueden permitirse bajos desempeños de ingresos durante un mes o dos, dado que lo fundamental es asegurar que el resultado global alcance un cierto nivel de ingreso que permita pagar la cuota de un crédito o cubrir el factor de anualidad de un proyecto.

3.2. Descripción del modelo

El modelo de contratación planteado se basó en una simplificación uninodal del Sistema Eléctrico Nacional, dado por una demanda total y un conjunto de centrales que buscan abastecerla a través de contratos de acuerdo a su generación esperada. El perfil de la demanda fue el del Sistema Interconectado Central (SIC), pero ajustada según la generación máxima de la central a estudiar de forma de considerar el efecto de los retiros. Esta formulación se fundamentó en el hecho de que, en la práctica, un contrato busca cubrir una determinada demanda y el generador debe responder por los retiros efectuados desde el sistema, al precio spot indicado en la barra de retiro. En la Figura 14 se presenta un diagrama a modo de ejemplo del sistema utilizado para los contratos:

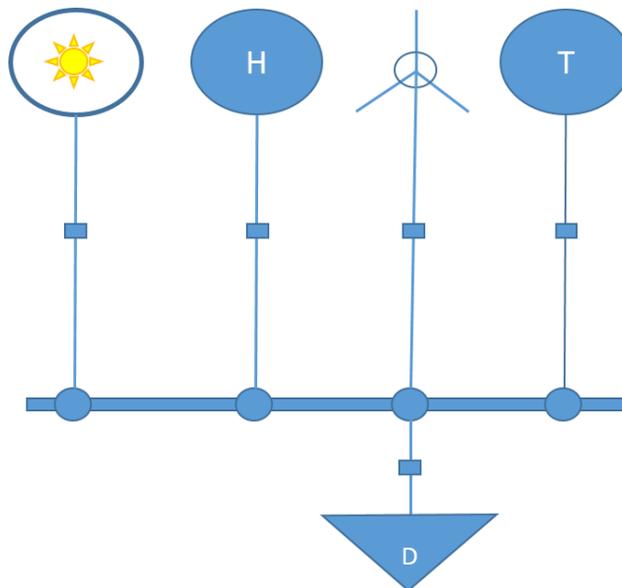


Figura 14: Modelo Unilineal Simplificado

En dicho sistema, los generadores cubren hora a hora la demanda de acuerdo a sus costos variables, y los consumidores, de acuerdo a la legislación, deben tener un contrato para participar

del sistema, el que a su vez puede ser acordado con cualquiera de los generadores (incluso con todos). En consecuencia, en el esquema de contrato, el generador recibe el pago del cliente de acuerdo a un precio acordado. Por su parte, al cliente le resulta indiferente si es que su proveedor consigue generar lo acordado, ya que mientras exista un contrato vigente, él retira de acuerdo a sus consumos. El generador, de esta forma, debe velar porque el precio al que paga los consumos de su cliente sea por lo menos igual al del contrato.

Con todo lo anterior, el modelo de contratación recibió los siguientes datos de entrada:

- Proyección de costos marginales (Precios Spot) para un conjunto de escenarios definidos previamente que consideren sensibilidades en precios de combustibles, hidrologías y planes de obras.
- Generación esperada de la central hidráulica para diferentes escenarios hidrológicos previamente definidos.
- Horizonte del contrato y periodo de evaluación (anual, semestral, mensual, etc.).
- Banda de precios de acuerdo a limitaciones propias de la tecnología y consideraciones del mercado.

En el esquema principal, la energía a comprometer en el contrato fue del tipo *bloque fijo*, debido a que los actuales esquemas de bloques horarios en las licitaciones de suministro no producen un efecto cuantioso en los márgenes de las centrales hidroeléctricas de pasada, dado que no existen mayores diferencias entre los niveles de generación que se producen en el día con respecto a los de la noche. En la Figura 15 se presenta un esquema del bloque de contrato a ofrecer, teniendo como referencia lo anteriormente expuesto:

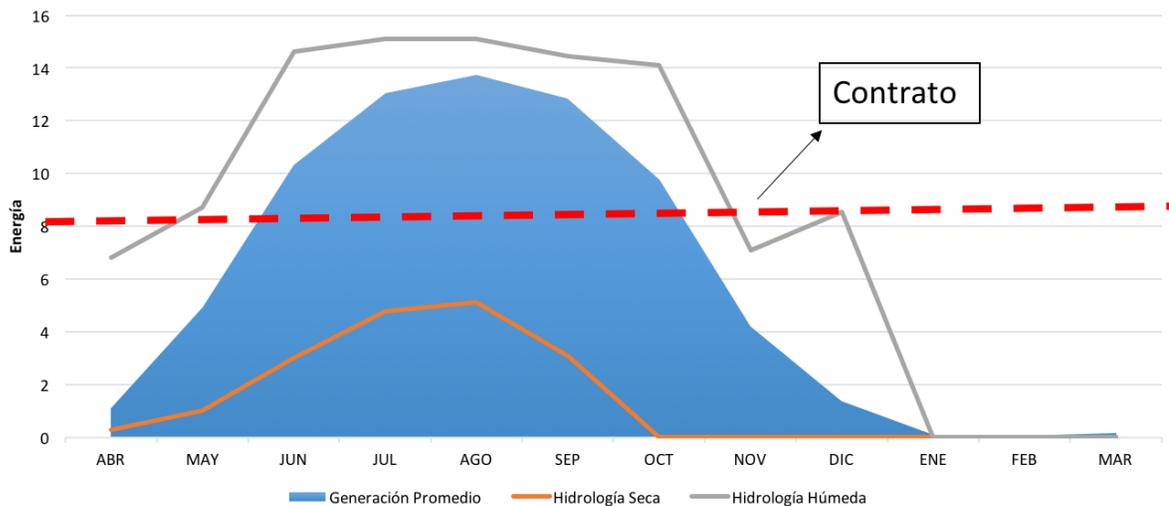


Figura 15: Ejemplo Contrato Suministro en Central de Pasada

Donde se observa que, en el escenario promedio de todas las hidrologías, la central tiene problemas para abastecer la energía comprometida en el contrato de ejemplo.

En la Figura 16 se esquematiza el proceso propuesto para resolver el problema de contratación óptima de acuerdo a lo descrito.

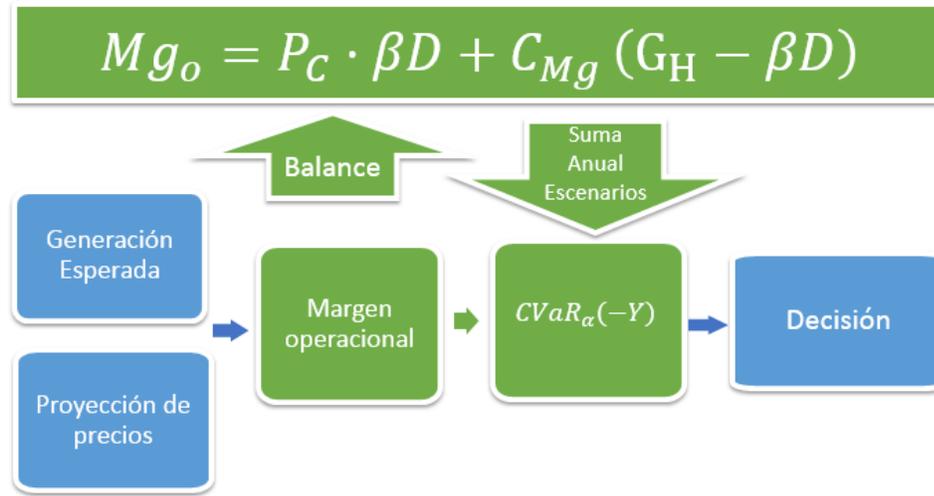


Figura 16: Esquema Contratación Óptima

En azul se muestran tanto los datos de entrada, que son las condiciones del problema, como la respuesta de salida. En verde se presentan todos los procesos asociados al modelamiento, balances e indicadores que permitieron obtener la decisión final de contratación.

De este modo, la fase de *Decisión* se tomó en base a una minimización de $CVaR_\alpha$, tal como se muestra a continuación, donde se asume de entrada que este problema se enmarca en el contexto de centrales que pueden asumir su costo variable de generación como cero (fuentes renovables):

$$\begin{aligned}
 & OF: \min CVaR_\alpha(MO^{\{h,p\}}) \\
 & st: \\
 & MO^{\{h,p\}} = \sum_{i=1}^{12} P_C \cdot \beta D_i + C M g_i^{\{h,p\}} (G_i^h - \beta D_i) - G_i^h \cdot CV \quad \forall h,p \\
 & 0 \leq \beta \leq 1
 \end{aligned}$$

En la expresión anterior, β corresponde al nivel de contratación en términos fraccionarios de una demanda a abastecer, ajustada según la generación máxima de la central.

En este caso, para seguir con la lógica de que el $CVaR$ debe representar riesgo en sí mismo y entre mayor sea su valor, más negativo será para efectos de una inversión o activo financiero, se optó por plantear la minimización desde el punto de vista de las eventuales pérdidas o, análogamente, como el *inverso aditivo de la función de ingresos*¹². En la Figura 17 se expone

¹² Este punto resulta ser fundamental para el planteamiento, ya que el concepto de $CVaR_\alpha$ hace alusión en su forma más general a una integral, que tiene como límite inferior el valor de α .

gráficamente el significado de lo anteriormente descrito, donde se observa que el inverso aditivo del 5% de peores ingresos equivale a los valores de pérdidas que superan el 95% en la distribución respectiva.

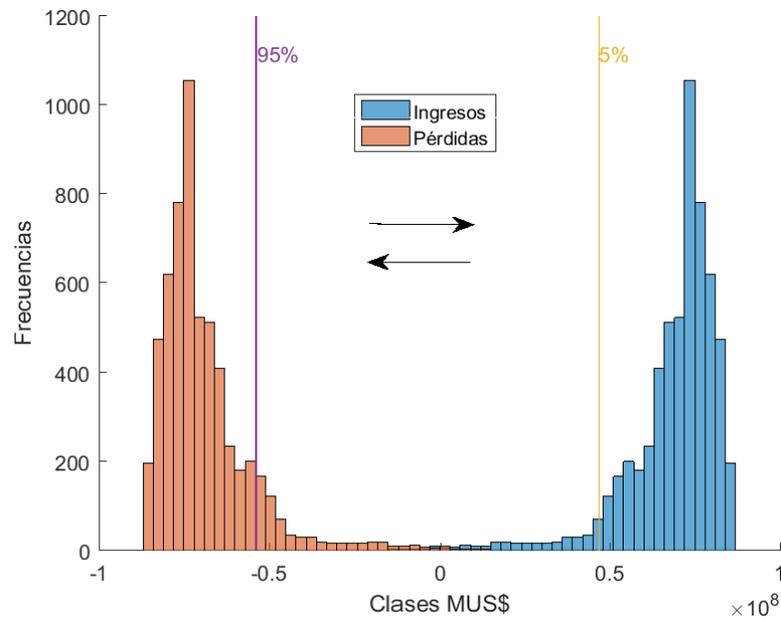


Figura 17: Ejemplo Distribución de Ingresos/Pérdidas

Debido a que el precio debía ser considerado como un parámetro de entrada para el problema, este fue seleccionado siguiendo un determinado criterio. Así, el precio de partida para la evaluación del modelo de contratación fue aquel que representase indiferencia¹³ con respecto a la esperanza de los ingresos (para cualquier cantidad de energía comprometida), y el resultado del problema se reduce a encontrar el nivel de contratación que minimice la métrica de riesgo seleccionada, que en este caso se trató del *Conditional Value at Risk*. El precio de equilibrio fue calculado según la metodología presentada en 2.2.2, es decir, como el valor esperado de los costos marginales del sistema, en todos los escenarios considerados, durante la totalidad del horizonte de contratación.

No obstante, parte de este trabajo fue someter la decisión de contratación a diferentes precios con el fin de incluir el principio de competitividad, debido a que mientras más alto es el precio del contrato ofrecido, menor es la posibilidad de encontrar un cliente que lo acepte. Así, se fija un planteamiento de partida para el problema del precio óptimo, para luego ajustarlo según el principio: *la energía se ofrece, el precio se negocia*.

3.3. Escenarios hidrológicos

Para modelar los efectos de la generación hidráulica en el sistema eléctrico, tanto de embalse como de pasada, se consideró un total de 54 series hidrológicas en base a datos históricos de las

¹³ Utilizar precio de equilibrio evita también que el problema de contratación se desvirtúe al intentar ganar (o renunciar) a ingreso esperado por un contrato (*arbitraje*).

cuencas del país. Esta metodología coincide con la utilizada por la CNE para sus proyecciones y con la incorporada por el CDEC SIC para realizar el despacho de las unidades de generación.

Es importante mencionar que la estadística hidrológica empleada parte desde el año 1960. Los datos históricos anteriores a esta fecha no pueden ser considerados como confiables en cuanto a medición, ya que la información de afluentes en las cuencas contenía una gran cantidad de relleno, hecho atribuido a la falta de información real. [13]

Por otro lado, el uso de estadística hidrológica es esencial para incluir los diferentes escenarios en la generación hidroeléctrica de una central determinada. Dado que las centrales hidráulicas se encuentran en la base de la *orden de mérito*, el único factor relevante para establecer los diferentes escenarios de generación en este tipo de centrales son las hidrologías. En consecuencia, el modelo de contratación incluyó matrices de generación mensual para las últimas 54 series hidrológicas. Así, la obtención de los balances financieros de cada escenario consistió en cruzar la información de las proyecciones de precios obtenida para cada condición hidrológica con el nivel de generación asociado a la misma, de acuerdo a la central estudiada.

Para hablar de series históricas hidrológicas, o *hidrologías*, debe introducirse el concepto de *año hidrológico*, el que se inicia en abril de un determinado año y concluye en marzo del año siguiente. De esta forma, se puede capturar de forma equilibrada los dos fenómenos a los que se puede atribuir la afluencia de caudales hacia las distintas cuencas que abastecen al sistema eléctrico nacional: las lluvias y los deshielos.

Otro concepto que surge del estudio de escenarios hidrológicos, es el de *probabilidad de excedencia del sistema*. Esto resulta ser una medida estadística del tipo comparativa de un año hidrológico en particular con respecto al resto de los años. Este valor se calcula, primero, asignándole un ranking a cada año según la posición que este ocupa en la estadística completa, según:

$$Prob_{exc}(\text{año}) = \frac{Ranking(\text{año}) - 1}{H - 1} \cdot 100 \quad (25)$$

Donde H corresponde al total de hidrologías disponibles para el análisis. Este resultado sirve para contextualizar el desempeño de los precios spot de un año particular con el nivel de generación hidráulica producida en ese año. En la Figura 18 se presenta el historial de caudales afluentes a las cuencas del Sistema Interconectado Central, ordenados en forma descendente, en conjunto a la probabilidad de excedencia asociada a cada uno.

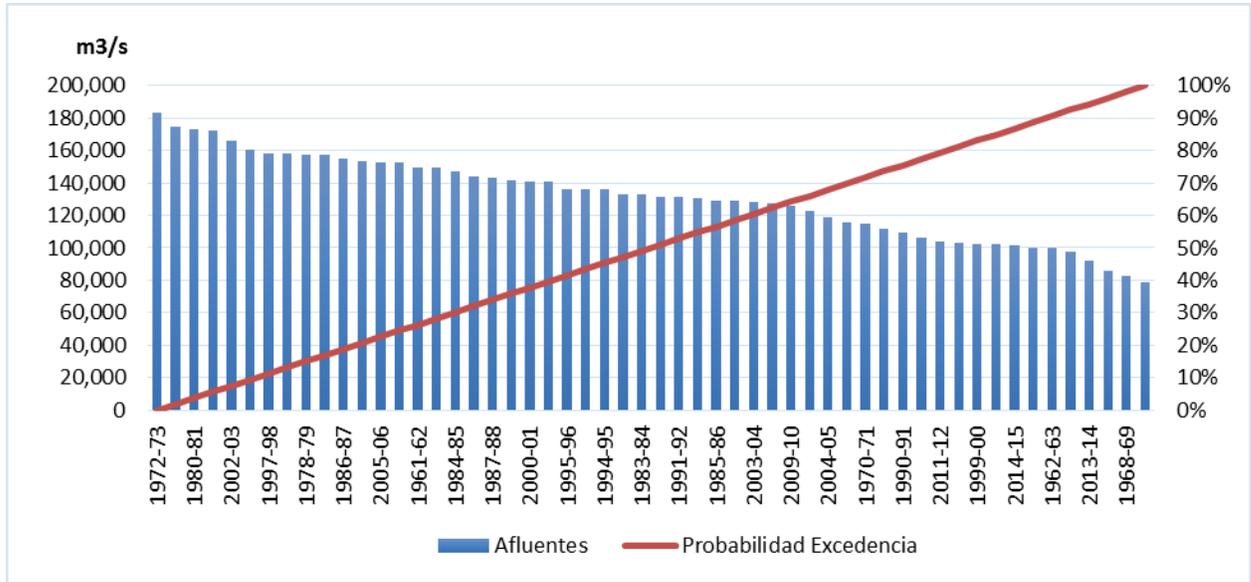


Figura 18: Probabilidad Excedencia SIC

3.4. Precios de combustibles

La elaboración de los escenarios de precios de combustibles se creó a partir de la proyección efectuada por la Comisión Nacional de Energía en su *Informe Técnico Definitivo* para el cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo de abril del 2016. En la Figura 19 se expone gráficamente la citada proyección, con los valores ajustados a USD/MWh para los principales combustibles que son el Carbón, el Diésel y el GNL.

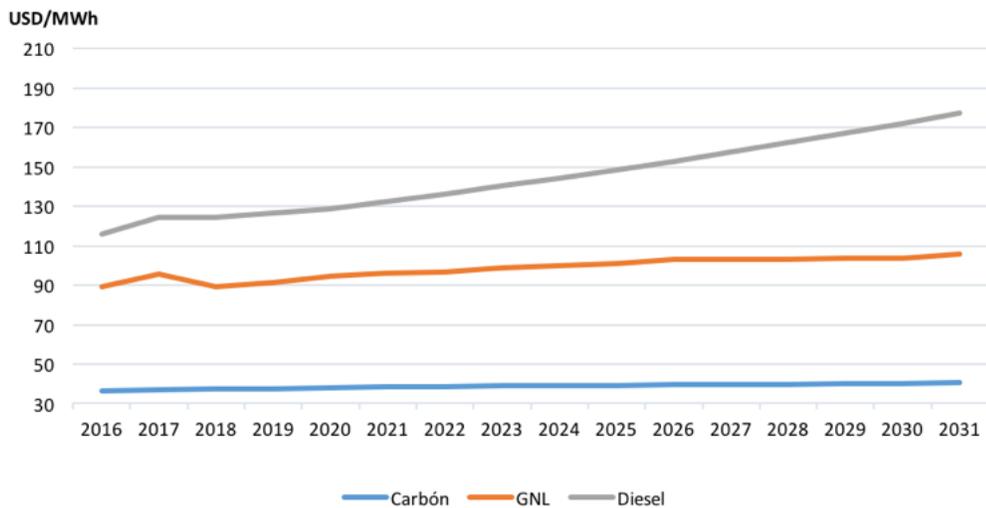


Figura 19: Precios Combustibles CNE Abril 2016

Utilizando como base los datos presentados, se procedió a construir un total de ocho escenarios adicionales, empleando los datos de desviaciones estándar de cada combustible y las

correlaciones históricas entre cada uno de ellos. Estos valores son proporcionados por la *US Energy Information Administration*. En el Cuadro 1 se exhiben las *desviaciones estándar* de cada uno de los combustibles considerados:

	Carbón	GNL	Diésel
Desviación Estándar (%)	12%	14%	21%

Cuadro 1 Desviación Estándar Combustible Fuente: US EIA [14]

A partir de los datos obtenidos, y siguiendo lo estipulado en [14], los escenarios fueron construidos en base a nueve puntos de operación, siguiendo la forma geométrica de un cubo en el que en su centro de gravedad se encuentra el escenario pronosticado por la CNE en el citado informe, tal como se enseña en la Figura 20:

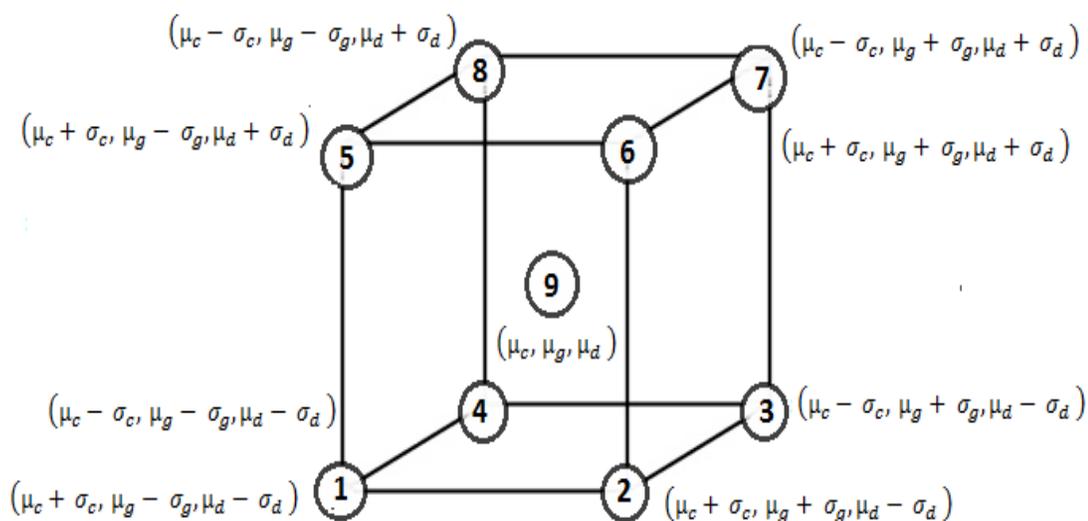


Figura 20: Ejemplo de puntos de operación geométricos

A continuación, en la Figura 21, se indican los precios de los escenarios “Alto” y “Bajo”¹⁴ para el horizonte de análisis, los que fueron construidos con la metodología descrita.

¹⁴ El escenario “*Bajo*” surgió de al restar a cada precio de combustible el valor de desviación, obteniéndose el caso con los menores valores utilizados para este procedimiento. El escenario “*Alto*” se obtuvo de forma similar, con la diferencia de que las desviaciones fueron sumadas.

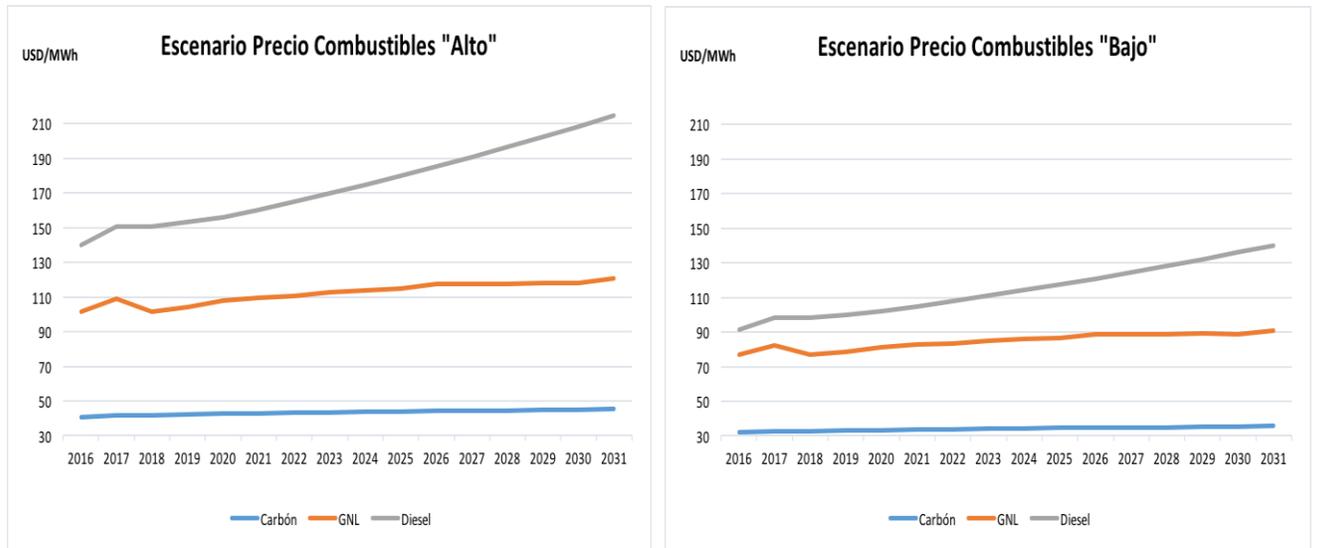


Figura 21: Escenarios Extremos Precios Combustibles

De acuerdo a las gráficas, puede observarse que el precio del Carbón se mantiene relativamente constante durante todo el periodo (incluyendo el caso CNE), y el cambio que este sufre entre los distintos escenarios no resulta ser del todo cuantioso en comparación a lo que ocurre con el GNL y el Diésel. Este último punto resulta ser fundamental, debido a que, de acuerdo a las proyecciones futuras, se espera que sea el GNL la tecnología que marque el costo marginal del sistema, dado el desarrollo del parque generador en Chile y el descenso en la inversión en centrales de carbón. En la misma línea, el Diésel suele cobrar relevancia en escenarios con hidrologías secas, sobre todo en los meses de invierno, por lo que se espera que el nivel de precio al que este llegue, sí tenga un efecto neto en las proyecciones de precios futuros.

Teniendo en cuenta la información antes mencionada, el propósito al utilizar esta metodología se basa en la necesidad de capturar los efectos de sensibilidades que se pueden producir en el apartado térmico, considerando que existe una correlación positiva histórica entre los costos marginales del sistema y los precios de los combustibles. Esto es especialmente crítico en años con bajos afluentes en cuencas hídricas, ya que en esos casos existe menos desplazamiento de generación térmica y los precios de combustibles tienen a marcar tendencia en la evolución de los costos marginales, sobre todo en invierno y en horas punta.

En el Cuadro 2 se enseñan las correlaciones históricas entre los precios del GNL, Diésel y Carbón.

Coefficientes correlación	Carbón	GNL	Diésel
Carbón	1.0	0.4	0.2
GNL	0.4	1.0	0.7
Diésel	0.2	0.7	1.0

Cuadro 2: Correlaciones Históricas Combustibles

Uno de los aspectos que se debió tener en cuenta en este proceso, es el hecho de que no todos los escenarios (o puntos de operación) establecidos son equiprobables. En este apartado, juega un papel fundamental la citada correlación mutua entre los precios de combustibles principales y, que, por ende, un alza en cualquiera de ellos afectará directamente el precio del resto, por lo que este impacto debe ser considerado al momento de asignar las probabilidades a los respectivos escenarios. En este caso, se optó por caracterizar la variación de los precios de los combustibles de acuerdo a un movimiento *browniano* [14], y que sigue la distribución de probabilidad mostrada en (26):

$$P_{t+\Delta t}^i = P_t^i \cdot e^{(\mu_i - \frac{1}{2}\sigma_i^2) \cdot \Delta t + a_i \cdot \sqrt{\Delta t}} \quad (26)$$

Donde:

- $P_{t+\Delta t}^i$: Precio combustible i , en la etapa $t + \Delta t$.
- P_t^i : Precio del combustible i en la etapa t
- μ_i : Valor esperado para combustible i .
- σ_i : Desviación estándar, combustible i
- Δt : Horizonte de evaluación del proceso
- a_i : Componente i del vector resultante de la descomposición de *Choleski* para la matriz de covarianza que caracteriza el proceso.

En consecuencia, las probabilidades fueron asignadas siguiendo un método conocido como *clustering*, en el que se generan triadas o series de precios *pseudoaleatorios* en base a la distribución presentada y los datos históricos contenidos en la matriz de covarianzas. El proceso se inició con una simulación de Montecarlo, en la que se sortearon diez mil triadas de precios, las cuales fueron vinculadas a cada escenario siguiendo el criterio de mínima distancia euclidiana (normalizada) entre el punto de operación previamente definido (vértice del cubo) y la triada generada de forma aleatoria. Así, sea $\{a, b, c\}$ una triada de precios obtenida del citado sorteo de Montecarlo, la selección del punto de operación al cual estará asociada se obtuvo del siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{i=1}^9 x_i \cdot \frac{\sqrt{(a - a_i)^2 + (b - b_i)^2 + (c - c_i)^2}}{\sqrt{a_i^2 + b_i^2 + c_i^2}}$$

s.t

$$\sum_{i=1}^9 x_i = 1$$

$$\{x_1, \dots, x_9\} \in \{0,1\}$$

En donde $\{a_i, b_i, c_i\}$ corresponden a los vértices del punto de operación i , y los multiplicadores x_i son *variables binarias* que determinan en última instancia a cuál de los vértices se asocia un determinado vector de precios aleatorio.

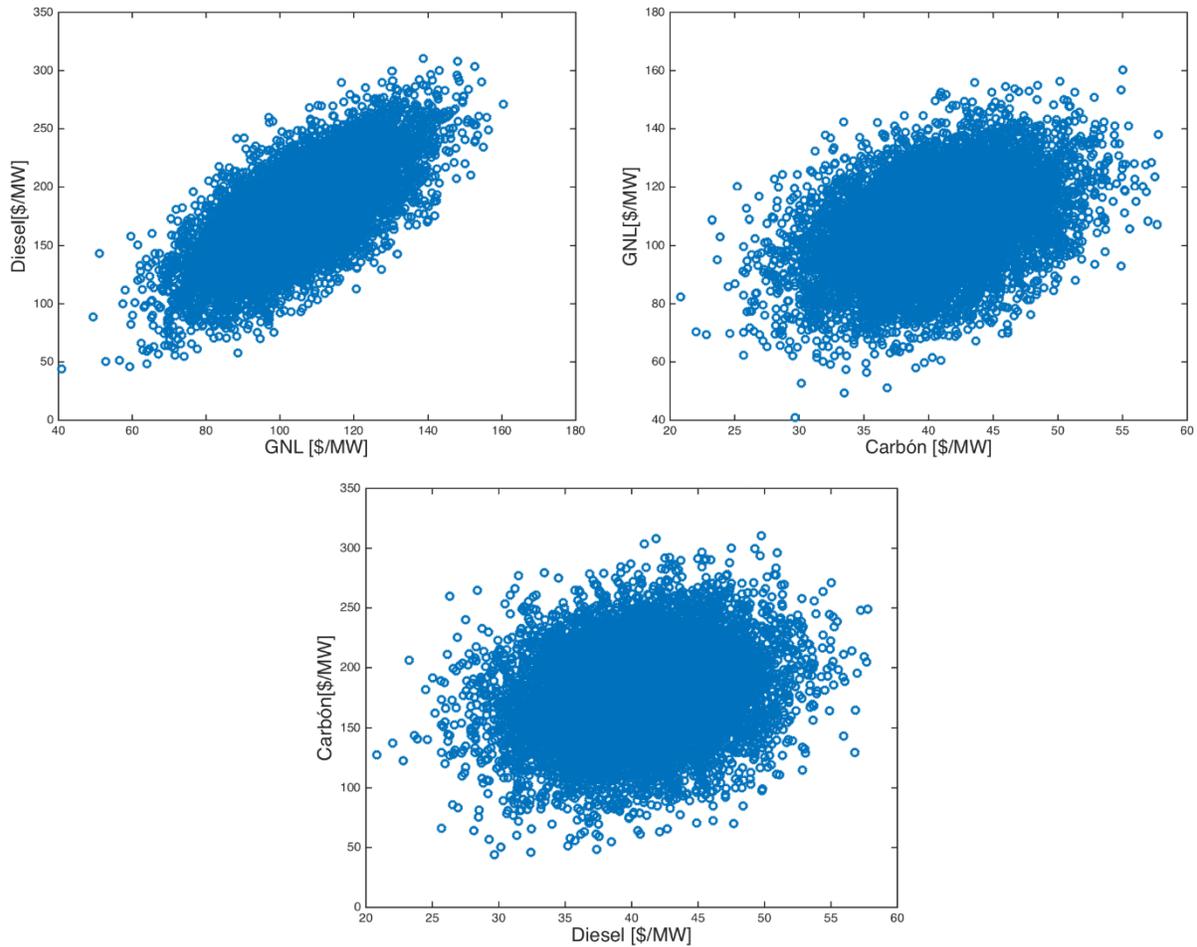


Figura 22: Simulación de Montecarlo Aplicada a Precios de Combustibles

En la Figura 22 se aprecia de forma bidimensional la distribución de los precios de combustibles a partir de las triadas generadas a través de la simulación de Montecarlo, en base a la distribución presentada en (26).

Los resultados obtenidos se condicen con las correlaciones históricas de precios de combustibles presentadas previamente. De este modo, se aprecia que la nube que asocia los precios del Diésel y GNL, resulta ser la más compacta al compartir un nivel de correlación del 70% (la más alta entre los combustibles). En contraparte, la nube que relaciona Diésel con Carbón muestra un elevado número de puntos que escapan de la zona más densamente ocupada, consecuencia de la correlación entre ambos combustibles, la cual solo llega a un 20%. De este modo, se demuestra la validez y coherencia del proceso llevado a cabo para generar escenarios de precios de combustibles.

Con lo anterior, las probabilidades fueron calculadas de acuerdo a una proporción entre la cantidad de puntos asignados a un determinado escenario y el total de series sorteadas. Este

procedimiento fue realizado para cada año de la proyección de la Comisión Nacional de Energía, es decir, desde el 2016 hasta el 2031.

En la Figura 23 se expone la distribución de probabilidades para el total de escenarios de precios de combustibles en el año 2030, resultado de la aplicación del método de *clustering*. Es importante mencionar que las probabilidades obtenidas para el resto de los años mostraron una alta similitud con los aquí expuestos, por lo que el presentarlos se consideró como redundante.

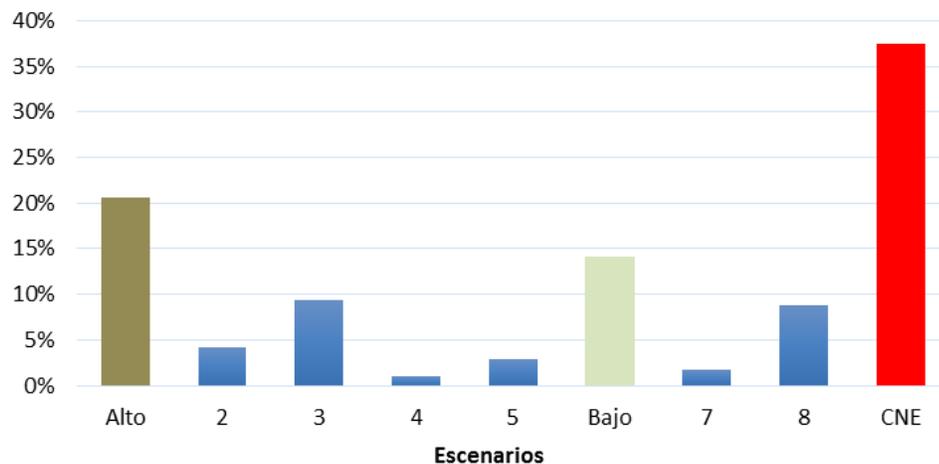


Figura 23: Probabilidades Escenarios Precios Combustibles

Del gráfico se advierte que el escenario vinculado a la proyección de la CNE fue el que alcanzó la mayor probabilidad, lo que resulta razonable debido a que este punto de operación fue ubicado de forma determinística en el centro de gravedad del cubo. Por otra parte, los escenarios extremos, es decir, aquellos que contienen precios de todos los combustibles más altos o más bajos que los pronosticados, fueron los que alcanzaron los siguientes niveles de probabilidad, quedando el resto de escenarios alternativos con niveles que incluso podrían ser considerados como despreciables, teniendo en cuenta, además, el bajo efecto que pueden tener en las proyecciones de precios spot a realizar.¹⁵

Finalmente, por simple combinatoria, se alcanzó el total de escenarios incluidos en el modelo de despacho para efectos de las proyecciones de costos marginales. En efecto, al enlazar 54 series hidrológicas¹⁶ de la estadística histórica del sistema con los nueve escenarios de precios de combustibles elaborados, se obtuvo un total de 486 *tuplas* a evaluar, distribuidas tal como se exhibe en la Figura 24:

¹⁵ Al tratarse de un ejercicio meramente académico, los escenarios con menor probabilidad sí fueron considerados para el análisis y la proyección de precios spot.

¹⁶ La hidrología 1960-1961 fue omitida en el análisis al no estar disponible en el software de despacho.

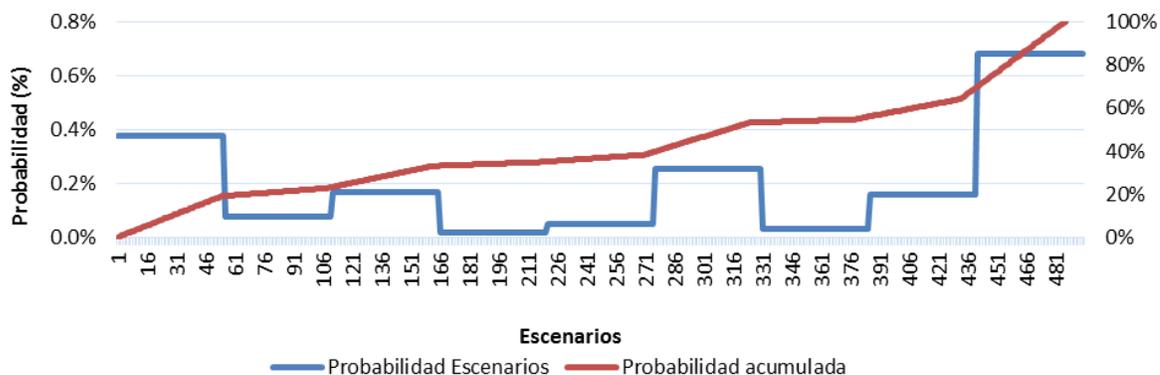


Figura 24: Distribución Escenarios Combustibles e Hidrológicos

3.5. Plan de obras en generación

A fin de contemplar los posibles escenarios de expansión del sistema eléctrico nacional, se consideró un total de cuatro planes de obras en generación distintos, los que se encuentran basados en los criterios de expansión que utiliza la CNE para su propuesta de desarrollo óptimo, los que a su vez utiliza para el cálculo del Precio de Nudo de Corto Plazo. De esta forma, los planes de obra utilizados para la proyección de precios se componen del Plan Oficial de la CNE más tres sensibilidades asociadas a un mayor desarrollo en tecnologías renovables: hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica.

El plan de obras indicativo publicado por la Comisión Nacional de Energía se trata de una guía que entrega el ente regulador en pos de dar señales de inversión en tecnologías eficientes desde el punto de vista de inversión y operación, así como también busca considerar el efecto de alcanzar las metas fijadas en integración de energías renovables (20% en 2030).

La ubicación de las centrales a incluir en los nuevos planes siguió un criterio mínimo de factibilidad, asociada a la disponibilidad del recurso en la zona (perfiles de sol, viento e hidrológico), y el diseño contó con las limitaciones de eficiencia de cada tecnología. En la tabla se detallan los planes de expansión incluidos, desagregados por la capacidad instalada desarrollada en cada tecnología, durante el periodo de evaluación.

En el Cuadro 3 se muestra el resumen de los distintos escenarios de expansión del parque generador del sistema eléctrico nacional¹⁷. En esta se describe la capacidad extra ingresada en cada uno de los escenarios de expansión, considerando el aumento de capacidad ingresada en el último plan CNE.

¹⁷ Junto con el desarrollo de las citadas tecnologías, el plan indicativo también considera un desarrollo en centrales a carbón (1400 MW).

	Δ Plan CNE [MW]	Δ Extra [MW]	Total Instalado [MW]
Plan Extra Eólico	1,112	1,112	3,448
Plan Extra Solar	1,250	1,250	5,604
Plan Extra Hidro	140	500	2,545

Cuadro 3: Descripción Planes de Obras

3.6. Proyección de Costos Marginales en Ameba

Ameba® es un software creado por la consultora *SPEC*¹⁸ que simula un modelo de despacho de las unidades de generación disponibles en base a su potencia instalada y tecnología, siguiendo a su vez, un criterio de mínimo costo y restricciones de disponibilidad, mínimos técnicos y funciones de costos futuros para los embalses del sistema.

La plataforma recibe como datos de entrada parámetros tales como:

- Perfiles de generación para centrales eólicas y fotovoltaicas
- Proyección de demanda del sistema
- Costos de falla o demanda no suministrada
- Planes de obra en transmisión (año de entrada, número de circuitos, barras)
- Planes de obra en generación (año de entrada, potencia instalada, barra de interconexión)
- Caudales afluentes al sistema en base a datos históricos hidrológicos
- Proyección de precios de combustibles

Para la modelación de los perfiles de generación tanto de centrales en base a recurso eólico como fotovoltaico, se utilizaron datos obtenidos de los exploradores provistos por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (DGF), de acuerdo a la localización geográfica de cada una de las unidades de generación. Por su parte, las proyecciones de demanda, planes de obras de transmisión y costos de fallas son los declarados en el *Informe de Precio de Nudo de Abril 2016* por la CNE. No obstante, el modelo fue ejecutado en su modo *uninodal*, por lo que las restricciones asociadas a flujos de potencia por las líneas de transmisión fueron anuladas, y por consiguiente, las pérdidas de transmisión fueron consideradas como cero.

Finalmente, para efectos de precios de combustibles y escenarios hidrológicos, se utilizaron los anteriormente descritos y estudiados.

3.6.1. Bloques y etapas de simulación

¹⁸ www.spec.cl

Los costos marginales futuros del sistema fueron calculados en base a etapas de resolución mensual a lo largo de un horizonte comprendido entre enero de 2019 y diciembre de 2030. La decisión de resolver el problema de optimización que da origen al despacho económico de las unidades de forma mensual surge del concepto de capturar de forma adecuada la variabilidad del tipo de tecnología a estudiar. Así, a diferencia de las centrales con base en recursos eólicos o solares, que varían durante las mismas horas del día, las centrales hidráulicas de pasada son capaces de generar tanto en el día como en la noche cantidades similares de energía.

Por consiguiente, darle una resolución horaria a la proyección de costos marginales no genera un valor agregado para efectos de resolver el ejercicio de contratación. De esta forma, al definir etapas mensuales se logró reducir la dimensionalidad del problema de optimización (considerando la cantidad de escenarios incluidos) asociado al despacho, y a su vez, se permitió capturar adecuadamente el efecto de estacionalidad en la generación hidráulica vinculada al régimen de cada central.¹⁹

No obstante, la determinación de un único despacho priva a la proyección de precios (y por ende al ejercicio de contratación) de incluir adecuadamente los efectos de la generación ERNC en el sistema, principalmente la de tipo fotovoltaica, al realizar sus inyecciones en las horas del día y con baja demanda, lo que evidentemente tiene un efecto en los costos del sistema. Lo anterior resulta ser crítico cuando los perfiles de generación disponibles para los recursos de viento y sol poseen una naturaleza horaria que no es posible despreciar, y donde tampoco es correcto utilizar herramientas estadísticas, como por ejemplo, el promedio de estos.

La problemática descrita se soluciona a través de la descomposición de las diferentes etapas de optimización (en este caso meses), en múltiples bloques construidos a través de la *Curva de Duración de Demanda* del sistema, la cual es descrita de forma esquemática en la Figura 25:

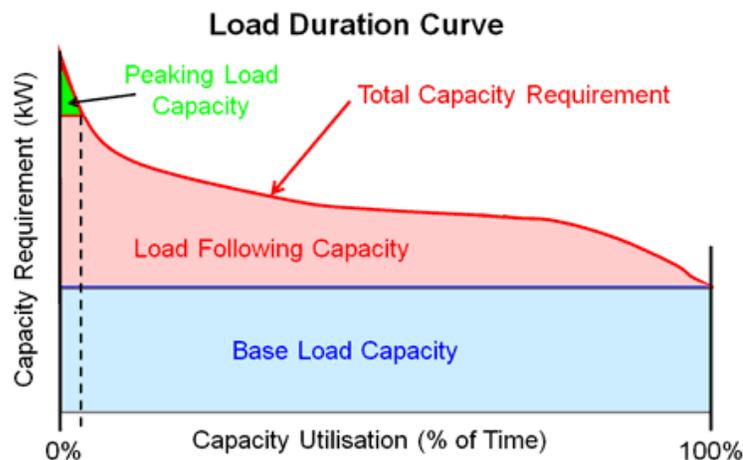


Figura 25: Ejemplo Curva de Duración de Demanda

¹⁹ La estacionalidad en la generación también tiene su efecto en las centrales fotovoltaicas, sobre todo aquellas ubicadas en la zona centro y centro-norte.

La Curva de duración considera un ordenamiento descendente de la demanda del sistema en su totalidad de acuerdo a las horas de operación contenidas en la etapa a estudiar. Así, esta curva rompe con la cronología de la operación del sistema en pos de detectar los requerimientos de capacidad del mismo y así caracterizar un número variable de horas en forma de bloques. En la Figura 26 se muestra conceptualmente el procedimiento señalado:

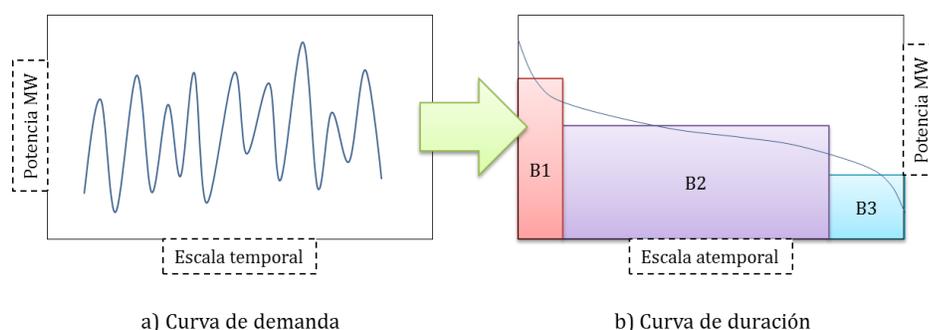


Figura 26: Representación en Bloques Curva de Duración

Tomando en cuenta lo anterior, el problema de optimización es resuelto para cada uno de los bloques generados en las distintas etapas de simulación (meses). Para este caso en particular, se optó por descomponer las etapas en un total de 12 bloques, donde los primeros seis correspondieron a las horas del día, y el resto a horarios nocturnos. De esta manera, el despacho se resolvió para cada uno de los 12 bloques, y por ende, en cada mes se calcularon 12 valores para el precio spot. Con esto, el costo marginal final a utilizar como dato de entrada al modelo de contratación correspondió al promedio ponderado de cada uno.

No obstante, es importante mencionar que pese a tratarse de una clara mejoría con respecto a la simulación sin bloques, de cualquier forma, existen ciertos fenómenos que son imposibles de rescatar en este formato (con respecto a la simulación horaria), siendo el ejemplo más claro, el descenso progresivo de la generación fotovoltaica al final de las horas del día, el que suele coincidir con el aumento de la demanda residencial.

3.6.2. Costos marginales proyectados

Luego de aplicar la metodología señalada anteriormente, se ejecutó la simulación de operación del sistema eléctrico desde 01/01/2019 hasta 31/12/2030 en el modelo de despacho Ameba. En la Figura 27 se presentan los precios calculados ante tres tipos de hidrologías: *Seca* (100% de excedencia), *Media* (50% de excedencia) y *Húmeda* (0% de excedencia)²⁰.

²⁰ Los precios presentados fueron obtenidos solo para el escenario de precios “CNE”, por lo que solo se muestra un manto de los costos calculados.

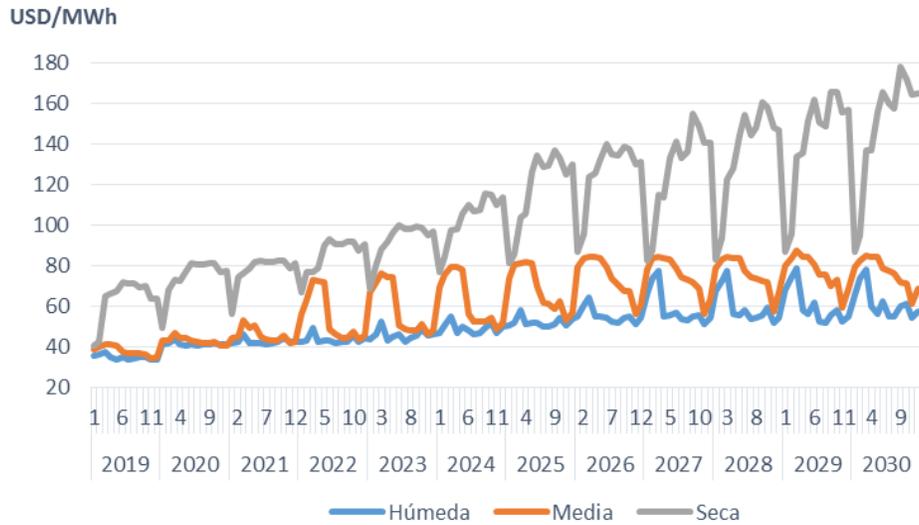


Figura 27: Proyección de Precios ante Diferentes Hidrologías.

Se observa que las hidrologías secas muestran ser más dañinas para los costos del sistema a medida que se avanza en el horizonte de análisis. Este fenómeno es atribuible a la menor entrada de centrales térmicas baratas (carbón), con lo que a su vez se genera un menor desplazamiento de unidades más costosas a base de GNL y Diésel.

En la Figura 28, por su parte, se muestran los costos marginales promedio del sistema para los escenarios de combustibles “Alto”, “Bajo” y “CNE” para una hidrología media fija.

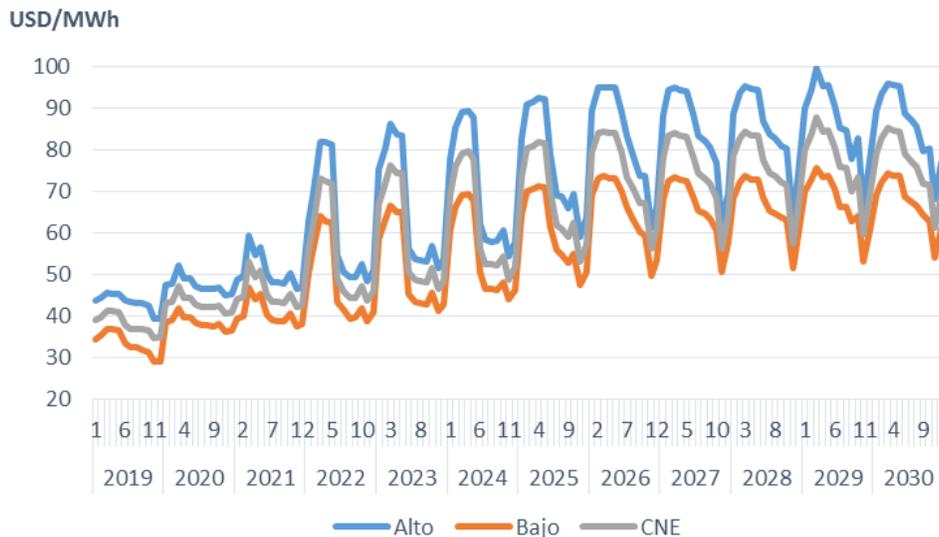


Figura 28: Proyección de Precios ante Diferentes Precios Combustibles

Se advierte un movimiento (en ambos sentidos) del orden de 10 USD, con respecto al escenario central de la CNE, debido a que, en términos reales, lo que se está desplazando es el costo

variable de la tecnología que *margina* (en promedio), la cual a lo largo del horizonte tenderá a trasladarse progresivamente hacia el GNL.

3.7. Contratos en bloques estacionales

En este escrito se ha mostrado que existen dos fenómenos que afectan el rendimiento financiero de las centrales de paso: el factor estacional y el hidrológico. Resulta manifiesto el carácter impredecible del factor hidrológico, así como el que no existe forma de controlar sus posibles efectos. Por otro lado, el factor estacional es conocido desde la fase en que se evalúan los proyectos de generación, por ende, se sabe que una central no generará (o lo hará en una cantidad reducida) en una determinada época del año.

Con el propósito de ejercer control sobre este factor de riesgo es que se propone una estructura de *Contratos Estacionales*, en el que de acuerdo a alguna fórmula a definir (semestral, trimestral o mensual) se pueda establecer un contrato durante algún periodo del año en lugar de un bloque fijo anual. Sin embargo, a pesar de eliminar en algún grado la componente estacional del riesgo, el factor hidrológico sigue siendo fuerte y aún puede provocar escenarios adversos para el contrato. En este sentido, el contrato estacional es útil para reducir el nivel de exposición temporal al que está sometida la empresa o central en caso encontrarse ante hidrologías desfavorables y energía comprometida que servir.

En la Figura 29 se presenta un ejemplo de contrato estacional en donde la energía comprometida se muestra en rojo y se encuentra temporalmente en los meses en que la central es capaz de producir más energía en promedio. Asimismo, se advierte que aún es posible caer en escenarios en que esa energía no es generada y se debe comprar la diferencia al mercado spot a un precio incierto.

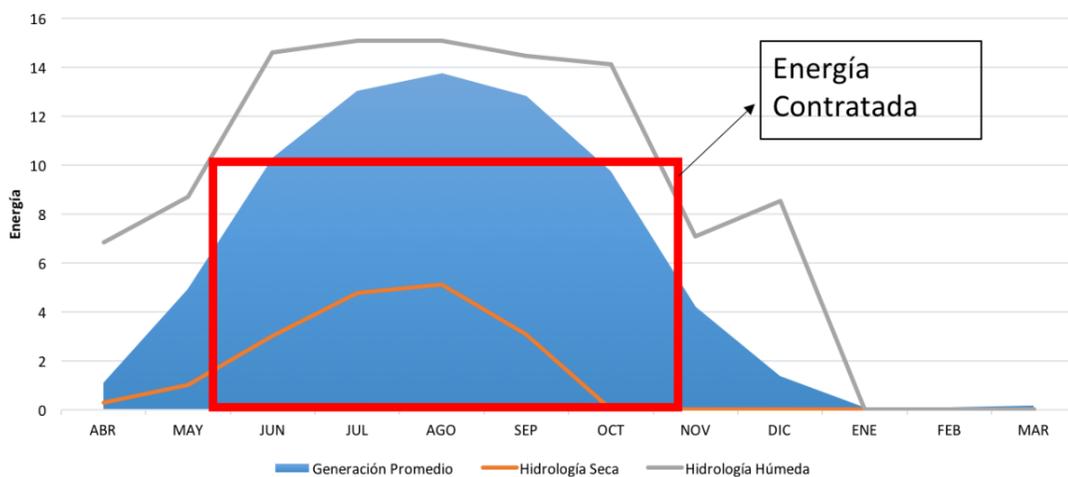


Figura 29: Ejemplo Contrato estacional

La formulación del contrato estacional plantea una diferencia con respecto al problema de optimización definido anteriormente, debido a que en este caso cuenta con un mayor número de

variables de optimización. Sea $\beta = [\beta_1, \dots, \beta_{12}]$, el nivel de contratación para cada uno de los doce meses del año, la contratación óptima queda definida, en su forma general por:

$$\begin{aligned}
 & OF: \min CVaR_\alpha(-MO^{\{h,p\}}) \\
 & st: \\
 & MO^{\{h,p\}} = \sum_{i=1}^N P_{C_i} \cdot \beta_i D_i + CM g_i^{\{h,p\}} (G_i^h - \beta_i D_i) - G_i^h \cdot CV \quad \forall h, p \\
 & 0 \leq \beta_i \leq 1
 \end{aligned}$$

Donde los grados de libertad para los contratos son definidos en base a restricciones del tipo $\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_K$. Con esto, el caso de contratación de bloque fijo anual pasa a ser un caso particular del contrato estacional aquí definido.

Finalmente, $P_c = [P_{C1}, \dots, P_{C12}]$ corresponde al precio ofertado para cada uno de los bloques estacionales dependiendo del grado de libertad definido previamente para estos. De esta forma, se pasa a tener un vector de precios cuyos valores de partida (para este ejercicio) siguen la lógica del *Precio de mercado* (diferente en cada bloque) en cuanto a ingreso. Así, nuevamente la decisión es tomada solo en base a criterios de riesgo, evitando en ese sentido, que se produzcan fenómenos de *arbitraje* de precios con respecto al contrato.

4. Resultados y Análisis

En esta sección se presentan los resultados de la aplicación de las metodologías de contratación presentadas anteriormente, los indicadores estadísticos de riesgo definidos junto al análisis correspondiente y la discusión con respecto a lo que indica la teoría.

Con el objeto de examinar cada una de las aristas del problema de contratación, se estudiaron tres casos de centrales con distinto régimen, donde dos de ellas corresponden a centrales reales con perfiles de generación pluvial y nival, siendo la tercera la unión (suma) de ambas, a modo de analizar una central con un perfil mixto y una generación estable en todo el año.

En conjunto con los resultados principales de contratación óptima, se presenta además un análisis de sensibilidad para cada uno de los casos estudiados asociados al efecto del precio en los contratos y la temporalidad de estos.

4.1. Casos de Estudio

4.1.1. Central Pluvial

Como primer caso de estudio, se utilizó una central de régimen marcadamente pluvial, con una potencia instalada de 136 MW, factor de planta del 54% y generación promedio anual de 640 GWh. En la Figura 30 se indica el perfil de generación de la central estudiada en contexto con su correlación con los costos marginales promedio del sistema:

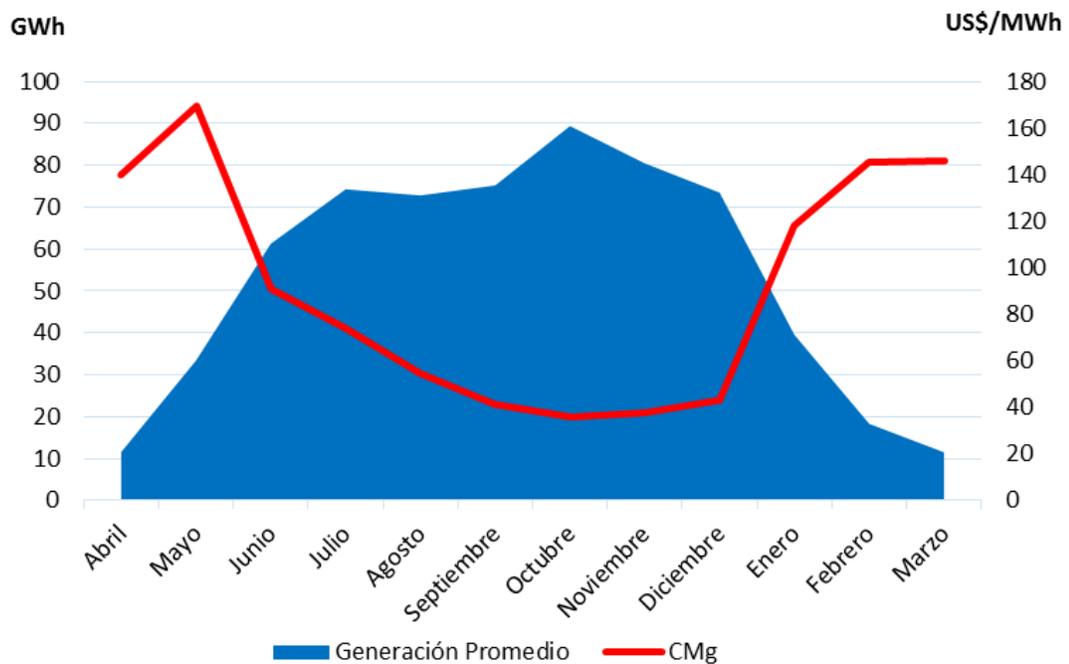


Figura 30: Central Pluvial 136 MW

En la Figura 31 se presenta el resultado de la aplicación de la metodología de contratación óptima con $CVaR_{95\%}$ para esta central, en donde se aprecia que el mínimo²¹ valor se alcanza con una contratación del 7% sobre la energía promedio anual (3,75 GWh mensual en bloque fijo). Con este nivel de energía comprometida, la central puede optar, en el cinco por ciento peor de los casos, hasta un 45% del ingreso promedio a precio de equilibrio²² (18,45 MUS\$).

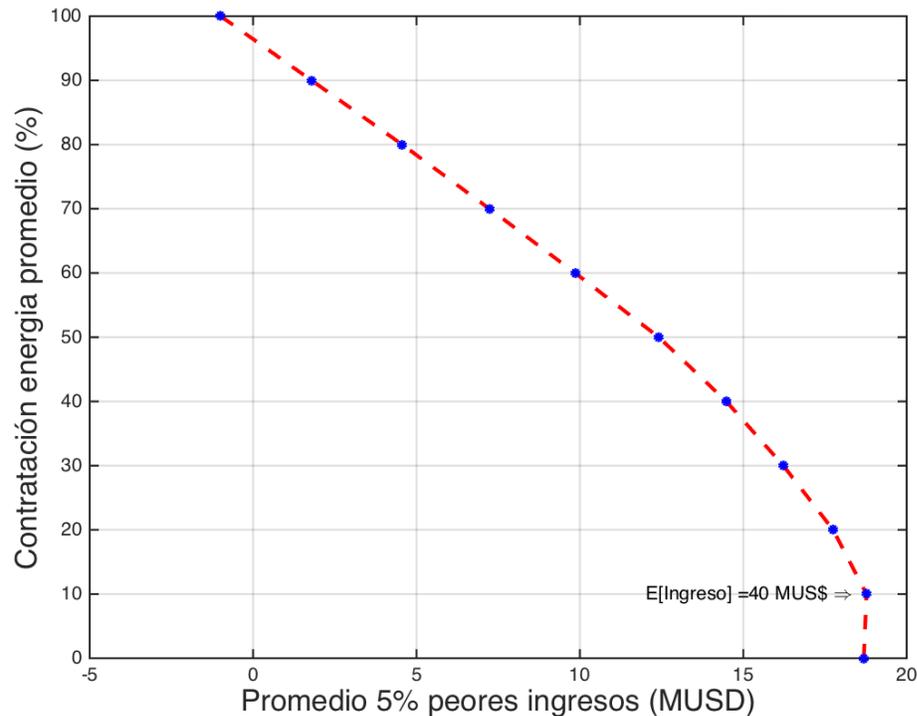


Figura 31: Contratación Óptima CVaR Pluvial

Por otro lado, se advierte que a pesar de que el óptimo considera una cierta cantidad de energía destinada para contratos, la mejoría alcanzada respecto al caso spot puro (0% de energía comprometida) es mínima, e incluso puede ser despreciada. En este sentido, también se muestra de manera patente que los altos niveles de contratación implican rendimientos ineficientes en cuanto a ingresos (desde la lógica del $CVaR_{95\%}$), llegando incluso a escenarios cuyos balances anuales reflejan pérdidas (100% de energía contratada).

El bajo nivel de contratación recomendado se asocia principalmente a la incertidumbre hidrológica a la que está expuesta la central debido a que, en hidrologías secas, el contrato genera un efecto dañino para los balances de esta al tener que responder por los retiros que realizan sus clientes a un precio alto (correlación hidrológica). Este fenómeno es capturado a

²¹ A pesar de que el problema de optimización fue planteado como la minimización $CVaR_{95\%}$, los resultados son vistos como el inverso aditivo de la métrica con el objeto de mostrar peores ingresos en lugar de pérdidas negativas.

²² A este precio, todos los niveles de contratación tienen el mismo ingreso promedio. La decisión solo se toma en base a menor riesgo.

través del *Conditional Value at Risk* (al cuantificar los rendimientos en las colas de las distribuciones), por lo que se termina lastrando el desempeño de la opción *con contrato*.

No obstante, el efecto estacional de la generación hidráulica para la central pluvial también es fundamental, ya que esta produce una mayor cantidad de energía en meses en los que los precios spot suelen estar más bajos. Esto significa que cuando la central tiene un contrato, debe comprar (responder por retiros) en meses en que los costos marginales generalmente se elevan. De esta forma, esta empresa debe adquirir energía en el mercado spot a un precio más alto del que percibe por la energía comprometida (precio del contrato).

A manera de incluir otro punto de vista en el problema de contratación y, al mismo tiempo, comparar el comportamiento de otras métricas en este, se incluyen los resultados de optimización en base a minimización de desviación estándar, o como se definió previamente en 2.3.1, *coeficiente de variación del ingreso*. En la Figura 32 se expone el resultado obtenido con este indicador para la central pluvial:

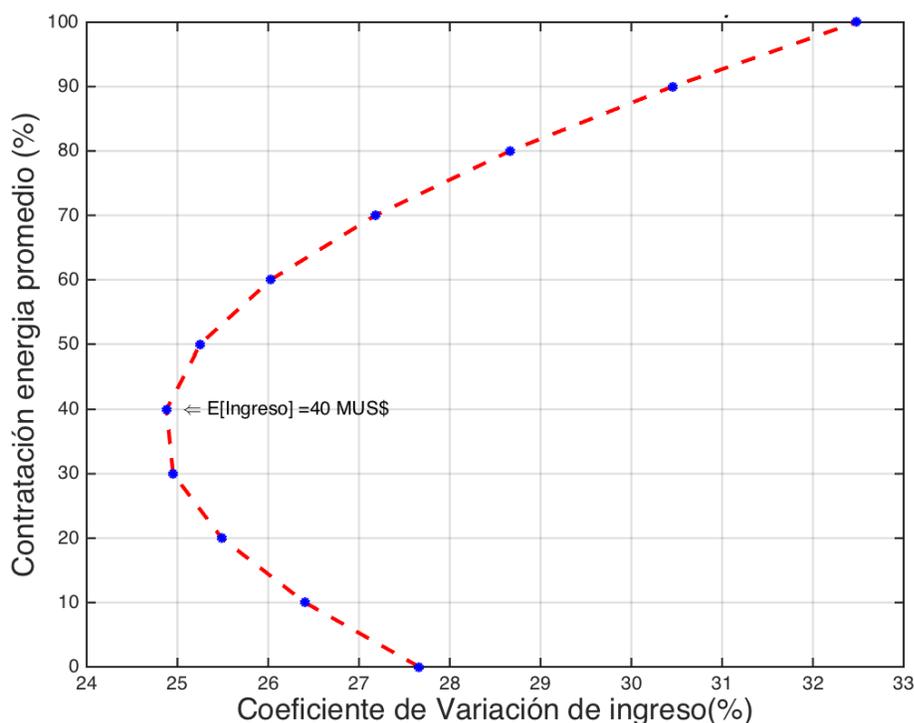


Figura 32: Contratación Óptima Coeficiente Variación Pluvial

Del gráfico, puede notarse que el nivel de contratación sugerido es considerablemente mayor que el obtenido en base a minimización de $CVaR_{95\%}$, alcanzado un valor del orden del 40% (21,33 GWh mensual en bloque fijo). Sin embargo, es posible advertir que el *rango de excursión* de esta métrica es reducido para este caso en particular. En efecto, el valor porcentual (ante un mismo ingreso) entre los diferentes niveles de contratación de la central oscila entre un 25 y 33 por ciento, de hecho, la diferencia marcada por este indicador, entre el caso *spot puro* y la

contratación óptima es solo de un 2,5%. Esto muestra que el *valor* del contrato es bajo, o a todas luces *incierto* dada la nula gestión que este hace sobre el riesgo.

Lo anterior plantea serias dudas acerca de la *coherencia* que posee el coeficiente de variación de ingreso como métrica de riesgo para este problema, considerando que, teóricamente, este atributo lo posee solo en caso de contar con una distribución normal (o que pueda ser aproximada como tal)²³. De esta manera, se deduce que la desviación estándar no permite capturar el riesgo asociado a un contrato, lo que puede ratificarse a través de la Figura 33, en la cual se exhiben en forma de histograma las distribuciones de ingresos para ambos óptimos.

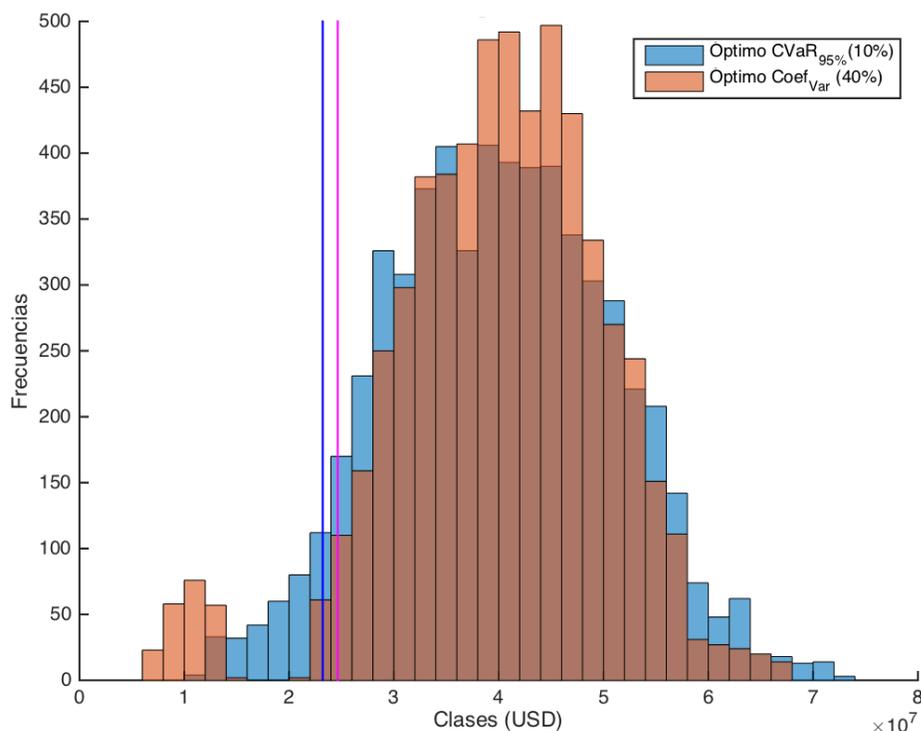


Figura 33: Histograma Óptimo CVaR vs Óptimo Coef Var, Pluvial

A través de la ilustración se demuestra que, a pesar de obtenerse una distribución más compacta en la región más concentrada de esta, el óptimo con coeficiente de variación produce una *cola* pronunciada en la zona con ingresos más deficitarios. Esto implica que, en la búsqueda de generar una distribución con datos más cercanos a la media con un contrato de suministro, esta se termina por deformar y, a su vez, producir regiones con rendimientos de extrema ineficiencia; las que, de producirse, pueden traer consecuencias severas para la inversión²⁴.

Por otro lado, pese a que su distribución puede mostrar un mayor nivel de volatilidad, el óptimo con *CVaR* (10% de contratación) evita la aparición de escenarios en extremo dañinos y es más

²³ El concepto de *coherencia* de medidas de riesgo se encuentra detallado en la sección 2.3, *Métricas de riesgo*

²⁴ Escenario de no pago de crédito (default financiero) o no cobertura del factor de anualidad requerido por el proyecto de generación, desde su inversión.

cercana a una distribución normal. Además, la diferencia de *CVaR* entre ambos puntos óptimos es del orden de 4 MUSD, cifra considerable si se tiene en cuenta que la disparidad de desviación estándar a nivel porcentual es solo de un 1,3% (0,5 MUSD en términos monetarios).

Como argumento final, en la Figura 34 se expone un gráfico comparativo entre las distribuciones de ingresos para los óptimos obtenidos y una distribución *gaussiana* formada a partir de los valores de σ y μ calculados para cada uno de ellos²⁵. Así, se puede reafirmar que en el caso del óptimo con *Coefficiente de variación* se genera una deformación en la distribución de ingresos, la cual no resulta ser equivalente a una distribución normal, mientras que la distribución asociada al óptimo con *CVaR* sí resulta ser más cercana a la *gaussiana* ajustada.

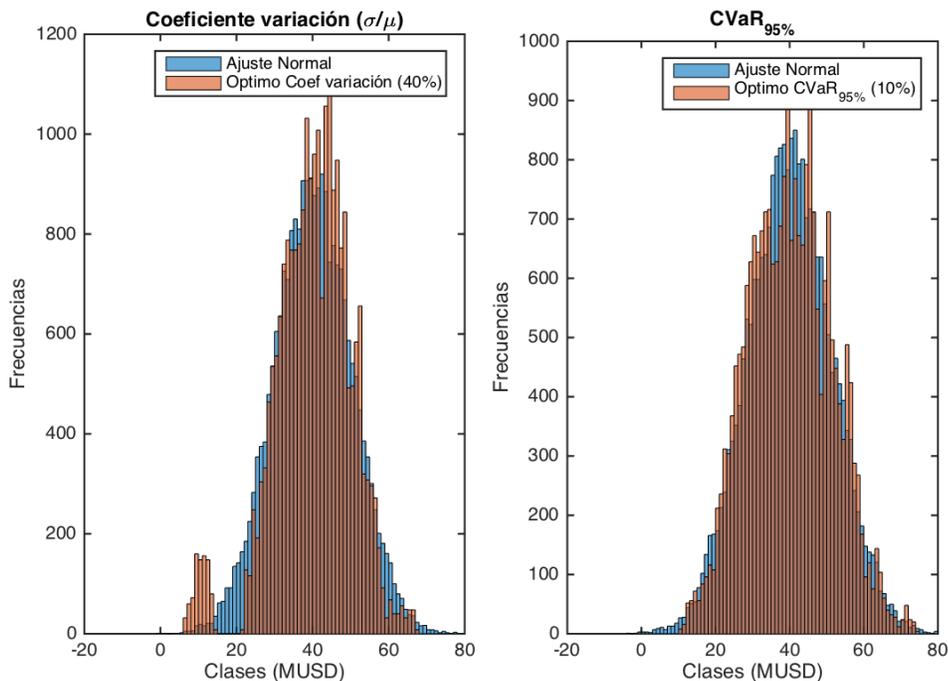


Figura 34: Óptimos vs Distribuciones Normales Ajustadas

En términos numéricos, la distribución asociada al óptimo con σ/μ difiere en un 4% con respecto al ajuste normalizado, sin embargo, si se consideran las colas del 5% con peores ingresos, el error aumenta drásticamente hasta un 15%. Esto implica que, si se considera el caso desde la perspectiva del total, la aproximación gaussiana puede ser razonable, pero en los casos extremos (aquellos que interesa analizar), el error es significativamente alto como para ser desestimado.

4.1.2. Central Nival

Como segundo caso de estudio, se utilizó una central con un régimen de generación nival, potencia instalada de 264 MW y un factor de planta del 48%. La producción promedio anual de

²⁵ Las *gaussianas* fueron generadas utilizando un sorteo de número pseudoaleatorios.

esta central es 1.034 GWh. La Figura 35 presenta su perfil de generación promedio según todos los años hidrológicos en conjunto con los costos marginales del sistema, donde se muestra que la central tiene una correlación positiva estacional con estos.

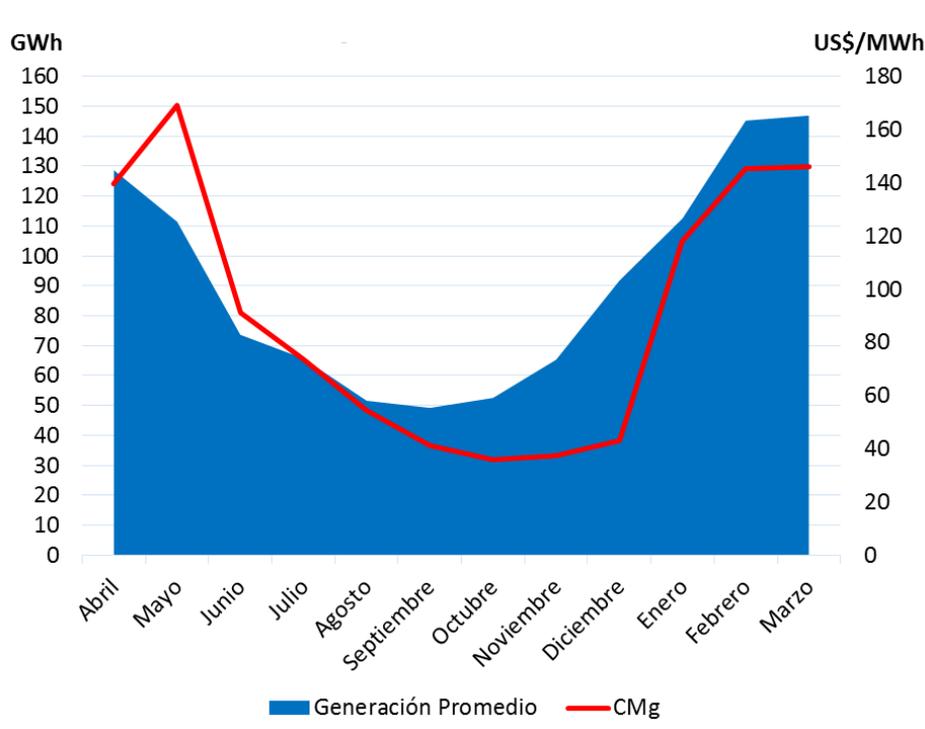


Figura 35: Central Régimen Nival 234 MW

De manera análoga al caso de estudio anterior, en la Figura 36 se enseña el resultado de contratación óptima de la central nival en base a criterio de mínimo $CVaR_{95\%}$, donde se advierte un nivel de energía recomendada del orden del 50% sobre el valor esperado anual (aproximadamente 45,83 GWh en bloque fijo mensual), en donde la esperanza del 5% de peores ingresos (inverso aditivo $CVaR_{95\%}$) alcanza un valor de 45,75 MUSD.

En este caso, es posible apreciar que dado el régimen de la central y su correlación positiva estacional con los costos marginales del sistema, el efecto de un contrato de suministro resulta ser considerablemente más favorable. Lo anterior se confirma dada la evidente mejoría que experimenta el rendimiento de los ingresos en las colas desde la situación *sin contrato* hasta el óptimo (9,75 MUSD), donde incluso es posible observar un punto de indiferencia (en cuanto a riesgo) entre la contratación nula y plena.²⁶

²⁶ Se refiere a la contratación del 100% de la energía esperada por la central en base a todos los escenarios hidrológicos

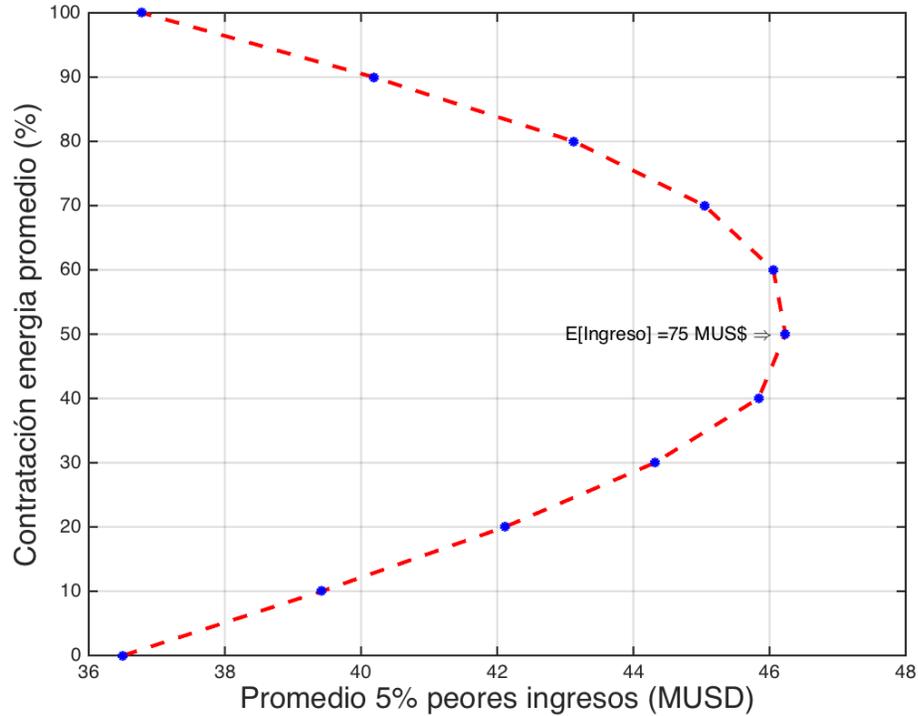


Figura 36: Contratación Óptima $CVaR_{95\%}$ Central Nival

La diferencia entre los efectos de la contratación puede explicarse a través de los distintos regímenes de precios a los que se ven enfrentadas ambas centrales en los casos en que estas no generan. Tal como se ha mencionado anteriormente, la central pluvial genera en épocas en que el precio spot suele ser inferior, por lo que, en el marco de contratos con bloque fijo, esta debe comprar al spot cuando los precios, en promedio, están más altos que su contrato.

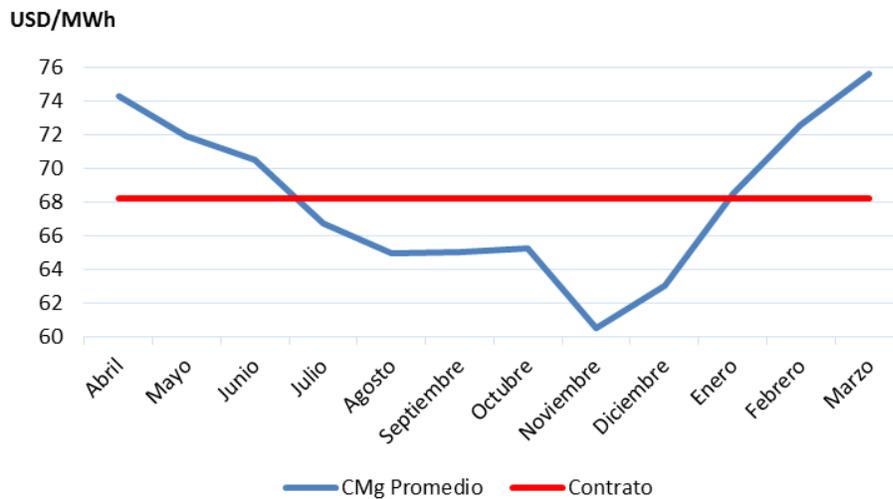


Figura 37: Costos Marginales Proyectados vs Precio Contrato

Por su parte, la central nival experimenta el fenómeno inverso, debido a que esta debe comprar al sistema cuando los precios tienden a ir a la baja, producto a su vez del aumento de la generación hidráulica en el sistema, en su mayoría pluvial. Así, incluso cuando la central debe adquirir energía al mercado spot para responder por los retiros de su cliente, esta logra sacar utilidad por el precio de su contrato, a diferencia de la central pluvial. Esto se detalla en la Figura 37.

Siguiendo con la lógica planteada en el caso de estudio anterior, la Figura 38 expone el resultado de contratación óptima en base a *Coefficiente de Variación del Ingreso* para la central nival:

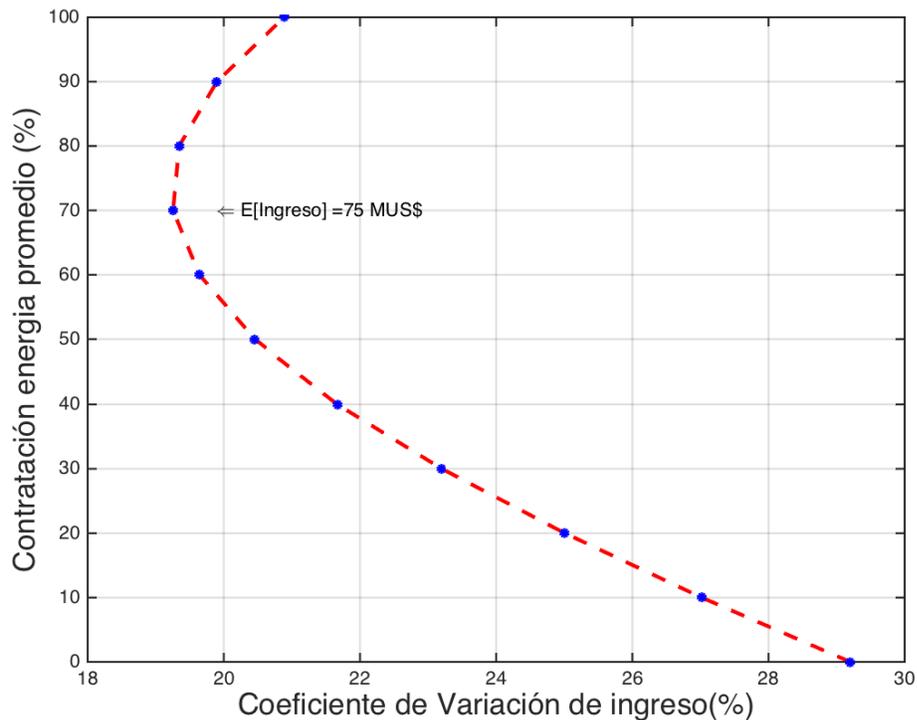


Figura 38: Contratación Óptima Coeficiente Variación Central Nival

Tal como se dio en el caso de estudio previo, la métrica asociada a la desviación estándar de las distribuciones muestra un mayor optimismo que el *CVaR* en relación al impacto del contrato para los ingresos de la central, recomendando hasta un 70% de energía comprometida. No obstante, también es posible notar que la brecha entre los valores óptimos (en ambas métricas) es reducida, llegando hasta un 1 MUSD (2%) en *CVaR*, y un 2,3% en el coeficiente de variación. Con esto, es posible deducir que las distribuciones de ingresos para la central nival son más cercanas a una *gaussiana*, lo que se verifica en la Figura 39.

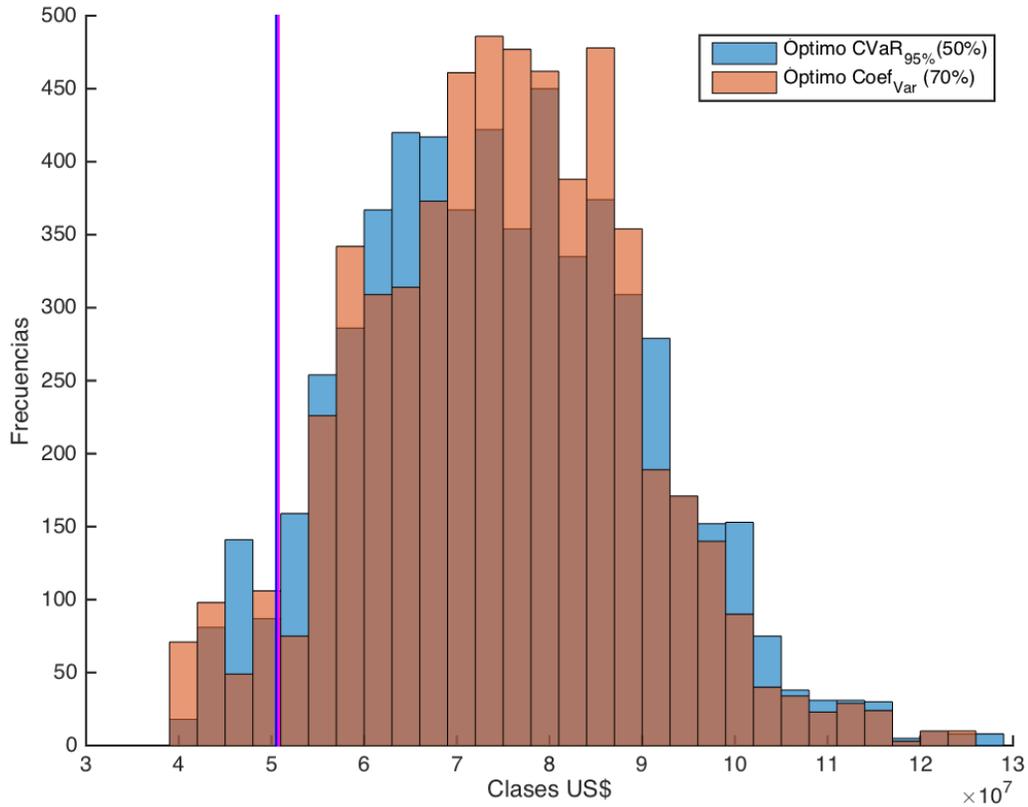


Figura 39: Distribución Óptimo *CVaR* vs *Coef Var*, Nival

4.1.3. Central Mixta

A partir de los perfiles de generación para 54 hidrologías de las centrales pluvial y nival, se originó un caso de central como la suma de ambas, la cual tiene la particularidad de contar con un nivel de producción más estable durante todo el año. Gracias a esto, se consigue eliminar el factor estacional desde el punto de la generación, manteniendo su impacto en los costos marginales del sistema.

El propósito de incluir esta nueva central es analizar el valor de la diversificación en el negocio de la generación eléctrica, en particular para centrales hidráulicas de pasada. De esta forma, se intenta determinar si es posible producir un valor agregado para la inversión si es que se opta por desarrollar, y operar, centrales con regímenes de generación distintos y establecer contratos de suministro para el portafolio de generación en su conjunto.

En la Figura 40 se exhibe el perfil de generación promedio mensual de la central surgida de la suma entre la central pluvial y nival anteriormente expuestas. Esta central cuenta con una potencia instalada de 400 MW y una generación promedio anual de 1720 GWh.

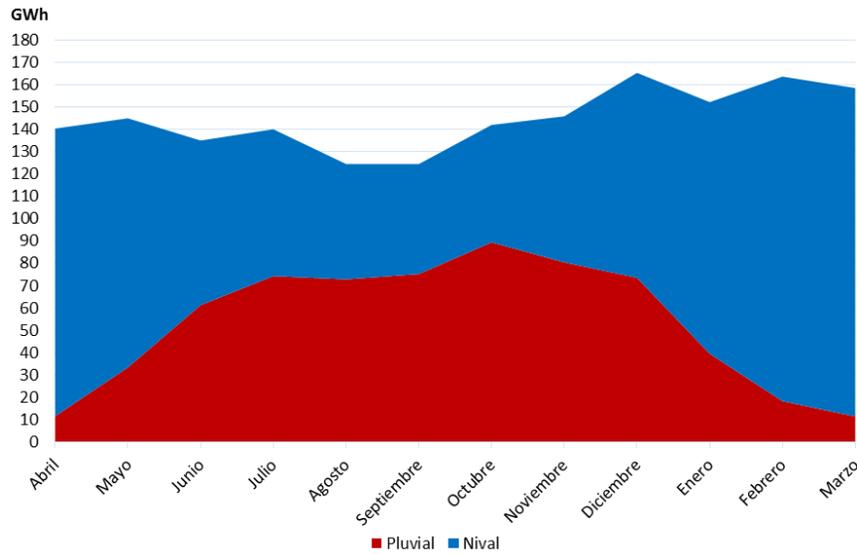


Figura 40: Perfil Generación Central Mixta 400 MW

En la Figura 41 se expone el resultado para la contratación óptima de esta central en base a $CVaR_{95\%}$.

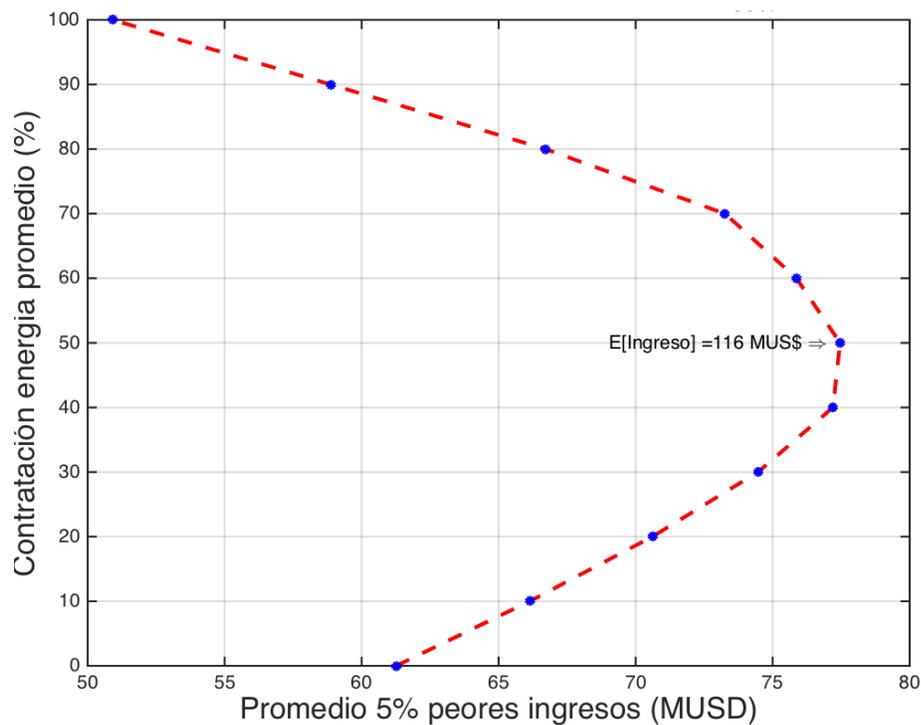


Figura 41: Contratación Óptima $CVaR_{95\%}$ Central Mixta

Se observa que el nivel de contratación es de un 50% sobre la energía esperada, lo que en términos físicos, se traduce en que el óptimo se encuentra en los 860 GWh. Este resultado es trascendental para este estudio, debido a que el valor obtenido para el portafolio en su conjunto

es mayor que la suma de los óptimos de cada central por separado, el que alcanza la cifra de 610 GWh.

Más aún, si se examina el resultado monetario obtenido (inverso aditivo de $CVaR$), el rendimiento en la cola de distribución para el valor óptimo llega hasta 76 MUSD, el que a su vez, es mayor que la suma de los valores individuales que se consiguen en los óptimos por separado (63 MUSD). De esta manera, se muestra que al tener un portafolio diversificado en generación hidráulica de pasada (en cuanto a regímenes), se crea un valor agregado para la inversión y el riesgo disminuye considerablemente, aumentando el valor de la contratación.

Desde el punto de vista del mercado eléctrico nacional, lo anterior se explica debido a que través de un perfil de generación relativamente estable dentro de un mismo año, se elimina en cierta forma el factor estacional en la generación hidráulica, dado que no se debe acudir al mercado spot con la asiduidad de los casos anteriores, lo que a su vez implica una menor presencia de rendimientos deficientes. Sin embargo, es vital tener en cuenta para la validez de este análisis que esta central mixta sigue lidiando con un permanente riesgo hidrológico, así como el fenómeno estacional ligado a los precios del sistema y su naturaleza.

En la Figura 42 se expone el gráfico para la contratación óptima de la central mixta en base al criterio de desviación del ingreso:

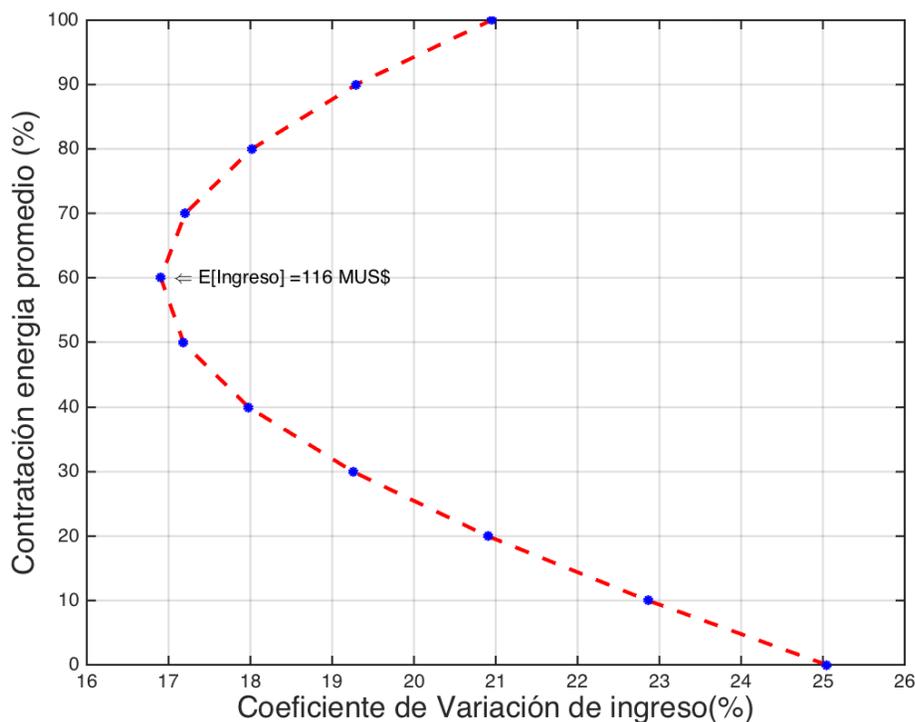


Figura 42: Contratación Óptima Coeficiente Variación Mixta

Del resultado se desprende nuevamente que este criterio tiende a ir hacia mayores cantidades de energía comprometida que el de $CVaR$, pero en este caso particular, se consigue una mayor

cercanía entre ambos, exhibiéndose una diferencia despreciable entre los resultados con ambas métricas.

Otro factor importante a tener en cuenta, es que la central mixta es la que posee el menor valor de desviación porcentual del ingreso con respecto al resto de los casos de estudio (17%), lo que queda de manifiesto dadas las razones anteriormente expuestas. Así, es posible concluir que un portafolio diversificado en generación hidráulica permite crear valor para la inversión en todo sentido.

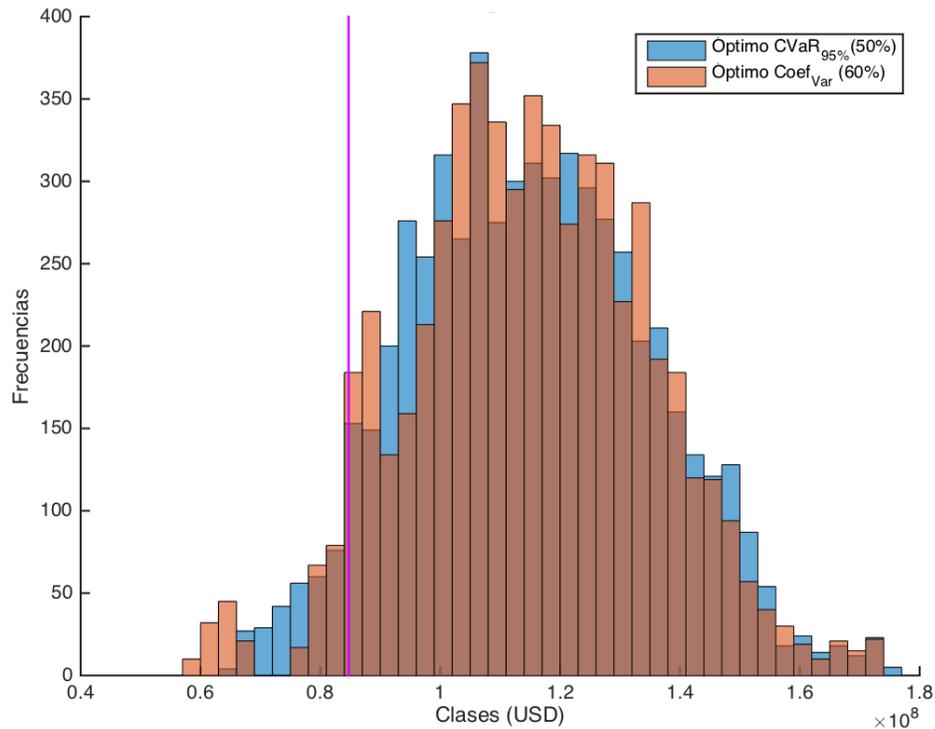


Figura 43: Distribución Ingresos Central Mixta

Por último, en la Figura 43 se muestra la comparación entre las distribuciones de ingresos para los óptimos calculados con ambas métricas, donde para el caso del óptimo con σ/μ se advierte la aparición de una cola pronunciada, altamente ineficiente en comparación al resto.

Esto último se relaciona al impacto producido por altos niveles de contratación en meses de invierno o, en otras palabras, al efecto que tiene la central pluvial en el portafolio de generación. Así se reitera la superioridad del *CVaR* en el contexto del problema de contratación.

4.2. Análisis de sensibilidad: Precio

En esta sección se presenta un estudio de sensibilidad para los resultados expuestos previamente en base a la modificación del precio de contrato. En particular, se analizó el desplazamiento de P_C en torno a una banda comprendida entre $(1 \pm 0,5) \cdot P_{EQ}$, con el objetivo

de observar el cambio en las decisiones de contratación y los resultados límites que se producen²⁷.

4.2.1. Central Pluvial

En primer lugar, se analiza el *efecto precio* para la central pluvial de 138 MW. El resultado para el citado análisis se muestra en la Figura 44.

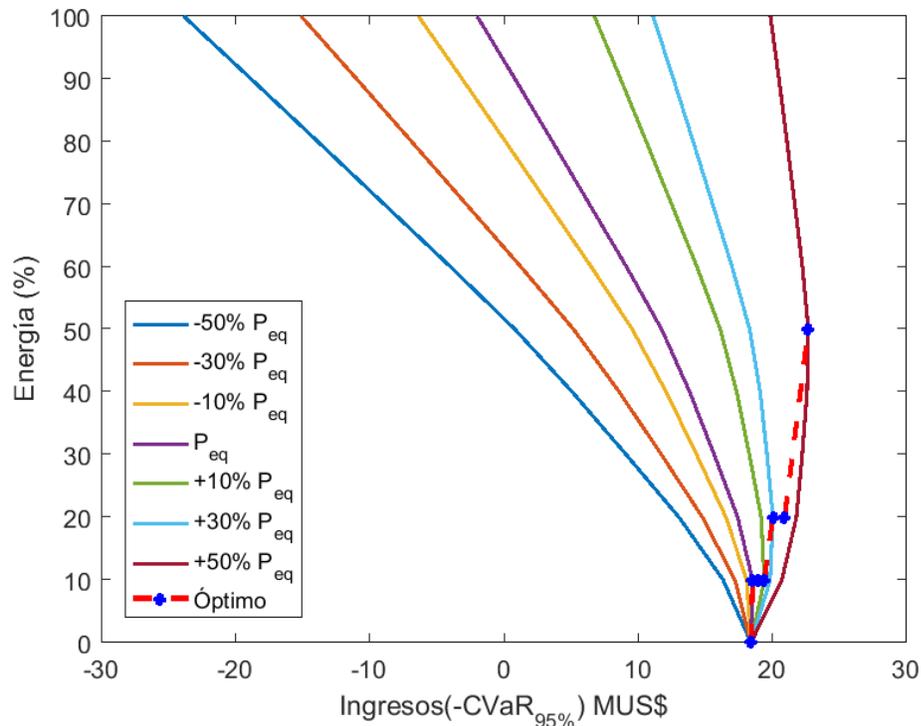


Figura 44: Sensibilidad Precio *CVaR* Central Pluvial

En la gráfica puede apreciarse que la contratación óptima es distinta de cero solo desde el precio de equilibrio en adelante, alcanzado un nivel de 50% para el máximo precio de la banda estudiada. Esto confirma que la central pluvial no ve como favorable los contratos y solo pasa a considerarlos cuando se producen escenarios de arbitraje por sobre el precio de equilibrio. Es decir, para este caso de estudio, el contrato es conveniente, desde el punto de vista de riesgo, solo si existe un *premio* vinculado a este.

En este sentido, se infiere que la curva obtenida con el máximo precio de la banda (1,5 veces el precio de equilibrio) converge hacia la curva del precio máximo teórico, en donde cualquier nivel de contratación representa un menor riesgo que una posición *spot pura*.²⁸

²⁷ Fuera de la zona de equilibrio, el valor que alcanza el óptimo se encuentra vinculado a un premio/castigo con respecto al ingreso esperado, con un valor $Q_C \cdot (P_C - P_{Eq})$

²⁸ Contratación cero. Toda la energía esperada es transada en el mercado spot.

Puede derivarse también del gráfico que los altos niveles de contratación -a precios desfavorables- son exageradamente ineficientes y dañinos para la empresa o central, alcanzando pérdidas de hasta 20 millones de dólares.

A continuación, en la Figura 45 se exhibe la solución de contratación óptima con *coeficiente de variación del ingreso* para la banda de precios definida previamente. Se advierte que el resultado arrojado mantiene la tendencia observada anteriormente con este indicador, obteniéndose niveles de contratación mayores que en el caso de *CVaR*.

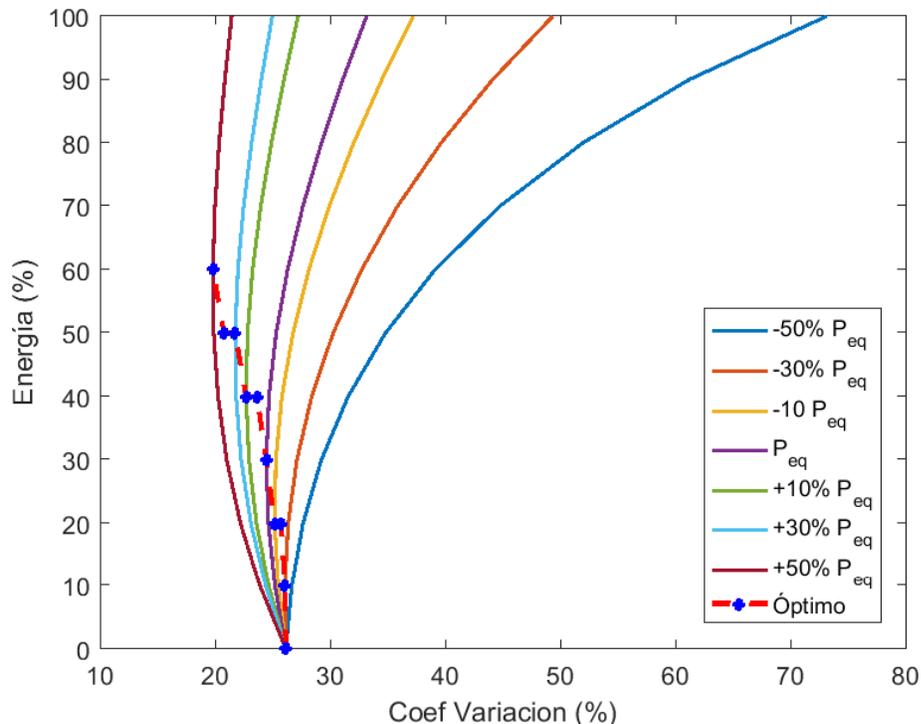


Figura 45: Sensibilidad Precio σ/μ Central Pluvial

De igual forma, se advierte que el rango de valores que toma este indicador para la central pluvial es reducido, alcanzando un valor límite en torno al 20% con el precio máximo ingresado. Esto evidencia que la gestión que se hace del riesgo, a través de un contrato, es reducido aun cuando el precio se eleva cuantiosamente sobre el equilibrio.

4.2.2. Central Nival

El análisis de sensibilidad de precio es realizado para la central nival de forma equivalente al caso de estudio anterior. Primeramente, en la Figura 46 se hace visible el resultado para el estudio de sensibilidad con *CVaR*.

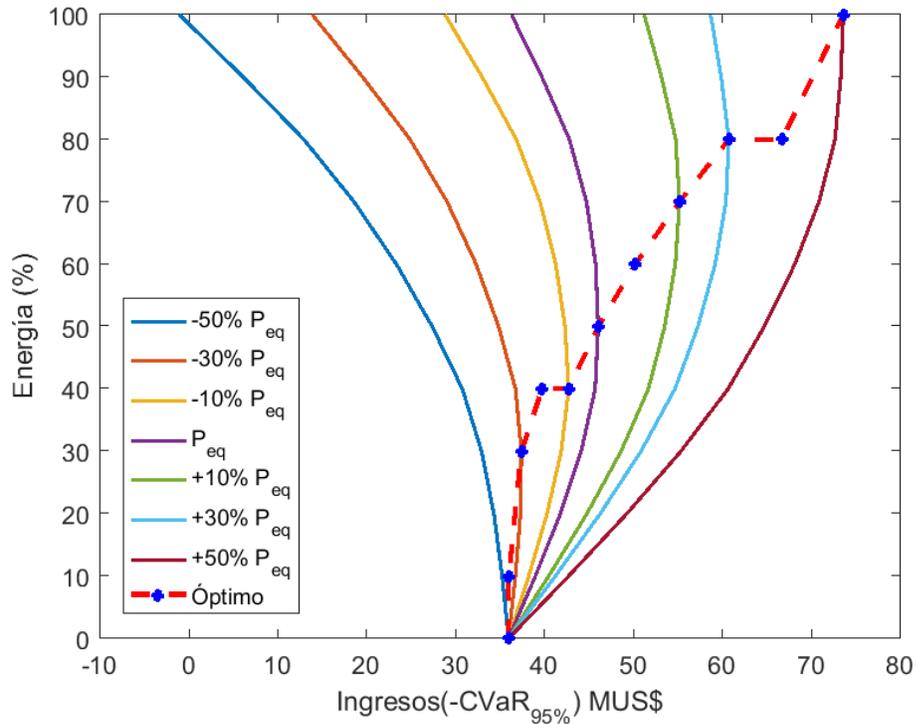


Figura 46: Sensibilidad Precio $CVaR$ Central Nival

De forma contraria al caso pluvial, la central nival muestra niveles de contratación distintos de cero incluso bajo el precio de equilibrio. En efecto, la central se dispone incluso a aceptar un *castigo* en ingreso esperado con tal de minimizar el riesgo con un contrato a precio menor. El anterior es un resultado crucial, ya que, si se considera que el valor de $CVaR$ para la contratación nula es invariante ante el precio, debido a que implica que la central es más competitiva a la hora de ofrecer el precio para un contrato.

Por consiguiente, la central logra imponerse al resto del mercado y consigue minimizar el riesgo para sus balances futuros. En este sentido, cabe destacar también que a medida en que el precio crece, el nivel de contratación se acerca al máximo (100%), y se intuye que hasta podría contratarse por sobre su generación promedio.

Por su parte, en la figura se presenta el análisis de *efecto precio* para la central nival en base a *Coefficiente de Desviación del Ingreso*. En este caso, se repite el fenómeno comentado previamente, en donde los niveles de energía comprometida suelen ser más altos con esta medida, aunque la contratación plena se alcanza con el mismo precio de contrato.

Asimismo, cabe destacar que para ambas métricas, el óptimo se mueve de forma similar respecto al precio de contrato. Esto tiene una estrecha relación con la forma de las distribuciones de ingresos que se producen con esta central, lo que permite obtener resultados similares con ambas metodologías.

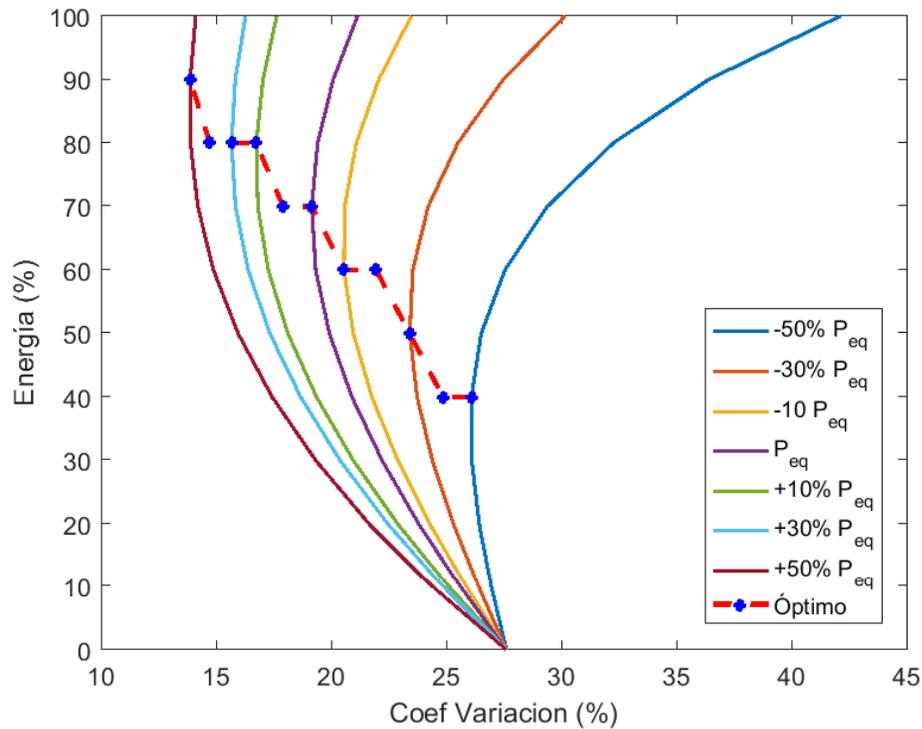


Figura 47: Sensibilidad Precio σ/μ Central Nival

Finalmente, se reitera la superioridad de esta central al alcanzar una desviación de ingreso mínima de un 14% para la posición más conveniente, el cual es considerablemente superior al 20% del caso de estudio anterior. De esta forma, se puede concluir que, desde el punto de vista de un inversionista, desarrollar centrales nivales tiene un mayor atractivo.

4.2.3. Central Mixta

El presente análisis de sensibilidad se completa al incorporar los resultados de la central mixta descrita en 4.1.3. En primer lugar, se exhibe el resultado de la sensibilidad con *Conditional Value at Risk* (Figura 48). Se observa que, tal como ocurre con la central nival, la composición de los dos casos de estudio es capaz de contratarse por un precio menor al de equilibrio y obtener un nivel de riesgo más bajo del que ofrece la posición *spot*. Sin embargo, también es posible distinguir el efecto negativo que produce la central pluvial para el portafolio, al no alcanzar la contratación plena a precio máximo. En este punto, se dejar ver un estancamiento en torno al 70%, consiguiendo un nivel de contratación límite idéntico al obtenido con σ/μ (Figura 49).

En cualquier caso, es claro que estos resultados presentan un atractivo superior respecto de las otras centrales, lo que reafirma los argumentos previamente esgrimidos sobre el valor de diversificar el portafolio de generación hidráulica.

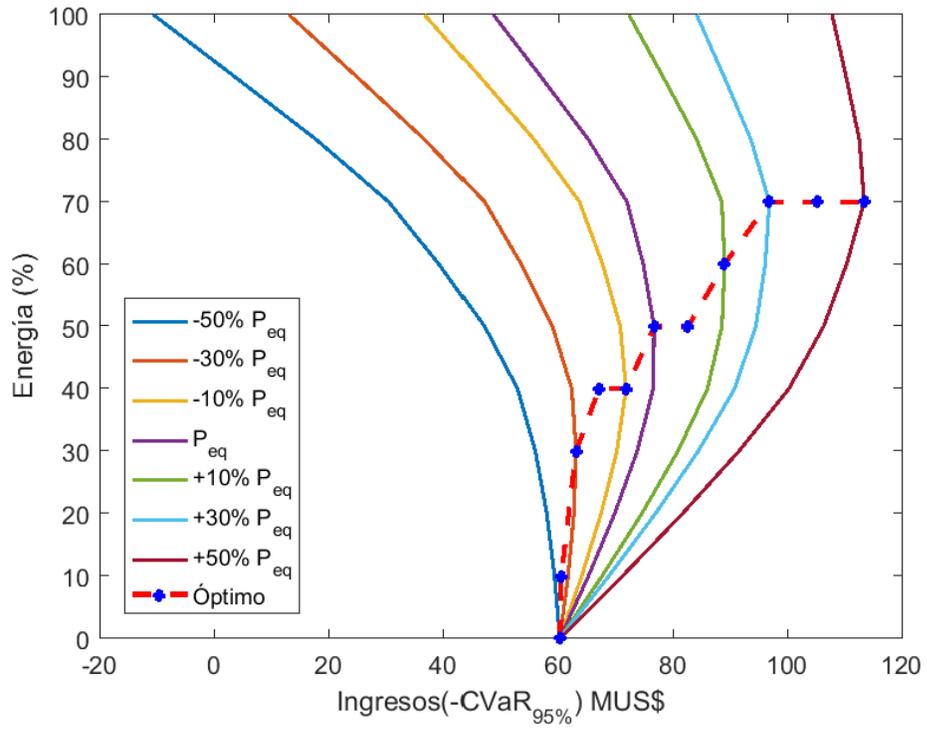


Figura 48: Sensibilidad Precio $CVaR$ Central Mixta

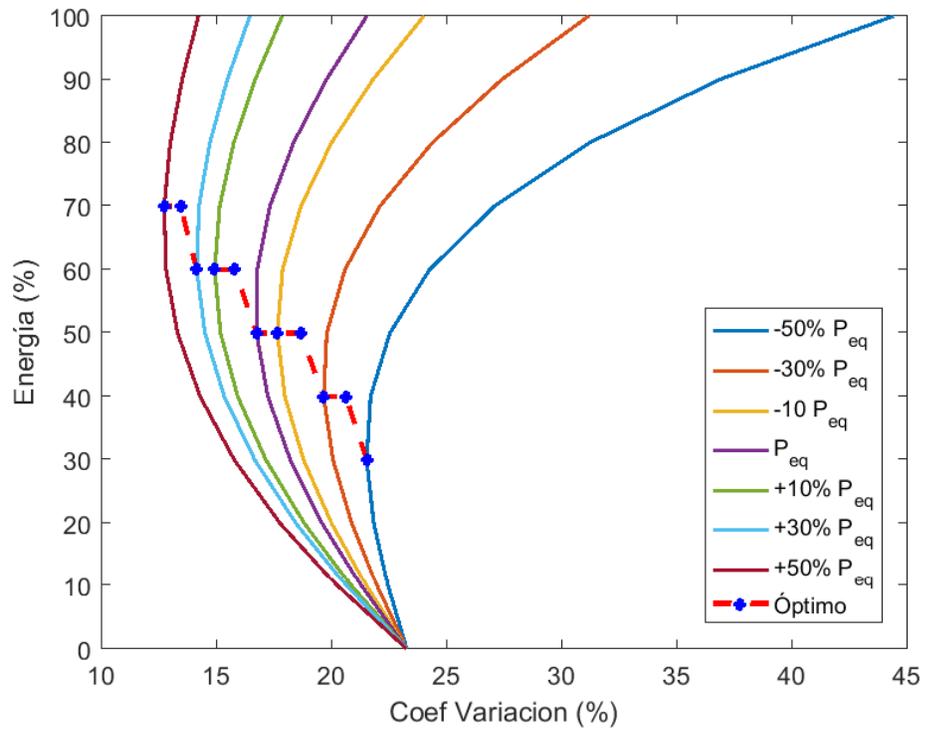


Figura 49: Sensibilidad Precio σ/μ Central Mixta

4.3. Análisis de Sensibilidad: Balance semestral

Es conocido que el citado efecto estacional en la generación hidráulica y los precios spot tienen un impacto en los balances de una empresa generadora. Debido a esto, un proyecto de generación de este tipo debe lidiar de antemano con el hecho de que tendrá épocas con mejores rendimientos que otras dentro de un mismo año. Este efecto es maquillado a través de la suma anual del margen operacional, la que suele ocultar en muchos casos las peores épocas.

En esta sección, se presenta un análisis de sensibilidad respecto a la resolución temporal con la que se evalúa la contratación óptima de una central hidráulica, con el objeto de determinar la mejor forma de financiar proyectos con esta tecnología desde el punto de vista de un crédito externo. En este caso, se evalúa el impacto de considerar balances (o cuotas) semestrales.²⁹ En este caso cada punto de la distribución representa un semestre, por lo que se tendrá el doble que en el caso anterior

4.3.1. Central Pluvial

En la Figura 50, se expone la contratación óptima en base a *Conditional Value at Risk* y *Coefficiente de variación del ingreso* para la central pluvial presentada previamente, bajo el criterio de balances semestrales. Del gráfico se extrae que, tal como se podría esperar, los niveles de contratación sugeridos experimentan una notable baja con respecto a la suma anual junto con el evidente empeoramiento en los valores de estos indicadores.

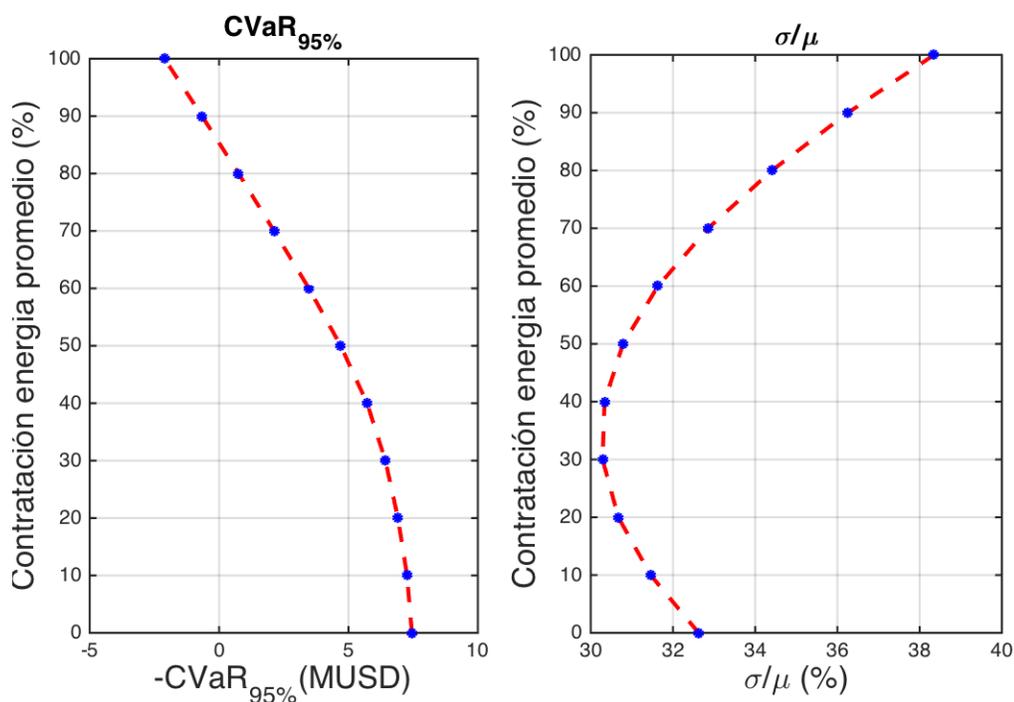


Figura 50: Contratación Óptima Semestral Pluvial

²⁹ Se consideró un semestre cronológico, basado en el año calendario (juliano) [Enero-Junio] y [Julio-Diciembre]

De esta manera, se muestra que no existe contratación óptima en base a *CVaR* para este caso, ya que el mínimo (o máximo, según se mire), se alcanza con un nivel de contratación cero. Este impacto se explica debido a un mayor poblamiento de escenarios adversos en las distribuciones (en especial en la cola de estas), por lo que, al conjugarse hidrologías secas y el efecto estacional, la compensación producida por los meses con mejor desempeño se ve reducida. Así, el valor de *CVaR* se ve mermado y el contrato es aún menos atractivo.

Luego, con respecto a la desviación estándar, el nivel de contratación baja de 40% a 30%, lo que se debe a que al existir semestres más favorables que otros, los ingresos tienden a exhibir una mayor volatilidad. También puede argumentarse lo anterior desde el punto de vista de que, al producirse una mayor cantidad de escenarios desfavorables, dados los balances semestrales ingresados para la optimización, resulta natural obtener distribuciones con una mayor desviación del ingreso.

4.3.2. Central Nival

El mismo ejercicio se realizó para la central nival, obteniéndose el resultado presentado en la Figura 51:

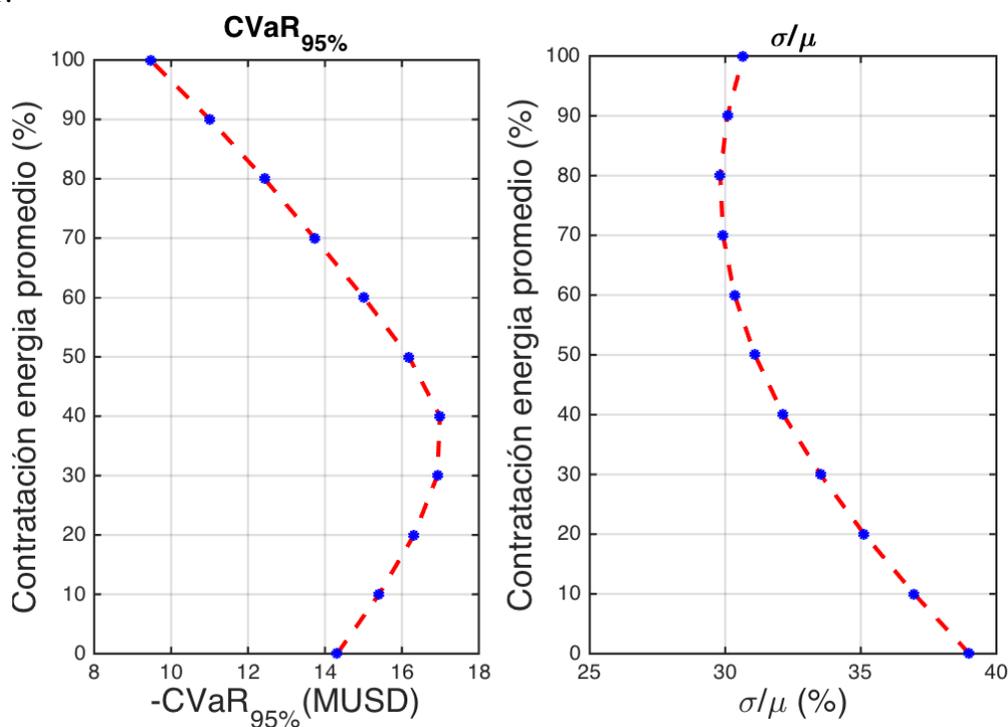


Figura 51: Contratación Óptima Nival Semestral

De la misma forma que se observó en el caso de estudio anterior, el cálculo de contratación óptima con criterio semestral muestra un claro deterioro en los indicadores estadísticos utilizados para la resolución del problema, lo que se condice con el impacto esperado en las distribuciones de ingreso.

4.3.3. Central Mixta

Por último, se estudió el cambio en el criterio de balances en la contratación óptima para la central mixta. El resultado es exhibido en la Figura 52, donde nuevamente se aprecia un deterioro tanto para $CVaR$ como en la desviación estándar de las distribuciones. Esto último, afecta al nivel de contratación óptima en el primer caso, bajando de 50% a 40%.

Respecto de este análisis en su conjunto, es posible concluir que una evaluación financiera para un proyecto de generación hidráulico, en base a criterios de tiempo parciales –respecto de un año- puede inducir a una sobrestimación del riesgo al no considerar la naturaleza propia de esta tecnología y del recurso base. Así, es necesario comprender que, desde su concepción, una central de este tipo siempre lidiará con periodos más positivos que otros, por lo que el criterio para tomar decisiones financieras al respecto debe ser el anual.

En consecuencia, para efectos de financiamiento resulta razonable utilizar un criterio de pago anual en caso de poseer un crédito, debido a que la probabilidad de *default* se reduce de forma importante al compensarse las épocas desfavorables con las de mayor rendimiento, mejorando el escenario final.

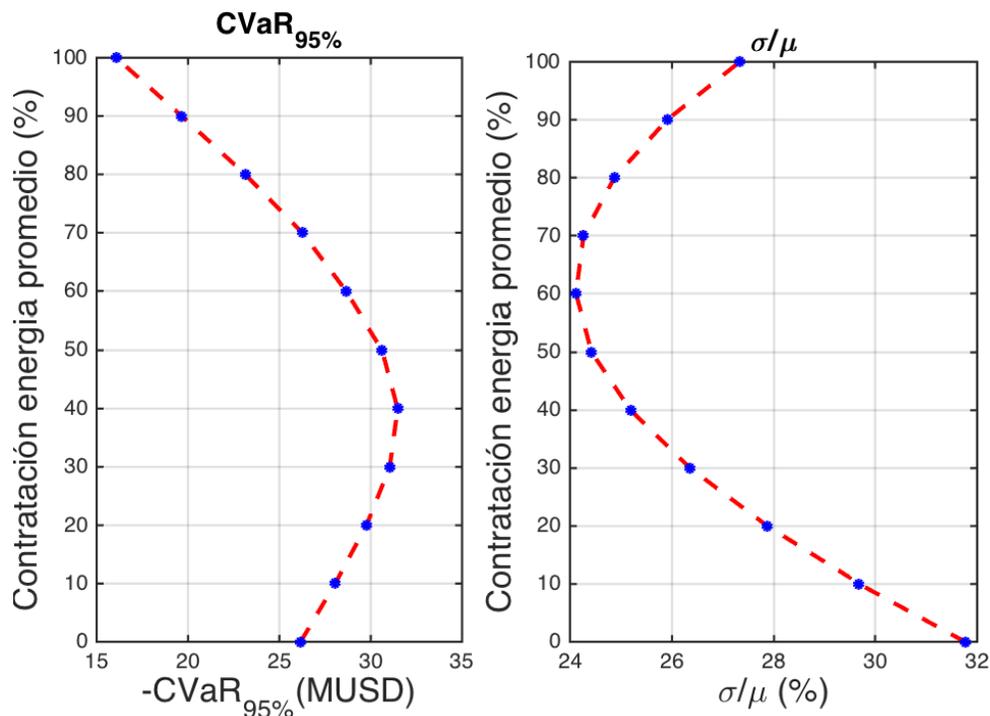


Figura 52: Contratación Óptima Mixta Semestral

4.4. Contratación Óptima: Contratos estacionales

Los contratos de suministro en base a bloques estacionales buscan reducir la exposición temporal que implica un contrato para centrales hidráulicas de pasada, junto con un mejor manejo del factor de estacionalidad. De esta forma, se intenta conseguir una reducción del riesgo y así, tener la opción de ofrecer un precio más competitivo a la hora de negociar un PPA.

La fórmula estacional puede estar sujeta a diferentes grados de libertad, partiendo desde bloques semestrales, mensuales y hasta semanales. Dado que el problema aumenta su complejidad en forma directa a la libertad de los bloques, para efectos de este estudio, solo se analizó en profundidad la opción semestral.

En el Cuadro 4 se introducen los bloques semestrales de invierno y verano³⁰ junto con los precios de mercado respectivos. Como puede observarse, el precio de invierno es mayor, lo que se debe principalmente a que ese bloque incorpora los meses de abril y mayo, que suelen ser los que menor aporte de generación hidráulica proporcionan (Figura 6).

Bloques	Meses						ΔP_M (USD)
Verano	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	-1,5
Invierno	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	+ 2

Cuadro 4: Bloques Semestrales para Contratos estacionales

Para efectos de resultados en este ítem, se considera que el 100% de contratación significa que la central contrata el respectivo bloque con un máximo valor mensual dado por $\mathbb{E}[G_{anual}]/12$, es decir, el valor esperado de la generación anual dividido por el número de meses. El propósito de lo anterior es realizar una adecuada comparación entre la conveniencia de un bloque u otro para una determinada central.

4.4.1. Central Pluvial

Siguiendo la estructura desarrollada previamente, en primer lugar, se muestra el resultado de la contratación estacional para central pluvial con capacidad instalada de 136 MW. Para dicha central, se analizó la contratación óptima utilizando ambos bloques semestrales, obteniéndose el resultado desplegado en la Figura 53 .

Contrario a lo que cabría esperar dado el régimen de la central analizada, el contrato en bloque de verano presenta un resultado más favorable que el de invierno. En efecto, desde la contratación cero, se comienza a desarrollar una tendencia que va en aumento con el nivel de contratación en cada bloque, en donde se evidencia la superioridad de la opción de verano para esta central.

³⁰ Los bloques fueron determinados en base al año hidrológico, dado que esta estructura de contratos se encuentra diseñada para favorecer a centrales hidráulicas.

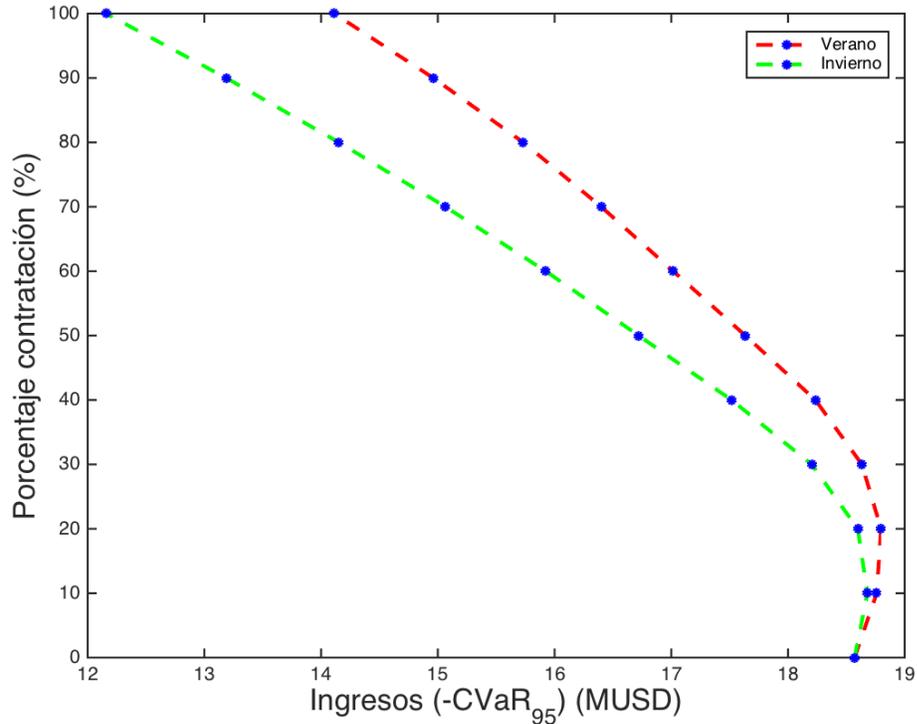


Figura 53: Curva Contratación $CVaR$ Bloques estacionales, Caso Pluvial

No obstante, en cualquiera de los casos, el nivel de contratación sugerido es bajo (20% de energía³¹), y la mejoría en cuanto al valor monetario de $CVaR$ no es considerable respecto de la opción *bloque fijo*. A pesar de esto último, el valor de esta nueva estructura de contratos es notoria al momento de analizar el efecto que estos tienen en los niveles de energía mayor. Así, un contrato de aproximadamente 50 GWh por seis meses, es menos dañino en formato de bloque estacional que de manera fija.

Con el propósito de verificar el resultado anteriormente descrito, en la Figura 54 se muestran las distribuciones de ingresos obtenidas para los contratos en bloques de verano e invierno para el presente caso de estudio. Esto confirma que un contrato opuesto al régimen de generación de la central tiene una *cola* menos pronunciada que la generada por el contrato en invierno.

La principal justificación encontrada para el particular fenómeno descubierto se encuentra dada por el *riesgo hidrológico*, el cual no es atenuado por el contrato estacional. Esto último se hace visible en la Figura 55, donde se presentan los precios spot proyectados para la hidrología más seca, tanto en el caso pluvial como nival. En primer lugar, es importante tener en cuenta -dada la naturaleza propia de las cuencas- que ambas centrales ven hidrologías adversas de forma distinta, así, cuando se produce un año con baja generación pluvial, existe la posibilidad de que una central nival logre alcanzar, incluso, niveles normales de producción.

³¹ Equivalente a comprometer 10,6 GWh mensual por un total de 6 meses desde octubre a marzo.

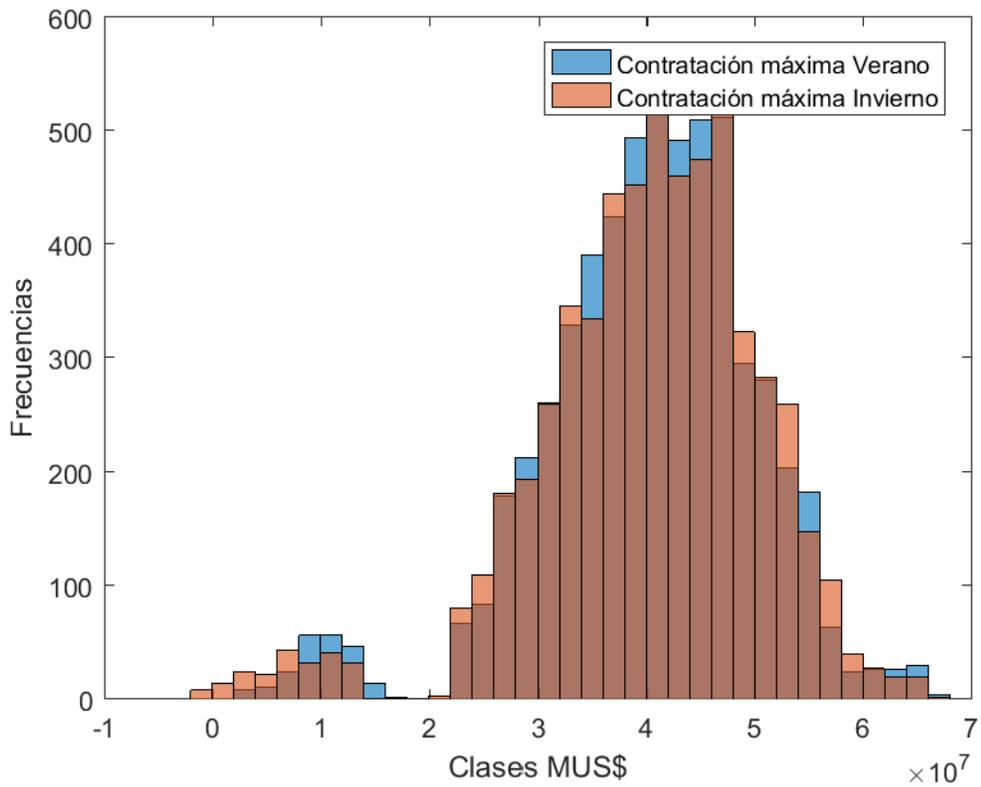


Figura 54: Distribución Bloques Verano vs Invierno Pluvial

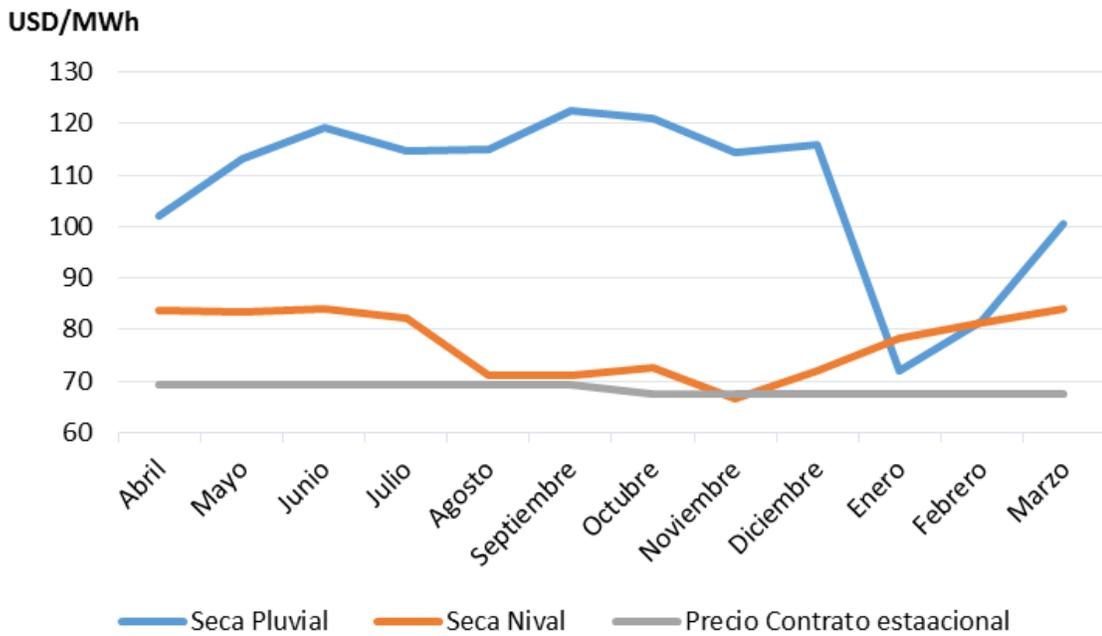


Figura 55: Costos Marginales Hidrologías Secas

Por otra parte, y como se ha comentado anteriormente, el grueso de la generación hidráulica de pasada en Chile es de tipo pluvial, por lo que estas centrales tienen un mayor impacto en los costos marginales del sistema. Por ende, las hidrologías secas vistas por las centrales pluviales, coinciden con los escenarios de precios más altos de todo el sistema eléctrico nacional, los que alcanzan su *peak* en los meses en que se esperaría que estas centrales inyectasen una mayor cantidad energía.³²

Producto de esto, en hidrologías secas, un contrato en invierno resulta ser más perjudicial que un contrato en verano al tener que responder por retiros del cliente cuando los precios se encuentran extremadamente altos, sumado a una baja producción de la central. De este modo, la contratación óptima bajo esta nueva estructura de contratos es la que se exhibe en la Figura 56:

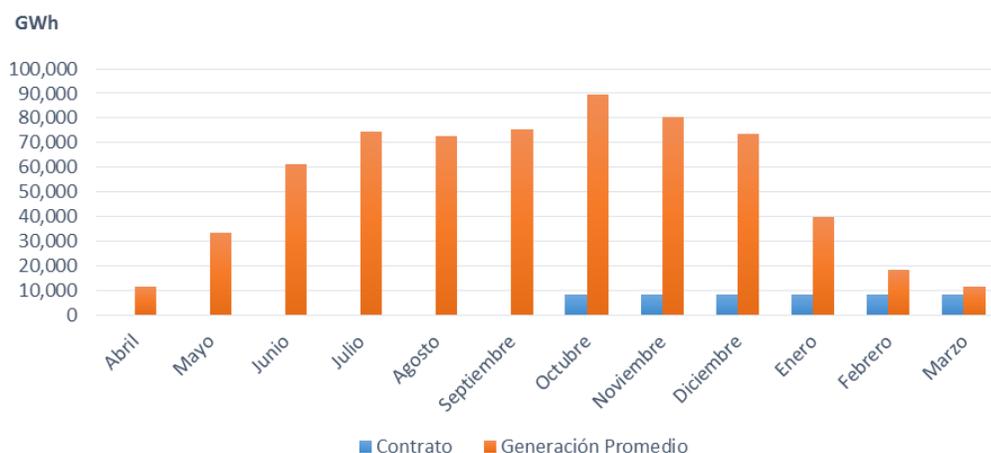


Figura 56: Contratación Óptima Bloque estacional Pluvial

4.4.2. Central Nival

De forma alternativa, se analizan las opciones de contrato para la central nival, en base a los citados bloques estacionales. Análogamente al caso anterior, se busca una solución para ambos bloques por separado con el objeto de comparar su conveniencia y estudiar los fenómenos que surjan de los resultados. Lo descrito se expone en la Figura 56, en la cual es directo notar que ambas opciones de contratos muestran desempeños similares, alcanzando el óptimo para el 100%³³.

La coincidencia entre ambas alternativas se comprueba observando las distribuciones de ingresos obtenidas con las mismas. Estas se exhiben en la Figura 58 y permiten evidenciar una mínima superioridad del contrato en verano desde el punto de vista de *Conditional Value at Risk*.

³² En ese caso la energía que no es suministrada por las hidroeléctricas, debe ser entregada por las centrales térmicas a un precio más elevado.

³³ Contrato de 93 GWh.

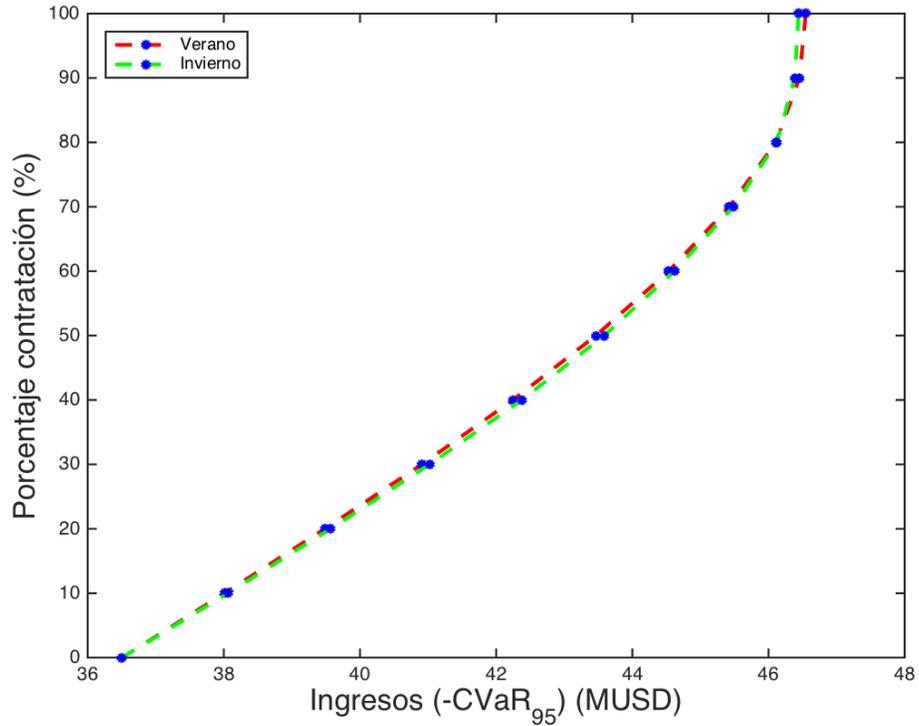


Figura 57: Curva Contratación *CVaR* Bloques estacionales Caso Nival

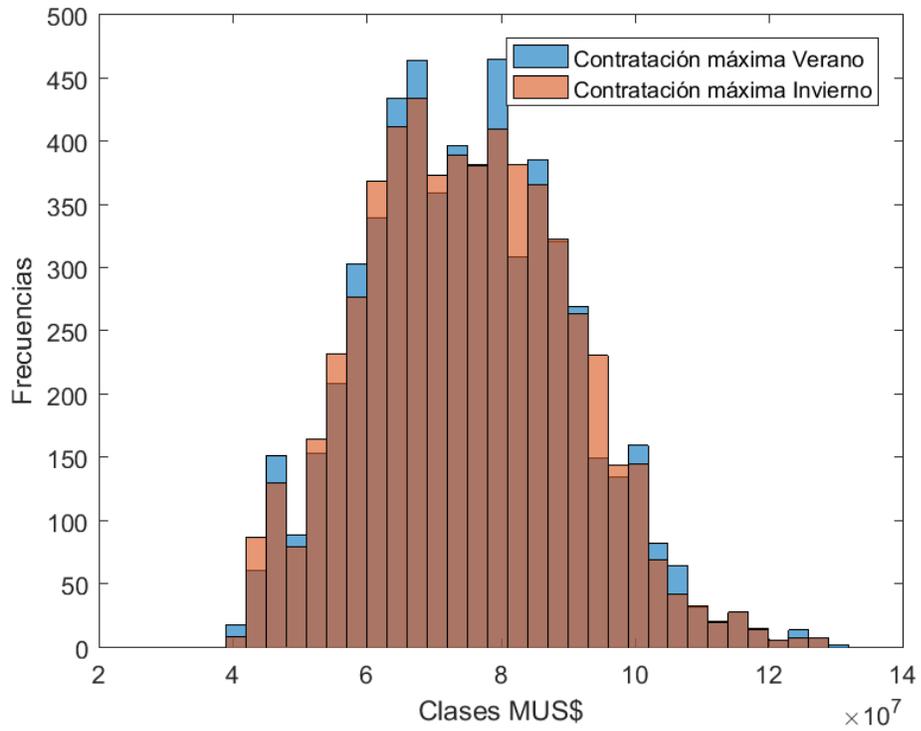


Figura 58: Distribución Contrato Verano vs Invierno Nival

Finalmente, en la Figura 59 se presenta la mejor opción de contratación para la central de régimen nival utilizada para este estudio.

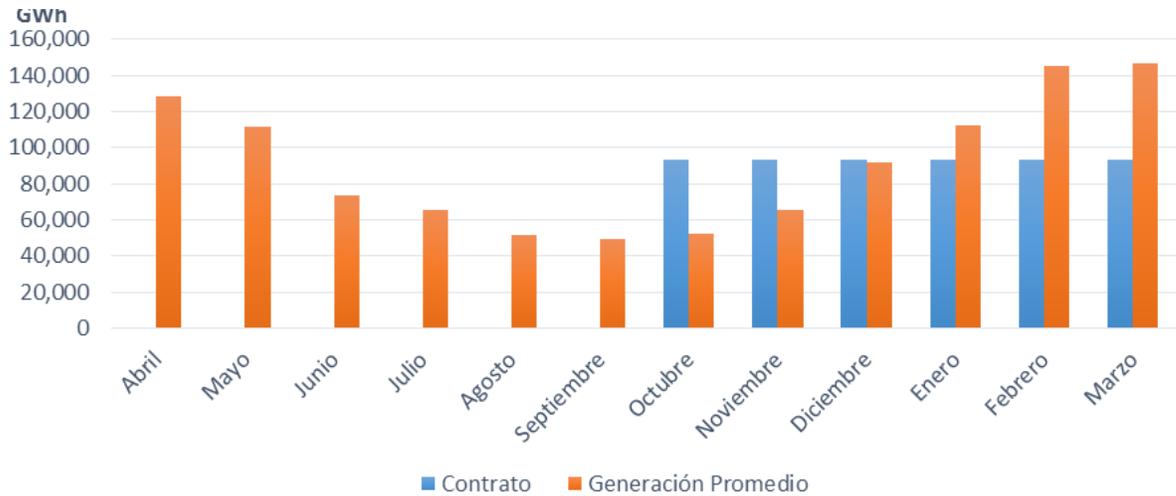


Figura 59: Contratación Óptima Estacional Nival

Con respecto a la solución (Figura 55), se puede concluir que las hidrologías secas vistas por la central nival no necesariamente coinciden con los peores escenarios hidrológicos del sistema en su conjunto, por lo que incluso con baja generación puede optar a precios razonables con cualquiera de los bloques estacionales definidos.

Por consiguiente, la central nival se considera prácticamente indiferente ante un contrato estacional desde el punto de vista del riesgo que cada uno representa. Esto también se puede ver desde la óptica en que cada tipo de central interactúa de manera diferente con el mercado spot, en particular ante hidrologías desfavorables.

5. Conclusiones

En este escrito se ha evidenciado que las actuales estructuras de contratos de suministro en Chile podrían producir desincentivos para el desarrollo de centrales hidráulicas de pasada, especialmente en términos de riesgo, dado la forma en que estas interactúan con el mercado spot. Por estos motivos, es que no resulta razonable plantear las mismas exigencias de contratación para todas las tecnologías de generación eléctrica por igual, en particular si se considera que los altos niveles de energía comprometida pueden provocar rendimientos ineficientes en centrales hidráulicas de pasada.

Así, se ha demostrado que un PPA es conveniente para un proyecto de este tipo dependiendo de la correlación estacional que la central tenga con los costos marginales del sistema, la que, a su vez, es una condición natural del sistema asociada al perfil hidrológico de las cuencas y al cómo se ha desarrollado la hidroelectricidad en Chile.

Por consiguiente, todo pasa a depender de la evolución que tiene el precio spot con respecto al precio de un posible de contrato. En este sentido, las centrales nivales muestran tener una ventaja competitiva, dado que cuando estas no generan, los precios del mercado spot son más bajos y consiguen obtener un mejor rendimiento a su contrato. De esta manera, estas alcanzan niveles de contratación del orden del 50% de su energía esperada.

Siguiendo con este último punto, la virtud de las centrales nivales por sobre las de régimen pluvial también se manifiesta en que las primeras se perciben dispuestas a establecer contratos por precios inferiores al que indica el mercado, incluso hasta en un 30% menos. Esta situación es radicalmente distinta en el caso pluvial, cuya contratación óptima (a precio de mercado) resulta ser de un 10% de su energía promedio anual.

Por otro lado, este análisis verifica que, al diversificar el portafolio de inversiones en generación hidráulica, desde el punto de vista de la estacionalidad, se logra producir un valor agregado para la inversión y aminorar el riesgo respecto del caso de ambos proyectos por separado. En efecto, el nivel de contratación en conjunto es de 50%, equivalente a 860 GWh por año, con un aumento de CVaR del 20% respecto a la suma de los valores obtenidos para cada central por separado.

Otro objetivo alcanzado a través de este análisis fue el evidenciar que las distribuciones de ingresos para una central o empresa generadora no necesariamente se corresponden con las clásicas *gaussianas*, por lo que el uso de métricas relacionadas con desviaciones de ingreso (σ) no consiguen capturar el riesgo para una decisión de inversión al no tener un significado claro. Por tanto, se demuestra que el *Conditional Value at Risk* resulta ser un indicador más apropiado para este problema dadas sus propiedades.

Al estudiar una estructura de contratos en base a bloques estacionales, este informe revela que, a pesar de obtener una mejora con respecto a los bloques fijos, estos no muestran tener el desempeño esperado. Esto debido a que, en un caso, la minimización del riesgo se produce con bloques opuestos a la generación propia de la central dado el impacto estacional aún evidente en los precios spot y el riesgo hidrológico presente.

Como trabajo futuro se propone el expandir el estudio hacia centrales de menor capacidad (mini hidroeléctricas de pasada) con el fin de estudiar el efecto que tiene en estas la correlación con el costo marginal del sistema. En conjunto con lo anterior, también se propone el realizar este estudio para otras tecnologías, especialmente para aquella con costos operacionales bajos y correlación negativa con los precios spot (energías renovables). Así se propone buscar el portafolio óptimo en generación para contratos de suministro, en orden de minimizar el riesgo de inversión.

Bibliografía

- [1] D. S. Kirschen, *Power Systems Economics*, Washington.
- [2] R. Moreno, H. Rudnik y L. A. Barroso, «Conceptos para Valorización de Contratos en Mercados Eléctricos: Análisis fundamental,» de *Seminario de contratos y licitaciones*, República Dominicana, 2009.
- [3] Legislación Chilena, Ley General de Servicios Eléctricos.
- [4] F. Aguirre Leo y C. Hermanssen, «Apuntes del curso Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico Chileno,» 2016.
- [5] P. Edge, *An approximation of counterparty credit risk in long term power purchase agreements (PPAs)*, Lisbon, 2010.
- [6] D. Ruiui y M. Swales, *Quantify and mitigate Power Purchases Risks*.
- [7] C. Johnson, «Value at Risk: Teoría y Aplicaciones,» de *Estudios de economía Vol. 28*, 2001, pp. 217-247.
- [8] G. D. J. E. a. D. H. Artzner., «Coherent Measures of Risk,» de *Mathematical Finance*, 1999.
- [9] F. Arbelaez, F. Ceballos y L. Ceferino, «El valor en riesgo condicional CVaR como medida coherente de riesgo,» *Revista Ingenierías*, vol. 4, n° 6, pp. 43-54, 2005.
- [10] G. Pflug, *Some Remarks on the Value at Risk and the Conditional Value at Risk*, Viena: University of Vienna, 2006.
- [11] U. Stanislav, *CVAR optimization*, vol. 2, New York: DDE, 2001.
- [12] S. Uryasev y R. T. Rockafellar, *Optimization of conditional value-at-risk*, Washington, 2001.
- [13] B. Fernández Larrañaga, *IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE SEQUIAS HIDROLOGICAS*, 1997.
- [14] R. Moreno, A. Insunza y H. Rudnik, «CVaR Constrained Planning of Renewable with Considerations of inertial response,» *Energy Economics*, 2016.
- [15] Comisión Nacional de Energía, «Informe Costos por Tecnología de Generación,» CNE, 2016.
- [16] R. Palma Behnke y W. Bookering, *Ñom Lufke (El Rayo Domado) O Los Sistemas Electricos De Potencia*, Santiago: Prentince hall, 2008.
- [17] C. A. Testar Pacheco, *Análisis del mercado de generación eléctrico chileno: Spot, Contratos y comportamientos estratégicos*, Santiago, 2010.
- [18] A. Chekhlov, S. Uryasev y M. Zabarankin, *PORTFOLIO OPTIMIZATION WITH DRAWDOWN CONSTRAINTS*, Florida, 2003.
- [19] J. M. Lopez-Lesama, A. Padilha-Feltrin, J. Contreras y J. I. Muñoz, *Optimal Contract Pricing of Distributed Generation Under a Competitive Framework*, 2010.
- [20] H. Rudnik, R. Moreno y L. Barroso, *FIRST PRICE AND SECOND PRICE AUCTION MODELLING FOR ENERGY CONTRACTS IN LATIN AMERICAN ELECTRICITY MARKETS*, Santiago.
- [21] H. Rudnik y M. Arrospide, «Formulación de contratos de compraventa de Energía Eólica,» Santiago, 2009.

- [22] Comisión Nacional de Energía, «CNE,» 2016. [En línea]. Available: www.cne.cl.
- [23] CDEC SIC, «Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central,» [En línea]. Available: www.cdecsic.cl. [Último acceso: 2016].

Anexos

A. Evaluación Contratación Óptima Semestral

En esta sección se entrega en detalle el efecto de la evaluación de contratación óptima de bloque fijo con granularidad semestral. En particular, se presentan las distribuciones de ingresos surgidas del análisis para los valores óptimos obtenidos tanto con *CVaR* como con *Coefficiente de variación del ingreso*.

Estos resultados verifican los argumentos esgrimidos en el cuerpo del informe, donde se evidencia el impacto negativo vaticinado dado el nuevo criterio de evaluación y el impacto que esto tiene en la decisión final. De igual forma, estos resultados confirman los problemas de utilizar métricas de desviación de ingreso cuando no se poseen distribuciones normales, debido a las colas que se crean en la parte más negativa de la distribución.

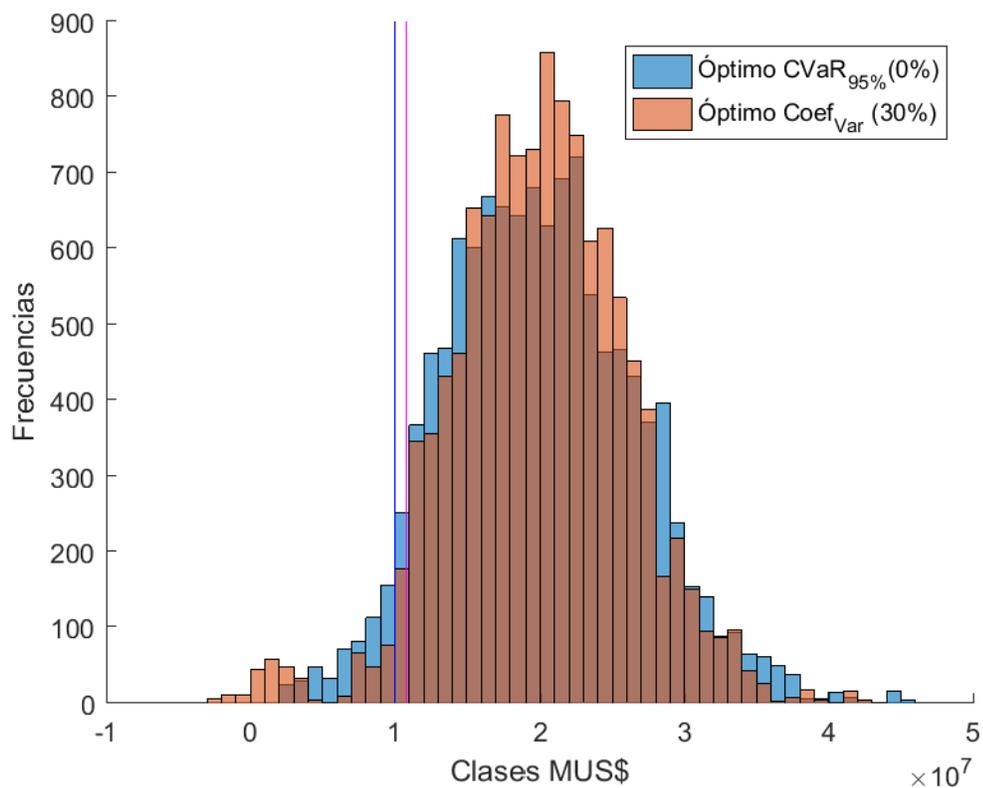


Figura 60: Central Pluvial Semestral

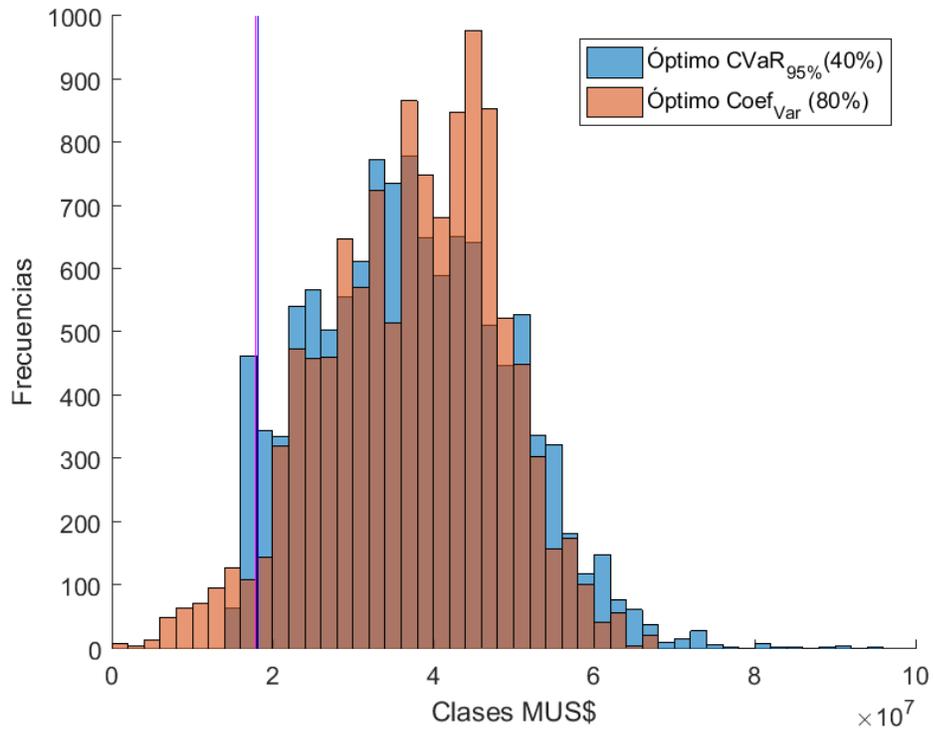


Figura 61: Central Nival Semestral

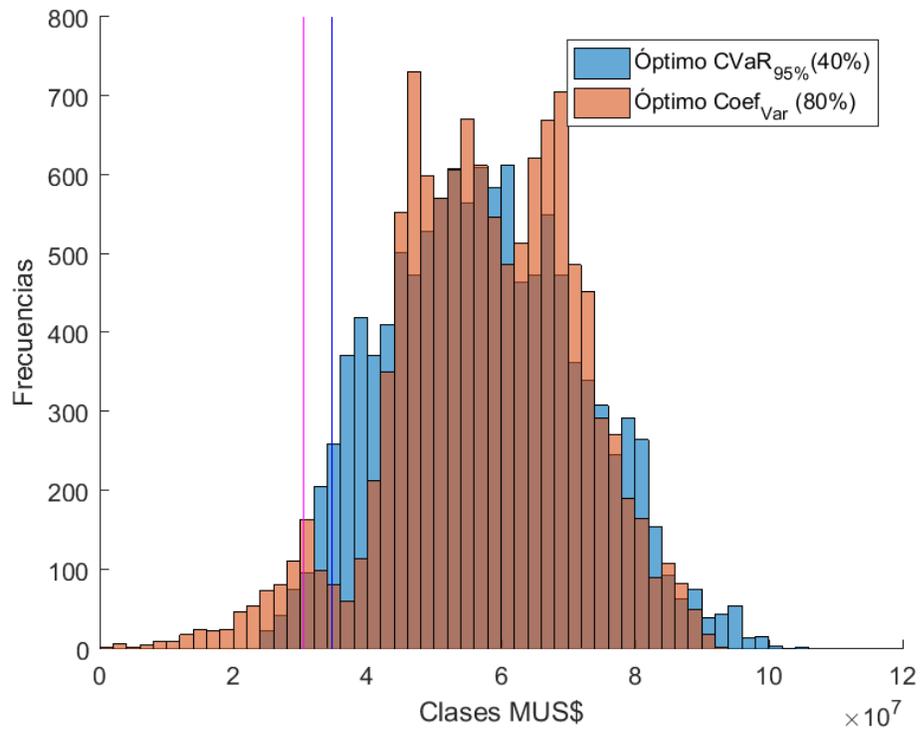


Figura 62: Central Mixta Semestral

B. Contratos en bloques mensuales

De forma alternativa a lo mostrado en la sección 4.4, para este anexo se realizó también un análisis sobre el impacto de establecer contratos con grados de libertad mensual y las ventajas que este formato brinda para cada una de las centrales analizadas.

En primer lugar, en la Figura 63 se muestra el resultado para el caso de estudio pluvial, donde se consigue un aumento en *CVaR* alcanzando un valor de 19,3 MUSD. La libertad para ofrecer contratos mensuales provoca que esta central seleccione solo el bloque de enero, comprometiendo en este mes hasta un 15% de la energía que esta central produce de forma anual en promedio.

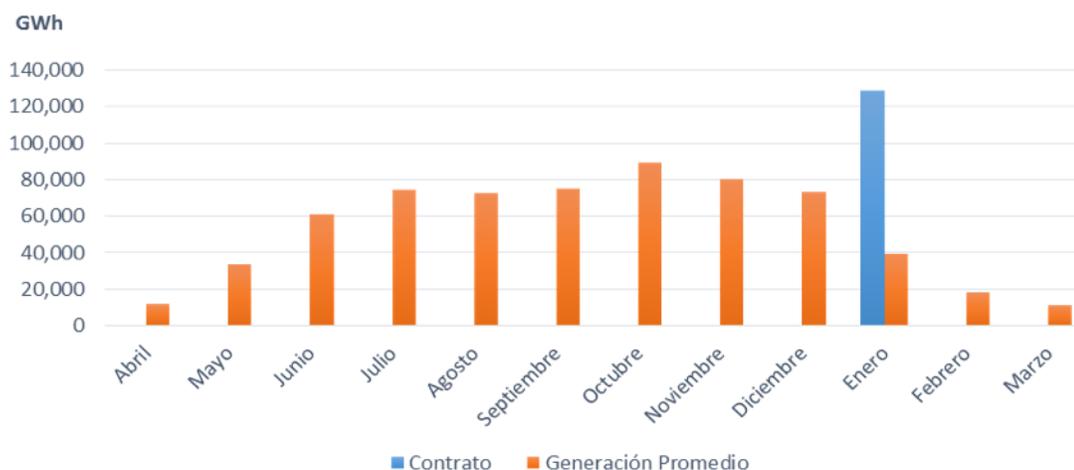


Figura 63: Resultado Bloques mensuales Central Pluvial

Nuevamente, se produce el fenómeno en que la central no vincula su contrato con su perfil de generación, siguiendo un criterio más cercano al factor *precio* entre los distintos meses. Este último resultado también deja ver que una modificación en los bloques de invierno y verano, definidos previamente en cuanto a sus meses, puede implicar variaciones en los resultados y balances de las centrales, sobre todo si se considera que este factor afecta al precio de equilibrio en cada caso.

Por su parte, la central pluvial experimenta un efecto similar, lo que puede verificarse en la Figura 64. En este sentido, al igual que en el caso anterior, los bloques mensuales permiten mejorar el valor monetario de *Conditional Value at Risk*, aumentando hasta 48,4 MUSD en este caso.

Tal como ocurrió con la central pluvial, el contrato óptimo en esta forma considera ofrecer energía solo durante tres meses (agosto, septiembre y marzo) en cantidades mayores a la generación promedio de cada uno de esos meses.

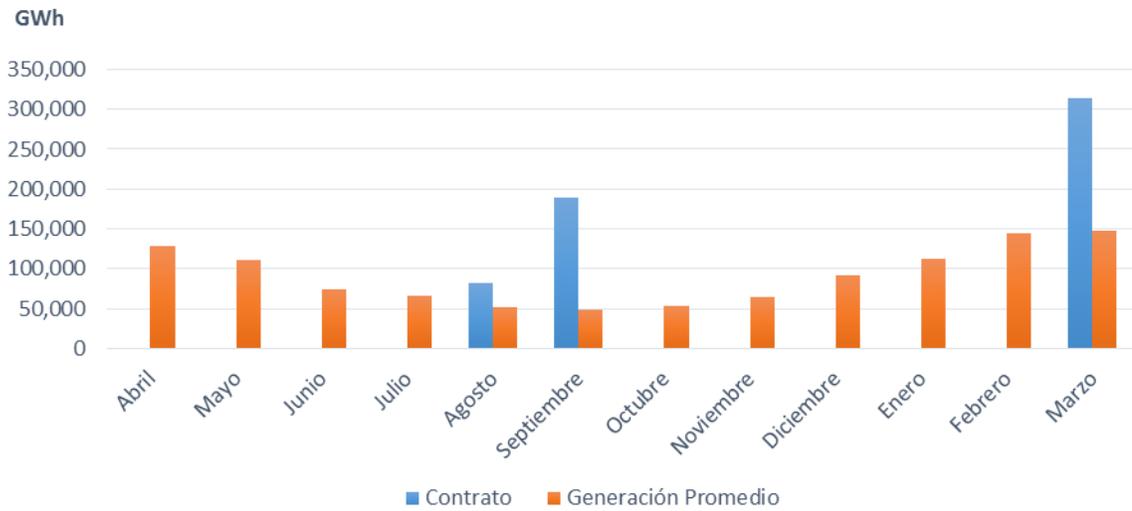


Figura 64: Resultados bloques mensuales Central Nival

C. Alternativas de Financiamiento

En este anexo se muestran los cálculos asociados al financiamiento e inversión en generación hidráulica de pasada, dados los resultados de contratación óptima presentados en la sección 4, en donde se ha asumido lo siguiente:

- Cuota anual crédito: Valor monetario -*CVaR* contratación óptima, mejor contrato
- Costo de desarrollo CNE [3.700 - 4.500] USD/kW [15]
- Financiamiento mixto:
 - 70% de inversión en base a crédito
 - 30% restante: Capital propio
- Tasa de interés estándar para proyectos de generación: 4% nominal

Para efectos de cálculo de la cuota del crédito se utilizó la ecuación (27):

$$Cuota = Total_{credito} \cdot r \cdot \frac{(1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (27)$$

Donde r corresponde a la tasa del crédito (ya definida), N el número de años y $Total_{credito}$ es el monto total del financiamiento otorgado por alguna institución financiera. En el Cuadro 5 se presenta el resultado para este ítem:

Central	Monto Inversión (MUSD)	Monto Crédito (MUSD)	Cuota CVaR 95% (MUSD)	Años Pago (95%)	Cuota CVaR 90% (MUSD)	Años pago (90%)
Pluvial	558,57	391,23	19,4	42	22,5	30
Nival	1.070	748,44	48,41	25	51,53	22
Mixta	1.628,1	1.139,67	77,3	23	81,5	21

Cuadro 5: Financiamiento de proyectos de generación

Se puede apreciar que, al tener un mejor rendimiento en las colas de las distribuciones de ingreso, la central nival consigue saldar su deuda en un menor tiempo, por lo que consigue ser más atractiva para efectos de inversión. Además, se comprueba que un portafolio de ambas centrales disminuye drásticamente los periodos de recuperación de la inversión, sobre todo considerando el caso pluvial.

D. Descripción General Mercado Eléctrico en Chile

En Chile, el sector eléctrico se divide en tres segmentos de actividad principales: Generación, Transmisión y Distribución. En algunas jurisdicciones como Colombia se ha incluido otro segmento que es el de Comercializador, quién actúa como una especie de nexo entre el distribuidor y el cliente final. En Chile, esta figura se ha omitido y es la Comisión Nacional de Energía la encargada de fijar la tarifa final a la que se encuentran afectos los clientes regulados³⁴.

A continuación, se presenta una descripción de cada uno de los segmentos del mercado eléctrico nacional junto con su estructura de mercado:

- **Generación:** Es el segmento encargado de producir, en base a diferentes tecnologías o materias primas, la energía (o potencia) que es inyectada en cualquiera de los sistemas eléctricos nacionales. La cantidad de energía a producir por cada unidad depende de los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC), quienes tienen como principal labor el que la suma de las inyecciones al sistema sea la que los clientes demanden más las pérdidas, a mínimo costo para este.

Este segmento se caracteriza por tener fuertes inversiones iniciales, las que se rentabilizan en el mediano-largo plazo. En este segmento se puede hablar de economías de escala, al producirse un descenso en los costos de inversión (por MegaWatt instalado) a medida que se aumenta el tamaño de una central, sin embargo, estos no necesariamente se pueden explotar del todo, debido a diferentes limitantes como lo son la efectiva disponibilidad del recurso natural y las condiciones ambientales y/o climatológicas para acceder a él. [16]

Ante esta estructura, el principal objetivo de los nuevos proyectos de generación es estandarizar los ingresos percibidos en busca de cumplir con sus obligaciones financieras, lo que se consigue a través de los contratos de suministro o de producción (para el caso de las fuentes renovables). De esta forma, el mercado de generación eléctrica se estructura de forma tal que los generadores se complementan entre sí en el mercado spot (o mayorista) y compiten en pos de adjudicarse contratos, en ocasiones a través de subastas. [17]

- **Transmisión:** El segmento de transmisión es el que permite la existencia de un mercado eléctrico y su función es la de proveer la estructura y las condiciones para el traspaso de energía eléctrica entre los diferentes nodos (barras) del sistema. Desde el punto de vista financiero, este segmento se encuentra caracterizado por inversiones intensivas en capital y con periodos de recuperación largos. En este segmento se observa una tendencia creciente hacia la expansión, debido a las múltiples ventajas que se tienen al interconectar sistemas. También se observan marcadas economías de escala, lo que conduce a la generación de un monopolio natural que debe ser regulado para así fomentar un alto nivel

³⁴ La tarifa regulada se define mediante el Estudio de Fijación de Precios, que se realiza cada cuatro años y está a cargo de la CNE.

de competencia entre generadores en donde no exista la discriminación hacia nuevos participantes. [16]

- **Distribución:** Este sector es el que representa a los clientes o consumidores finales de la energía eléctrica. Al igual que el anterior, este segmento posee una estructura de monopolio natural debido a que presenta fuertes economías de ámbito o de densidad [16], en la que las diferentes empresas no compiten entre sí para disputarse los clientes (cada empresa tiene asignada un área de concesión), pero sí lo hacen a través de otros instrumentos definidos por el ente regulador con el fin de que estas cumplan los estándares de calidad de servicio y de precios definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

El sector eléctrico nacional se encuentra ideado como un mercado mancomunado o del tipo *pool*, cuyo concepto principal se basa en que el productor y el consumidor no entran en una relación comercial directa. De esta forma, los integrantes del mercado (o mancomunidad) establecen de común acuerdo los mecanismos que permitan fijar un precio asociado al costo de operación, o “precio spot”.