



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

MODELO DE OPTIMIZACIÓN PARA EL PORTAFOLIO DE VENTA DE ENERGÍA DE ENEL CHILE UTILIZANDO TEORÍA DE PORTAFOLIOS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
INDUSTRIAL

FELIPE ANTONIO BARREZUETA HERNÁNDEZ

PROFESOR GUÍA:
RODOLFO URRUTIA URIBE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RICARDO SAN MARTIN ZURITA
RONALD FISCHER BARKAN

SANTIAGO DE CHILE
2024

Resumen

En Chile, las empresas generadoras de energía enfrentan un desafío no menor al verse involucradas en la revolución del mercado energético. Se ha visto como los últimos años el precio de la energía se ha vuelto mucho más volátil, en parte producto de las nuevas tecnologías y el impacto que ha tenido en el mercado los distintos eventos mundiales que han acontecido. Es por esto por lo que se considera de gran importancia que estas estén constantemente revisando sus negocios y reequilibrando sus ventas con el fin de evitar que esta volatilidad provoque un riesgo de pérdida o quiebra.

Este trabajo de memoria se trata en el desarrollo, implementación y análisis de resultados de un modelo teórico matemático que permite obtener un resultado teórico de la proporción óptima que debería tener el portafolio de venta de energía de la empresa generadora de energía Enel Chile, a través de sus filiales Enel Generación Chile y Enel Green Power Chile. Este modelo intenta utilizar una adaptación de la teoría moderna de portafolios de Markowitz, pero llevado a un portafolio energético.

Para ello, primero se decide pronosticar el Precio Spot de la energía eléctrica para los próximos 5 años, con el objetivo de servir de base para poder optimizar el portafolio actual de la empresa considerando los pronósticos hechos. Para ello se desarrolla un modelo simple utilizando algoritmos de predicción y una regresión lineal que permitan obtener un pronóstico lo más real posible, pero recordando que el objetivo final es poder optimizar un portafolio de venta de energía.

El modelo de optimización cumple con las expectativas de ser un apoyo teórico para un rebalanceo el portafolio energético. Sin embargo, se concluye que es de gran importancia el origen de datos y las estimaciones que se le entreguen para realizar sus cálculos. En el caso de este trabajo, al ser la mayoría de los datos pronósticos hechos de propia fuente y estimaciones basadas en supuestos, los resultados no permiten concluir basándose en la realidad sino más bien desde un punto de vista teórico. Pese a todo el modelo entrega valores razonables y con sentido considerando el nivel de datos que se le entregaron.

Finalmente, se proponen recomendaciones y propuestas de mejora para el modelo, el cual concluye siendo un buen primer intento de adaptar la teoría moderna de portafolios financieros a un mundo totalmente diferente como es el mercado energético. La principal conclusión obtenida es que, en este tipo de negocios, los pronósticos y las fuentes de donde se obtienen las variables, así como la metodología de cómo se modelan los datos futuros terminan por ser lo más relevante al momento de querer tomar decisiones, más si se consideran horizontes de tiempo tan largos.

Tabla de contenido

Resumen	i
1. Introducción	1
2. Antecedentes generales	3
2.1. Descripción general del sector eléctrico chileno	3
2.2. Segmento de generación eléctrica	3
2.3. El mercado de la generación eléctrica	5
Mercado Spot de energía eléctrica	5
Mercado de Contratos de energía (PPA)	6
2.4. Empresas relacionadas a la generación eléctrica	8
2.5. Enel Chile	9
Características de la organización	9
Enel Generación Chile	10
Enel Green Power Chile	11
3. Descripción del tema de memoria y justificación	12
3.1. Justificación del tema de memoria	12
3.2. Descripción del proyecto de memoria	13
4. Objetivos	14
4.1. Objetivo General:	14
4.2. Objetivos Específicos:	14
5. Marco Conceptual	15
5.1. Mercado de generación energética en Chile	15
5.2. Mercado de contratos de energía (PPA) en Chile	17
5.3. Teoría moderna de portafolios	18
6. Metodología	20
6.1. Diseño del modelo de optimización de contratos	20
6.2. Desarrollo del modelo de pronóstico del precio spot de energía	23
Validación del modelo de pronósticos	24
Definición de escenarios futuros	24
7. Recopilación y trabajo de datos	26
7.1. Recopilación de datos históricos	26
Precio Spot Histórico (2018 – 2022)	26
Demanda de Energía (2018 – 2022)	26
Generación de energía por fuente energética (2018 – 2022)	26
Precio de combustibles	28
Volumen de embalse	28
7.2. Análisis exploratorio de los datos	29
Análisis de la relación entre las variables	29

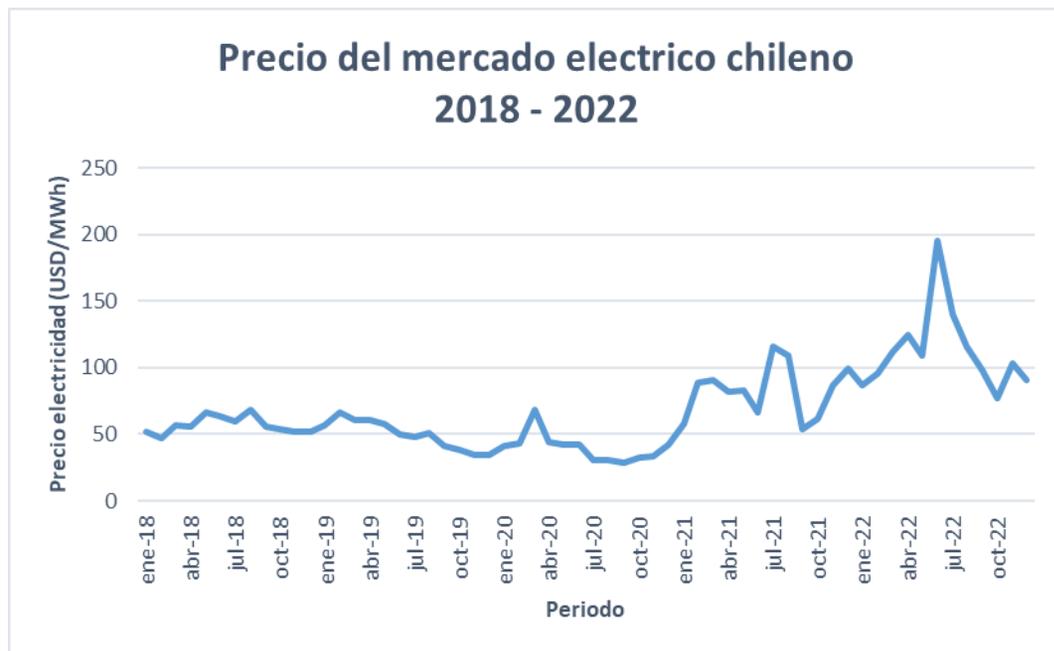
8.	Desarrollo del modelo de pronóstico para el Precio Spot de energía	31
8.1.	Desarrollo del modelo	31
8.2.	Definición de escenarios y variables	35
	Generación de energía:	35
	Proporción de generación por tecnología:	35
	Precio de los combustibles	37
8.3.	Resultados del modelo y limitaciones	37
9.	Desarrollo del modelo de optimización para el portafolio de venta de energía	40
9.1	Definición de escenarios y variables	40
	Costo variable de generación de energía:	40
	Contratos de venta de energía:.....	41
9.2	Desarrollo e implementación del modelo	42
	Margen de Inyección de energía.....	43
	Margen de Contratos de energía.....	44
9.3.	Limitaciones del modelo	45
9.4.	Resultados del modelo.....	46
	Modelo de prueba simplificado	46
	Prueba real del modelo de optimización.....	49
10.	Conclusiones y mejoras	54
	Conclusiones.....	54
	Posibles mejoras al trabajo de memoria	54
11.	Bibliografía	56
12.	Anexos	57

1. Introducción

El mercado mundial ha visto como en los últimos años el precio de la energía eléctrica ha variado de forma anormal dados ciertos eventos que han provocado incertidumbre en la producción y consumo de la energía eléctrica, así como interrupciones en el suministro de energía en ciertos sectores del mundo. Eventos tales como la pandemia de 2020 producto del COVID-19, la cual provocó que los precios de los combustibles disminuyeran y aumento el consumo del sector residencial y la guerra de Rusia y Ucrania que ha generado el efecto contrario al interrumpir el subministro de combustibles fósiles desde la primera hacia el resto de Europa.

En Chile, si bien estos eventos no nos han afectado de manera directa, si hemos sufrido de un gran aumento en el precio de la energía entre los años 2021 y 2022. Tal como muestra el gráfico 1, el precio promedio de la energía se ha duplicado, llegando a cuadruplicarse en su valor máximo, con respecto al precio promedio que había entre los años 2018 – 2020.

Gráfico 1: Evolución del precio de la energía eléctrica en Chile (2018 - 2022)
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)



El sistema eléctrico chileno se caracteriza por ser una única red centralizada de transmisión de energía, sobre la cual las empresas generadoras inyectan la energía generada y las empresas consumidoras retiran la energía consumida. El CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) es el encargado de modificar la oferta de energía de modo que esta satisfaga la demanda en todo momento. Una empresa generadora, que para el trabajo realizado en este informe será Enel Chile, tiene una potencia instalada la cual le permite generar una cantidad máxima de energía a un costo definido. Sin embargo, producto de la labor del CEN, la empresa no puede decidir por ella misma cuanta energía producir ni que unidades generadoras utilizar, sino que estas son definidas de acuerdo con lo que dicte el CEN que minimice el costo de generación total para ese momento.

Por esta razón, muchas empresas necesitan cubrir la energía que tienen disponible para la venta a través de la compra de energía a otras empresas generadoras y así poder cumplir con los contratos con sus clientes. Además, los ingresos por venta de energía también pueden ser cubiertos a través de un contrato de venta, el cual permite reducir la volatilidad de estos al tener un precio fijo (o semi fijo) en comparación con el precio del mercado que tiene una variación mucho mayor.

Para ello las empresas generadoras definen lo que comúnmente se llama un “portafolio energético”, el cual puede tratarse de un portafolio de compra y generación si lo que se busca es garantizar la energía disponible para los consumidores, a un precio estable o un portafolio de venta si se busca estabilizar los ingresos percibidos a lo largo del tiempo. En el caso de un portafolio de compra y generación, la variable de decisión sería la cantidad de energía a comprar a otras empresas generadoras versus la cantidad adquirida a través del mercado mayorista (Spot), esto una vez descontado la energía producida por sus propias plantas generadoras.

En el caso de un portafolio de venta la decisión es algo más compleja, ya que depende exclusivamente de lo que decida hacer la empresa, pudiendo decidir por ejemplo no vender nada a través de contratos y toda la energía al mercado, pero teniendo por tanto ingresos altamente volátiles o vender toda la energía por contratos y nada al mercado, pero arriesgándose a sufrir pérdidas o quiebra si los precios de los contratos son menores que el de este último.

También se puede definir un portafolio de ventas mixto donde se decida vender un cierto porcentaje de la energía a través de contratos y el resto al mercado. Por ejemplo, se podría estimar que el portafolio óptimo sea vender, por los próximos 3 años, un 80% de la energía a través de contratos y el 20% resultante al mercado en forma de inyección ya que esta composición de portafolio maximizaría las utilidades esperadas o disminuiría la variabilidad de los ingresos durante ese periodo, todo dependiendo del objetivo buscado con la decisión.

El trabajo realizado en este informe tiene por objetivo desarrollar un modelo de optimización para este último tipo de portafolio, que permita a la empresa Enel Chile obtener una proporción óptima para los próximos 5 años de la cantidad de energía vendida a través de contratos y al mercado spot. El modelo debe ser capaz de entregar una proporción óptima que maximice la utilidad esperada, minimice la volatilidad de esta o encuentre un punto intermedio que entregue información valiosa a la empresa para su toma de decisiones en este ámbito.

Para ello se utilizan conceptos básicos de la “Teoría de Portafolios” desarrollada por el economista Harry Markowitz, adaptados a la realidad del mercado energético chileno para obtener finalmente un modelo que cumpla con el objetivo propuesto en este informe. El resultado esperado será un portafolio mixto y sus proporciones claras de la cantidad de energía vendida a través de contratos, los cuales a su vez se clasificarán por tipo de cliente, versus la cantidad de energía vendida al mercado, junto con la utilidad esperada de esa proporción y la volatilidad en el periodo.

2. Antecedentes generales

2.1. Descripción general del sector eléctrico chileno

En Chile, el sistema eléctrico está conformado por tres segmentos cuyas actividades hacen posible la disponibilidad de la energía en los distintos puntos del país. La interconexión física de estos 3 segmentos se denomina sistema eléctrico y en el caso de Chile, corresponde a un único sistema centralizado (a excepción de la región de Aysén y Magallanes que poseen un sistema propio) llamado Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sobre el cual las empresas generadoras inyectan la energía generada a su vez que los consumidores retiran la energía que necesitan consumir.

Los tres segmentos del sector eléctrico son:

- **Generación:** Tiene como función la generación de energía eléctrica a partir de diferentes tecnologías tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras. Las generadoras eléctricas son las encargadas de inyectar la energía que producen al SEN y también ser la contraparte de sus clientes para cualquier retiro de energía.
- **Transmisión:** La transmisión eléctrica corresponde al sistema que despacha energía en niveles altos de voltaje a lo largo de todo el sistema eléctrico chileno. Está compuesto por diferentes nodos donde el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) monitorea constantemente la demanda y la oferta de energía eléctrica, lo que le permite determinar el precio del mercado spot de energía.
- **Distribución:** Este sector es el encargado de transferir la energía desde las líneas de transmisión de alto voltaje hacia las líneas de baja tensión. También pueden retirar energía del sistema eléctrico, pero a diferencia de las empresas generadoras, los distribuidores despachan a clientes de menor consumo, pero en mayor cantidad como es el caso de sectores residenciales.

2.2. Segmento de generación eléctrica

De los 3 segmentos antes descritos, se profundizará especialmente en el segmento de generación ya que el objetivo del trabajo de memoria es diseñar un modelo de optimización para la toma de decisiones del área de generación de la empresa Enel Chile. Por lo que no tiene sentido explicar el resto salvo que se considere necesario algún detalle más adelante.

La cantidad de energía eléctrica generada e inyectada al sistema está determinada por la capacidad instalada de energía durante cierto periodo. Comúnmente se le conoce como la “potencia instalada del sistema” y es medida en MW. A su vez, la potencia instalada puede clasificarse en función del tipo de tecnología utilizado para generar energía eléctrica, pudiendo ser hidroeléctrica, termoeléctrica, solar, eólica, geotérmica, etc. En el gráfico 2 se observa como la capacidad instalada ha ido en aumento constante hace más de 20 años. Además, los últimos 10 años se han visto marcados por el gran aumento de la capacidad instalada a partir de fuentes renovables no convencionales, siendo la tecnología eólica y solar los mayores aumentos.

Capacidad instalada por fuente [MW]

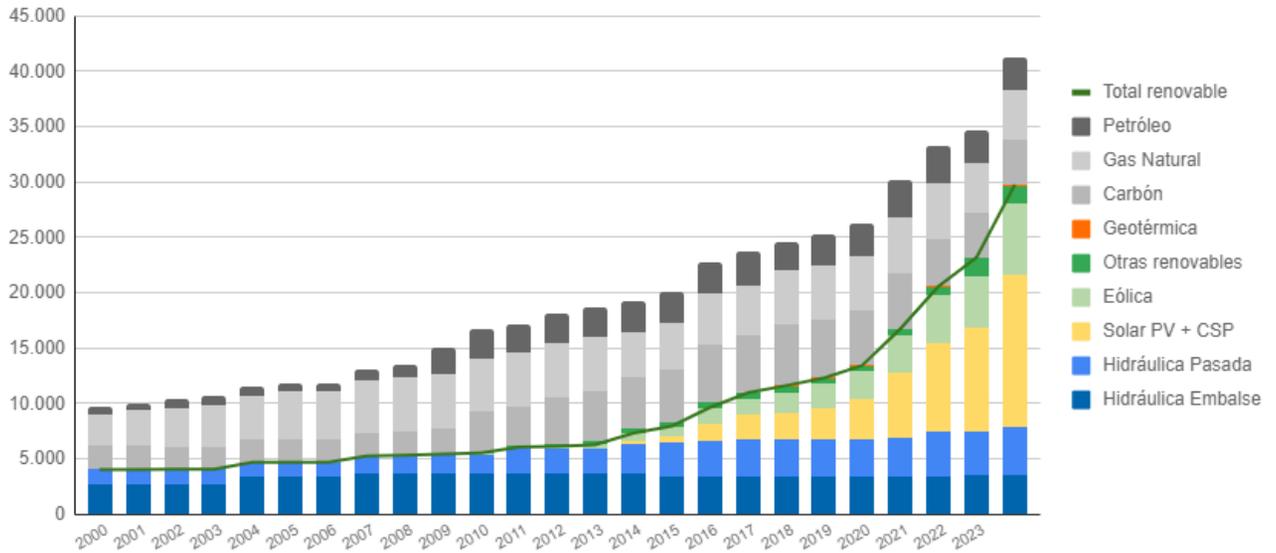


Gráfico 2: Capacidad instalada por fuente de generación SEN 2000 – 2023
Fuente: Gráfico obtenido desde coordinador.cl

Complementando lo anterior, el aumento en la capacidad instalada de las tecnologías ERNC ha provocado una mayor generación energética hacia estas tecnologías, desplazando la generación termoeléctrica e hidroeléctrica que por años marcaron la matriz energética del país. En el gráfico 3 se observa como en los últimos años la generación solar y eólica han desplazado sobre todo a la generación hidroeléctrica. Además, se espera que este aumento continúe por los próximos años ya que está dentro del plan de transición energética de país y de la “Política Energética Nacional”.

Volumen de energía generada por fuente [GWh]

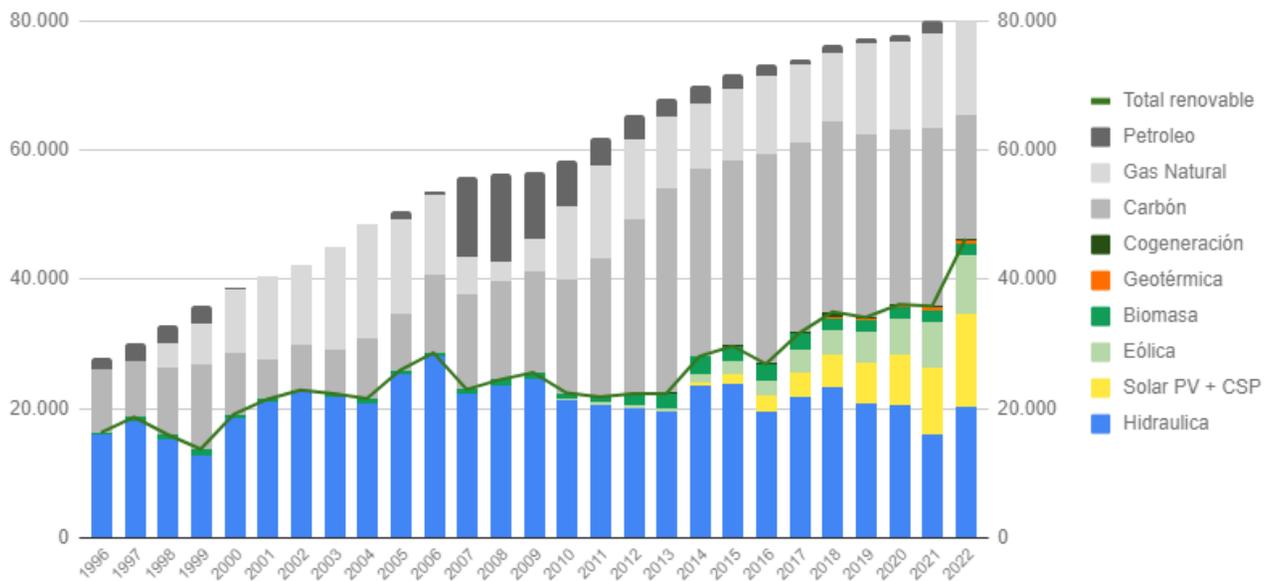


Gráfico 3: Volumen de generación por fuente SEN 1996 – 2022

2.3. El mercado de la generación eléctrica

En Chile, la energía eléctrica puede ser tranzada de dos maneras principales. Se tiene un mercado mayorista sobre el cual las empresas inyectan la energía que generan a un precio que varía cada hora del día. Además, las empresas también pueden firmar contratos de venta de energía con empresas consumidoras que permiten a estas últimas retirar energía del sistema a cambio de pagar a las generadoras un precio con menor variabilidad que el mercado mayorista.

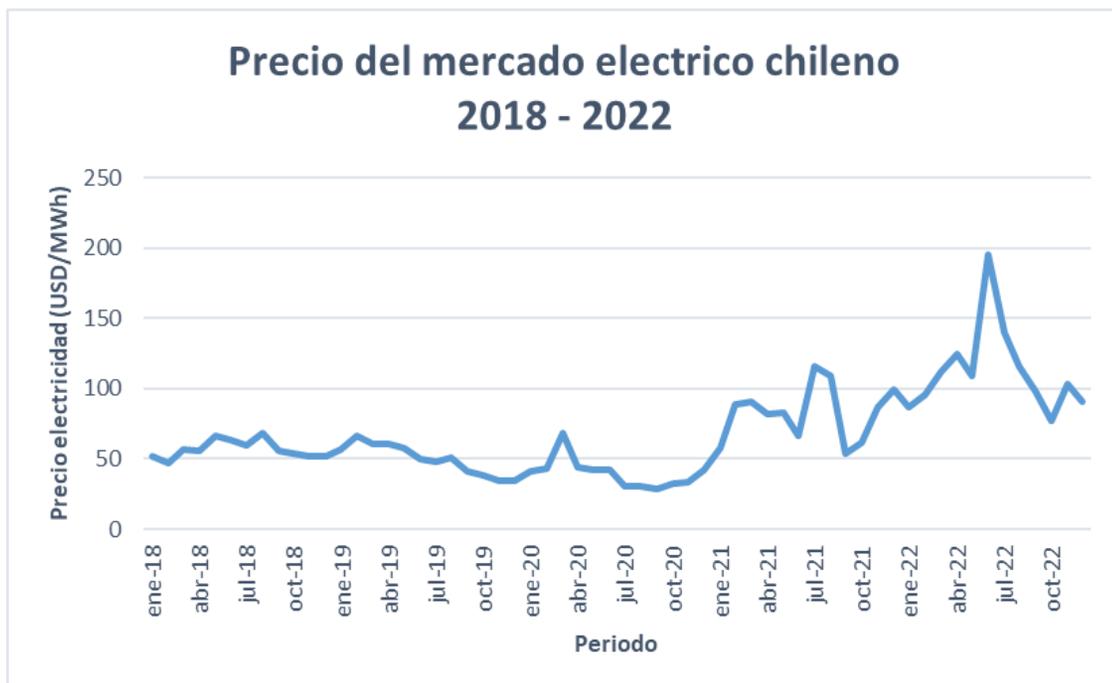
Mercado Spot de energía eléctrica

El mercado mayorista o spot está gestionado y regulado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y corresponde a la energía generada por las distintas empresas del sector de generación eléctrica. El CEN a su vez define lo que se conoce como el *Precio Spot*, el cual corresponde al monto que una empresa debe recibir o pagar por inyectar o retirar energía del sistema respectivamente.

El precio spot corresponde al costo marginal de producir un MWh de la última unidad generadora que satisface la demanda de energía en ese momento. Para ello las empresas generadoras están obligadas a reportar sus costos regularmente. Este es determinado cada hora del día y por tanto su variabilidad es grande y difícil de predecir.

El gráfico 4 muestra la variación del precio spot de los últimos 5 años (2018 – 2022) donde se observa como este ha sufrido un aumento significativo del valor, lo cual puede ser beneficioso para una empresa si incurre en más inyecciones que retiros de energía o perjudicial si resultan ser al revés.

Gráfico 4: Evolución del precio de la energía eléctrica en Chile (2018 - 2022)
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)



El precio Spot no es igual en todos los puntos del país, ya que este se mide en cada nodo de conexión del SEN. El precio puede variar producto de diversas variables o factores que lo afectan. Una de ellas puede ser el tipo de tecnología que predomine en esa región, por ejemplo, la energía solar en el norte o la energía hidroeléctrica en el sur. Si en dicho nodo la generación de energía se debe principalmente a tecnologías o unidades más costosas, se espera que el precio en dicha zona también sea alto. Otro factor de variación del precio se debe al costo de transmisión de energía eléctrica que se incurre por mover electricidad por el sistema de alta tensión a lo largo de la red eléctrica. La tabla 1 muestra un desglose del precio spot promedio en 7 nodos principales del sistema eléctrico.

*Tabla 1: Precio Spot promedio para los principales nodos del SEN
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)*

Promedio Precio Spot										
Año	Tarapaca	Crucero	Cardones	Atacama	PanAzúcar	Quillota	Charrúa	PtoMontt	Promedio	
2018	54,79	52,93	49,78	53,56	55,04	63,50	62,55	63,18	56,91	
2019	46,57	45,50	44,93	45,95	47,23	52,03	51,62	65,47	49,91	
2020	40,93	39,68	38,93	39,13	39,30	39,52	39,37	42,57	39,93	
2021	73,85	72,39	75,10	73,86	76,57	78,25	81,41	133,33	83,10	
2022	103,16	100,76	99,25	98,88	101,10	103,71	104,12	187,85	112,35	

Se observa claramente como en nodos ubicados en regiones cercanas (véase Atacama y Crucero, por ejemplo) el precio es similar mas no igual. Distinto es si se compara el precio de uno de ellos con el nodo de Puerto Montt, donde claramente hay una diferencia de varias decenas de dólares.

Mercado de Contratos de energía (PPA)

El mercado de contratos se refiere a la transacción de energía entre una empresa generadora y una empresa consumidora a través de un contrato de compraventa de energía comúnmente llamado un PPA (*Power Purchase Agreement*). A diferencia del precio spot, el precio de un PPA tiende a ser menos volátil ya que usualmente este se pacta en un precio fijo o semifijo durante varios años, en los cuales la empresa generadora se compromete a mantener disponibilidad de la energía que el consumidor requiere en cada periodo.

Es importante destacar el término “mantener disponibilidad”, ya que no existe un traspaso de energía de energía como tal entre una unidad generadora y una empresa consumidora. Lo que ocurre es que la empresa consumidora debe tener una empresa generadora que avale que la energía que va a consumir esté en el sistema, de otra manera podría generarse un déficit a nivel nodo si un consumidor utiliza más energía de la que se tiene pensado.

Como se menciona, el precio de un contrato de energía es mucho menos volátil que el Precio Spot ya que este tiende a ser fijo y/o estar relacionado a ciertos parámetros que afectan el precio de la energía, tales como índices económicos, precio de los combustibles, demanda de energía, etc. Además, estos contratos pueden incluir cláusulas específicas relacionadas con la indexación de precios, la responsabilidad por eventos de fuerza mayor y la garantía de suministro de energía.

El gráfico 5 muestra la variación del precio medio del mercado de contratos de los últimos 5 años, el cual es reportado públicamente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en

[CLP/KWh] por lo que se realiza la transformación a [USD/MWh] para poder compararlo de forma directa con el Precio Spot.

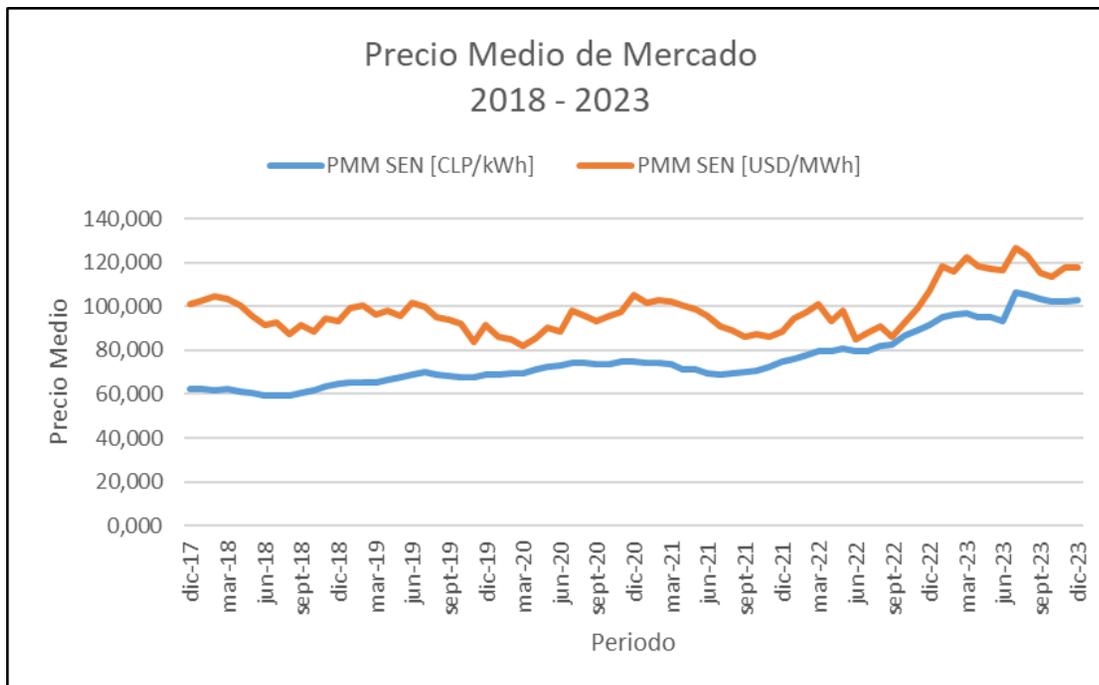


Gráfico 5: Evolución del precio medio del mercado en Chile (2018 – 2023)
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde CNE.cl)

El precio medio del mercado de contratos se compone del precio de cada uno de los contratos de energía vigentes en los últimos 4 meses, los cuales cada empresa debe ser reportar de manera mensual mas no son divulgados por la CNE ni el CNE. A modo de ejemplo, el precio medio del mercado de contratos del mes de junio correspondería al promedio del precio de todos los contratos desde febrero hasta mayo de ese año. Debido a que el precio de los contratos es información estratégica y sensible de cada compañía, usualmente se utiliza este precio medio para realizar estimaciones y analizar el mercado de contratos de compra y venta de energía.

En promedio un contrato de energía tiene una duración de varios años, llegando incluso a durar 10 o 20 años para los contratos de mayor duración. También puede haber contratos de duraciones de 1 o 2 años, aunque son menos comunes y usualmente se utilizan para cubrir necesidades de energía inesperadas. Los principales actores en la negociación de un PPA incluyen por el lado de los productores, a los generadores de energía, que pueden ser empresas privadas o públicas, mientras que por el lado de los consumidores estos suelen ser grandes consumidores industriales, distribuidoras eléctricas o el Estado a través de licitaciones públicas. A su vez, los consumidores pueden clasificarse en 2 grupos dependiendo de cómo se fije el precio que estos pagan a los generadores, siendo estos “Clientes Regulados” y “Clientes Libres”.

Los clientes regulados son aquellos con una potencia de energía conectada igual o inferior a 500MW, en cuyo caso necesariamente están sujetos a una regulación de precios. Dentro de este grupo caen los consumidores residenciales y comerciales o industriales pequeños. El grupo de clientes libres son aquellos que tienen una potencia conectada igual o mayor que 5.000MW y dado su gran consumo tienen por tanto la libertad de negociar el precio de energía directamente con

empresas generadoras. Por último, los clientes que estén dentro del rango de potencia 500MW y 5.000MW pueden escoger ser clientes regulados o clientes libres, pero con la condición de permanecer al menos 4 años como tal.

Dado que los clientes libres pueden negociar el precio de la energía directamente con las empresas generadoras, usualmente estos se clasifican dependiendo del sector económico al cual pertenezcan. Esto se debe a que la demanda de energía varía entre un sector u otro, por ejemplo, la cantidad de energía que necesita un cliente del sector minero no necesariamente es igual que la de un cliente comercial.

2.4. Empresas relacionadas a la generación eléctrica

Las empresas generadoras son las encargadas de producir e inyectar la energía eléctrica al sistema, la cual luego retiran las empresas consumidoras para sus propios fines. Las empresas de generación poseen sus propias unidades o plantas generadoras las cuales conforman la capacidad instalada explicada en secciones anteriores. Sin embargo, no pueden decidir que plantas producen ni cuanta energía producir, ya que esto depende de lo que considere el CEN como el óptimo que satisface la demanda en ese periodo.

Pese a ello el segmento de generación eléctrica sigue siendo un mercado competitivo como cualquier otro, donde empresas generadoras compiten unas con otras por vender la mayor cantidad de energía al mayor precio y menor coste para obtener mejores retornos. La tabla 2 muestra la participación de las 4 principales empresas generadoras del mercado chileno, las cuales en su conjunto representaron el 64,38% del total de energía generada durante el año 2022. El resto de energía fueron producidas por pequeñas empresas atomizadas, las cuales de forma individual no representan más del 3% cada una.

*Tabla 2: Participación de empresas generadoras durante el año 2022
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde Generadoras.cl)*

Empresa	Energía generada (GWh)	Promedio Anual
Enel Chile	19.659,81	23,68%
AES Chile	14.898,22	17,88%
Colbún	13.115,22	15,80%
Engie	5.826,80	7,02%

Como en la mayoría de los mercados, la mayor participación está concentrada en unas pocas empresas, siendo Enel Chile la principal de estas con casi el 25% del total de energía generada a lo largo del año 2022. De aquí en adelante el informe de memoria se enfocará en esta empresa ya que el modelo desarrollado busca apoyar la toma de decisiones de esta, con el objetivo de seguir aprovechando la posición dominante que posee en el sector.

2.5. Enel Chile

Características de la organización

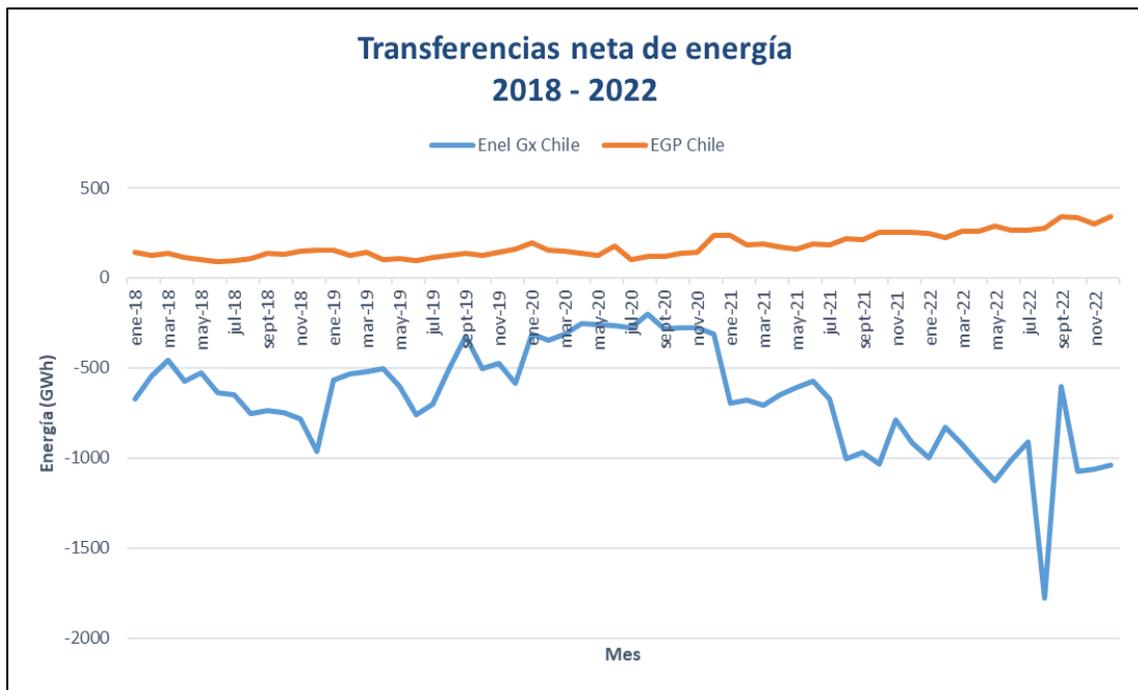
Enel Chile se compone de 4 empresas subsidiarias principales.

- Enel Generación Chile (*Enel Gx Chile*)
- Enel Green Power Chile (*EGP Chile*)
- Enel Distribución Chile (*Enel Dx Chile*)
- Enel X Chile (*Enel X Chile*)

Dado el tema de memoria, las únicas empresas relevantes para este son Enel Gx Chile y EGP Chile ya que son las que pertenecen al sector de la generación energética, por lo que se consideran solamente estas de ahora en adelante.

El gráfico 6 muestra la transferencia neta mensual de ambas empresas de generación del grupo Enel Chile. Lo primero que salta a la vista es como la empresa Enel Gx Chile tiene transferencias netas negativas durante los últimos 5 años, lo que equivale a decir que retira más energía de la que inyecta. Esto puede ser un problema si el precio del mercado es elevado ya que el retirar implica un pago equivalente al precio spot de la hora del retiro. Luego, si retira más energía de la que inyecta significa que está pagando más de lo que recibe por generar energía. Para equilibrar esto tendría que lograr negociar contratos de energía más lucrativos que compensen esa pérdida.

Gráfico 6: Transferencias netas de energía de Enel Gx Chile y EGP Chile (2018 - 2020)
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)



Por otra parte, EGP Chile vive un escenario completamente opuesto, donde sus inyecciones superan en cantidad a sus retiros por lo que se ve beneficiado en escenarios de precios altos. La razón de esta diferencia tan grande entre ambas empresas puede deberse principalmente a dos

razones.

En primer lugar, la composición de la matriz energética de EGP es mucho más barata que la de Enel Gx ya que la primera está principalmente compuesta de plantas solares y eólicas, las cuales son mucho más baratas que las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas de Enel Gx. Esto provoca que Enel Gx no siempre pueda producir energía y por tanto deba incurrir más en compras al mercado para suplir el déficit.

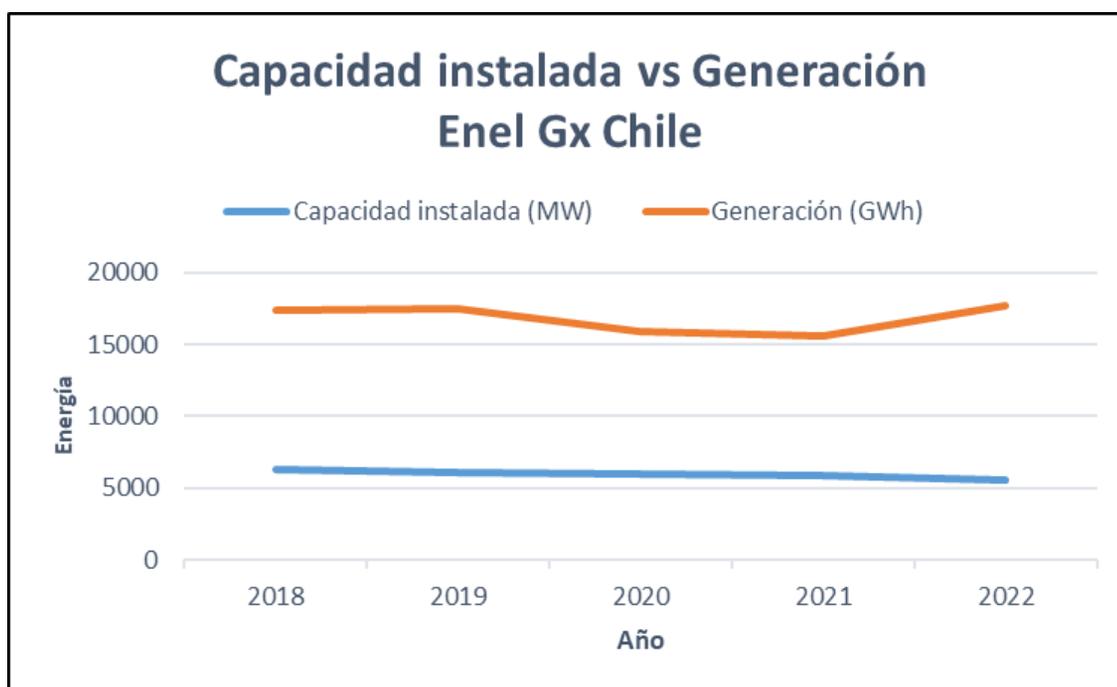
La segunda razón se debe a la cantidad de contratos que tiene cada empresa, ya que un retiro de energía implica necesariamente una venta de energía a algún cliente consumidor. Luego Enel Gx tiene una mayor cantidad de contratos con los que cumplir, por lo que debe incurrir en mayores retiros. En principio esto podría ser contradictorio porque entonces se podría concluir que el óptimo sería tener pocos contratos como es el caso de EGP, pero si el precio de estos es mayor que el precio pagado por retirar energía entonces no se estaría perdiendo dinero en la transacción.

Enel Generación Chile

Enel Generación Chile, o Enel GX Chile, es la mayor y más antigua de las dos empresas de generación eléctrica que posee Enel Chile. Enfocada en generar energía principalmente a partir de fuentes hidroeléctricas y termoeléctricas, siendo estas el 98,6% (61,6% hidroeléctrica y 37% termoeléctrica) del total de la matriz hasta el año 2022. Actualmente posee 108 unidades generadoras, las cuales resultan en una capacidad instalada neta de 5.548MW.

Respecto a su cantidad de energía generada en los últimos años, el gráfico 7 muestra la evolución de esta durante los últimos 5 años, comparada además con la evolución de la capacidad instalada.

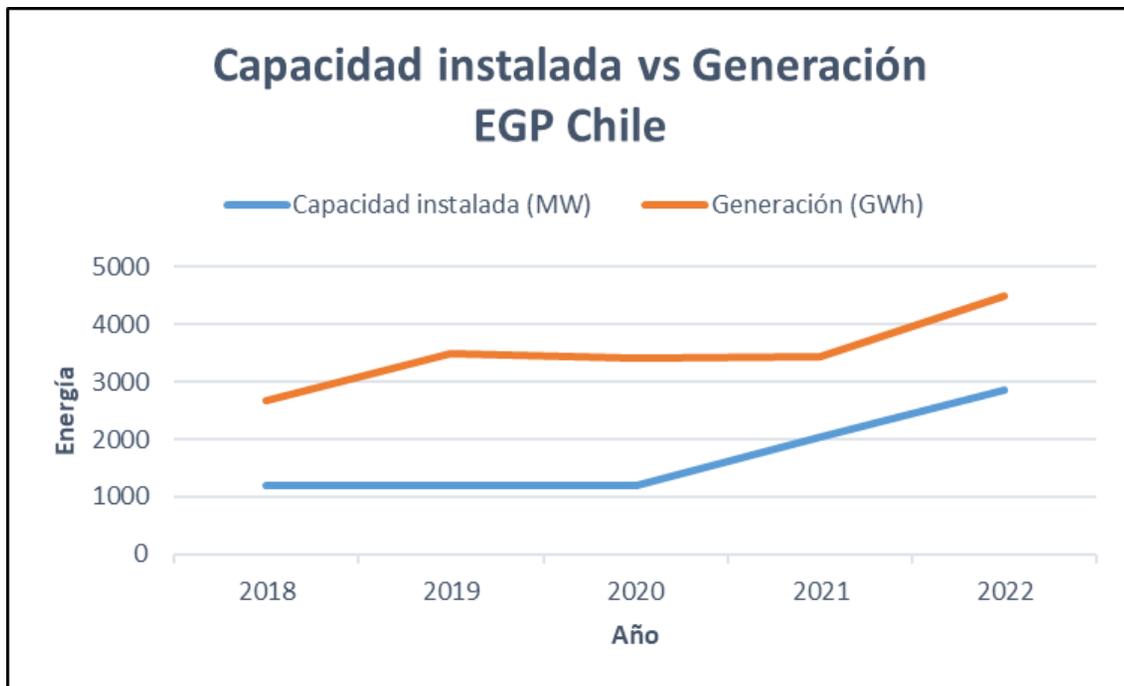
*Gráfico 7: Evolución anual Capacidad instalada vs generación Enel Gx Chile
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde memorias de Enel Chile)*



Enel Green Power Chile

Enel Green Power o EGP Chile es la segunda empresa de generación eléctrica perteneciente al consolidado Enel Chile, adquirida en el año 2017 con el objetivo de entrar en el segmento de las energías renovables no convencionales (ERNC). La matriz de EGP está compuesta por 34 unidades generadoras, siendo del total un 67,7% unidades solares y un 23,5% unidades eólicas. La capacidad instalada a finales de 2022 era de 2.861MW y su generación neta 4.486 GWh. Al igual que con Enel Generación, el gráfico XX muestra la evolución de la generación neta y la capacidad instalada de la empresa EGP.

Gráfico 8: Evolución anual Capacidad instalada vs generación EGP Chile
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos de memorias de Enel Chile)



Se observa que entre 2020 y 2022 la empresa aumentó hasta el triple su capacidad total instalada, siendo este aumento principalmente en unidades solares. La principal razón es poder competir con las nuevas tecnologías de generación, las cuales al ser más baratas provocarían que Enel Chile quede rezagada del mercado de generación si solo dependiera de su empresa Enel Gx Chile.

3. Descripción del tema de memoria y justificación

3.1. Justificación del tema de memoria

Cómo se explicó en secciones anteriores, el precio spot ha sufrido un elevado aumento de su valor durante los últimos 5 años. Si a esto le añadimos que la transferencia neta de energía del consolidado Enel Chile es negativa durante ese mismo periodo, tenemos un posible caso donde la empresa podría estar sufriendo pérdidas monetarias debido a su exposición al mercado mayorista de energía.

Si valorizamos los retiros de energía mostrados anteriormente, como se muestra en la tabla 3, se observa como la empresa en principio habría sufrido pérdidas si se consideran solamente el total de inyecciones y retiros de energía.

*Tabla 3: Valorización monetaria de las transferencias de energía (en Millones de CLP)
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos del CEN)*

	2019	2020	2021	2022
Enel Gx Chile	\$ -18.209	\$ -11.457	\$ -52.239	\$ -101.871
EGP Chile	\$ 3.331	\$ 3.896	\$ 8.558	\$ 11.004
Enel Chile	\$ -14.878	\$ -7.561	\$ -43.681	\$ -90.867

Sin embargo y como también se explicó antes, una transferencia neta negativa de energía no necesariamente significa una pérdida si es que el precio al cual se retira la energía del sistema es menor que el precio a la cual se vende esa energía al cliente a través de un contrato de energía. Por esta razón, resulta relevante analizar si se está cumpliendo esta condición y de no ser así, proponer una proporción óptima del portafolio de contratos de venta que permita a la empresa ganar dinero (o perder lo menos posible) a nuevos escenarios desfavorables en un futuro.

Por ejemplo, si se determina que en los próximos años el Precio Spot seguirá en aumento, podría ser una buena decisión equilibrar el portafolio de contratos de venta hacia un segmento de clientes a los cuales se les pueda negociar un mayor precio para contrarrestar la subida del valor de los retiros de energía para satisfacer a estos clientes. O también podría ser una buena opción reducir las ventas por contrato no es posible llegar a un precio de contrato.

3.2. Descripción del proyecto de memoria

El proyecto de memoria desarrollado trata sobre el diseño y prueba de un modelo de optimización para el portafolio de ventas de energía generada por la empresa Enel Chile, a través de sus subsidiarias Enel Gx Chile y EGP Chile. El objetivo es que el modelo permita minimizar el coeficiente de variación de la utilidad del portafolio de venta, donde se define el coeficiente de variación como la desviación estándar por el promedio de esta. Se decide utilizar este coeficiente como principal medida de desempeño ya que este refleja de buena manera la relación entre variabilidad y el promedio de la utilidad esperadas del portafolio.

Para ello se decide definir varios escenarios posibles para los próximos 5 años (2024 – 2028) y se estima la utilidad esperada para cada uno de ellos. Esto tiene como objetivo probar la robustez del modelo y cerciorarse de que lo entregado por este tiene sentido. Para definir los escenarios se opta por utilizar un modelo de regresión lineal de variables seleccionadas que permitan estimar el precio del mercado spot y el nivel de generación de energía, ya que a partir de estos dos parámetros se determina la utilidad de una empresa generadora.

Se espera que el modelo apoye la toma de decisión sobre la proporción de energía que la empresa tiene que vender a través de contratos de energía (PPA) y a qué tipo de clientes, que minimiza el coeficiente de variación para los próximos 5 años estimados. Dada la complejidad de estimar el comportamiento futuro del mercado energético en un horizonte de tiempo tan amplio, se espera que el modelo entregue un óptimo teórico que represente el límite máximo que el portafolio energético debería tener para equilibrar una correcta exposición al mercado y un nivel de contratación ideal.

A modo de ejemplo, un resultado esperado del modelo podría ser que el óptimo sería vender un 20% de la energía (generada y adquirida de otras empresas generadoras) en el contrato tipo 1, 10% en el contrato tipo 2 y 30% en el contrato tipo 3, resultando así un nivel de contratación del 60%. El 40% restante de la energía se considera por tanto vendida al mercado o lo que es lo mismo, energía que no fue retirada del mercado energético.

4. Objetivos

4.1. Objetivo General:

Generar un modelo de optimización para la empresa Enel Chile que entregue una proporción óptima teórica del nivel de contratación que debería tener el portafolio de venta de energía para los próximos 5 años.

4.2. Objetivos Específicos:

- 1.** Recopilar datos históricos del mercado eléctrico y proyecciones de las diferentes variables que afectan su precio y comportamiento, generación de energía y sus costos asociados y tipos de contratos de compraventa de energía eléctrica y sus precios estimados dentro de la empresa.
- 2.** Diseñar, desarrollar e implementar el modelo de pronóstico del precio spot del mercado eléctrico que permita estimar escenarios futuros y poder probar el modelo de optimización sobre estos.
- 3.** Diseñar, desarrollar e implementar el modelo de optimización del portafolio de venta de energía basándose en la metodología planteada.
- 4.** Evaluar los resultados del modelo de optimización, rediseñar posibles mejoras y proponer próximos pasos a mejoras de este.

5. Marco Conceptual

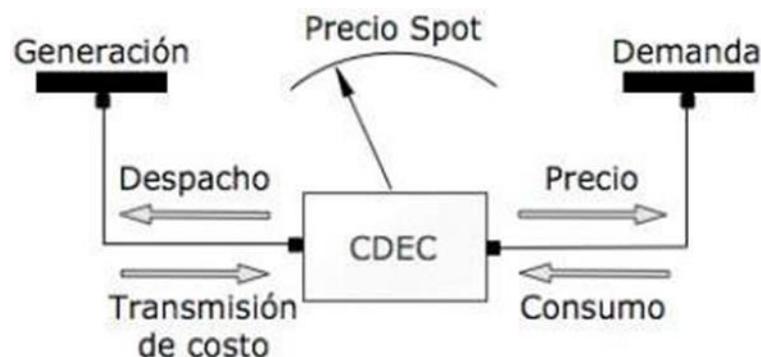
5.1. Mercado de generación energética en Chile

En Chile, el mercado de generación de energía eléctrica se rige por el llamado “orden de mérito”. Esto es, se ordenan las unidades generadoras disponibles de menor a mayor costo variable y estas satisfacen la demanda desde la menos a la más costosa. Esto permite mantener el precio de compraventa de energía lo más bajo posible y acorde a los costos operacionales de las empresas participantes, considerando las condiciones de generación de ese periodo.

La última unidad generadora en satisfacer la demanda y es quien marca el Precio Spot de esa hora en específico, resultando en utilidades iguales a cero para esa unidad (Precio Spot = Costos). Por otra parte, las unidades generadoras más baratas obtienen utilidades iguales a la diferencia del Precio Spot y sus costos de producción de energía (Precio spot > Costos).

La figura 1 representa un esquema del mecanismo de decisión del precio antes descrito. En el centro de la figura se observa el CDEC (reemplazado por el CEN desde el año 2016) quien es el encargado de coordinar e igualar la oferta y la demanda de energía en todo momento. A partir de esto y considerando lo descrito en el párrafo anterior se determina el Precio Spot del mercado. En el lado izquierdo de la imagen el CEN recibe la declaración de costos marginales de las distintas unidades generadoras de energía. El lado derecho representa la demanda de consumo de energía.

Figura 1: Mecanismo de decisión del Precio Spot



Una empresa generadora puede comprar parte de la energía generada de otra empresa para satisfacer los contratos de venta que tiene con sus clientes consumidores. Una empresa que no pertenezca al sector de la generación de energía debe estar si o si representado por una empresa generadora con la que haya establecido un contrato. En este caso la empresa generadora hace la función de aval del cliente y se encarga de que la energía que este último fuera a utilizar esté en el sistema eléctrico.

La figura 2 representa un esquema de la relación entre empresas generadoras y clientes consumidores, así como la interacción entre cada uno con la red eléctrica. En el ejemplo, el cliente 1 establece un contrato de compra de energía con el generador 1, así como el cliente 2 lo hace con el generador 2. Las flechas rojas representan el flujo de energía que hay en el sistema, siendo para el caso de los generadores una inyección de energía al sistema y para los clientes un retiro de energía de este.

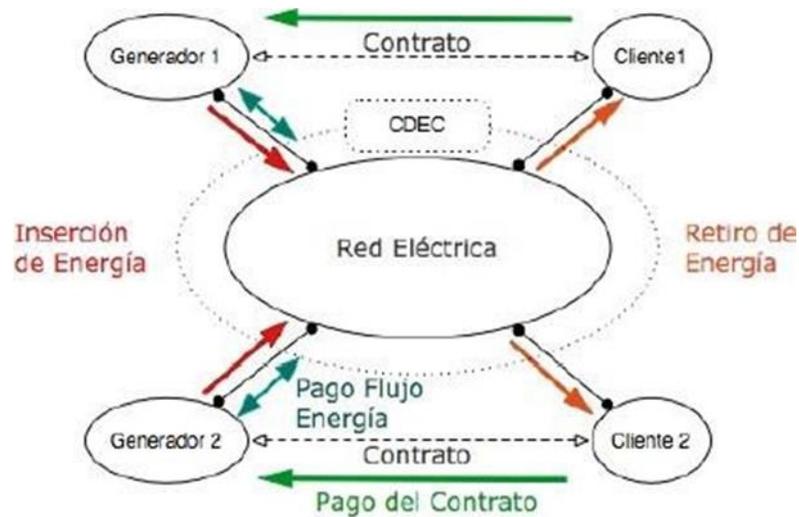


Figura 2: Interacción entre las partes del sistema eléctrico

Por otra parte, las flechas verdes representan el flujo monetario que hay entre las empresas. Se observa que en la interacción cliente – red no existe flujo de dinero ya que a este no se le cobra por el uso de la energía. Es la empresa generadora con la cual este tiene un contrato la que recibe el cobro de energía utilizada por el consumidor, y esta empresa generadora a su vez percibe un pago por la energía que inyectó al sistema (ver flecha doble entre generador – red). Luego, el pago que realiza la empresa generadora por la energía retirada de su cliente es cobrado a este al precio acordado en el contrato entre ellos dos. Esto determina la utilidad que recibe el generador del contrato de venta de energía, donde si el precio de este es mayor que el precio de retiro de la energía entonces se tiene una utilidad positiva y viceversa.

De esto se obtiene la ecuación de la utilidad obtenida por un generador de energía. Por un lado, el Margen de Generación corresponde a la utilidad obtenida por un generador por inyectar energía al sistema eléctrico, lo que también se considera comúnmente como “venta de energía al mercado spot”. Por otro lado, se le llama Margen Comercial (o de contratos) a la utilidad obtenida por retirar energía del sistema y venderla a un consumidor a través de un contrato.

$$\text{Margen de inyección: } (E_{inyección} * PrecioSpot_{inyección} - E_{inyección} * CostoVariable)$$

$$\text{Margen de contratos: } (E_{retiro} * P_{venta} - E_{retiro} * PrecioSpot_{Retiro})$$

$$(E_{inyección} * CMg_{inyección} - E_{inyección} * CV) + (E_{retiro} * P_{venta} - E_{retiro} * CMg_{retiro})$$

Ecuación del mercado de energía

Nombre de la variable	Abreviatura de la variable	Descripción de la variable	Unidad de medida
Cantidad de Energía inyectada al sistema.	$E_{inyección}$	Es la cantidad de energía inyectada por la empresa generadora	MWh

Precio Spot de inyección	$PrecioSpot_{inyección}$	El valor de Precio Spot que recibe la empresa por la inyección de energía.	USD/MWh
Costo variable de generación	$CostoVariable$	El costo variable de generar energía	USD/MWh
Cantidad de energía retirada del sistema	E_{retiro}	Es la cantidad de energía retirada por el cliente asociado a la empresa generadora	MWh
Precio del contrato de venta.	P_{venta}	Es el precio de venta que recibe la empresa por la venta de energía a través de contrato.	USD/MWh
Precio Spot	$PrecioSpot_{retiro}$	El valor del Precio Spot que paga la empresa generadora por el retiro de energía.	USD/MWh

Las empresas generadoras toman decisiones a partir de la ecuación de Margen Total. Si se tienen pocos contratos con clientes, entonces el Margen de Generación será predominante, lo que disminuye el riesgo de incumplimiento de contrato, pero a cambio de una mayor volatilidad sus ingresos debido al precio del mercado. Por el contrario, si se tienen muchos contratos, el Margen Comercial será mayor y los ingresos más estables, pero un mayor nivel de contratación puede generar un mayor riesgo de pérdida en caso de que el precio del mercado sea más alto que el precio al cual se vende la energía al cliente a través de un contrato.

5.2. Mercado de contratos de energía (PPA) en Chile.

Los Power Purchase Agreements (PPA) son contratos a largo plazo entre un generador de energía y un cliente consumidor, que establecen las condiciones para la venta de energía eléctrica desde el primero al segundo. Este tipo de contratos han sido fundamentales en el último tiempo para potenciar la inversión en proyectos de energía, tales como plantas solares, eólicas o de almacenamiento ya que proporcionan una mayor estabilidad financiera y de ingresos a los desarrolladores e inversores de dichos proyectos.

A su vez, este tipo de acuerdos también han sido aprovechados por las empresas generadoras de energía para poder estabilizar sus ingresos al reducir la exposición de sus ventas al mercado energético, el cual durante los últimos años ha sido extremadamente volátil.

La regulación de los PPA en Chile está principalmente a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Estas entidades establecen las normativas y los estándares que rigen la negociación y ejecución de los contratos

de venta de energía de modo de mantener un mercado justo y competitivo. Aun así, el precio final de los contratos y sus cláusulas quedan a decisión de ambas partes, generadora y consumidora, siempre que se mantengan dentro de lo impuesto por la CNE y la SEC.

Los PPA en Chile suelen tener una duración a largo plazo, típicamente entre 10 y 20 años, lo que brinda estabilidad tanto a los generadores como a los compradores. Además, estos contratos pueden incluir cláusulas específicas relacionadas con la indexación de precios, la responsabilidad por eventos de fuerza mayor y la garantía de suministro.

5.3. Teoría moderna de portafolios

La Teoría Moderna de Portafolios (TMP) es una teoría ampliamente utilizada en el ámbito de las finanzas y en la optimización de portafolios, la cual estudia como maximizar el retorno y minimizar el riesgo, mediante una adecuada selección de los componentes o “pesos” de cada activo que componen dicha cartera. Desarrollada por el economista Harry Markowitz en la década de 1950, la teoría ha marcado un antes y un después en el análisis y la gestión de inversiones a través de portafolios diversificados en el mundo moderno.

La principal hipótesis de esta teoría propone que el inversor debe considerar la cartera de activos como un todo y enfocarse en maximizar la rentabilidad y/o reducir el riesgo global en vez de maximizar el rendimiento individual de cada activo por separado. Para ello debe construir portafolios óptimos que maximicen su rendimiento esperado dado un nivel de riesgo deseado, o bien minimicen el riesgo para un nivel de rendimiento objetivo.

$$E(Rp) = \sum_{i=1}^N E(r_i) * x_i$$

Definición de rendimiento del portafolio

$$\sigma^2(Rp) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i * x_j * \sigma_{i,j}$$

Definición de volatilidad del portafolio

Para construir un portafolio óptimo, la TMP utiliza el concepto de la frontera eficiente, que representa todas las combinaciones de activos que ofrecen la máxima rentabilidad esperada para un nivel de riesgo dado, y la línea del mercado de capitales, que muestra la combinación de un activo libre de riesgo y el portafolio óptimo de riesgo. Los inversionistas pueden elegir una combinación en esta línea según su aversión al riesgo.

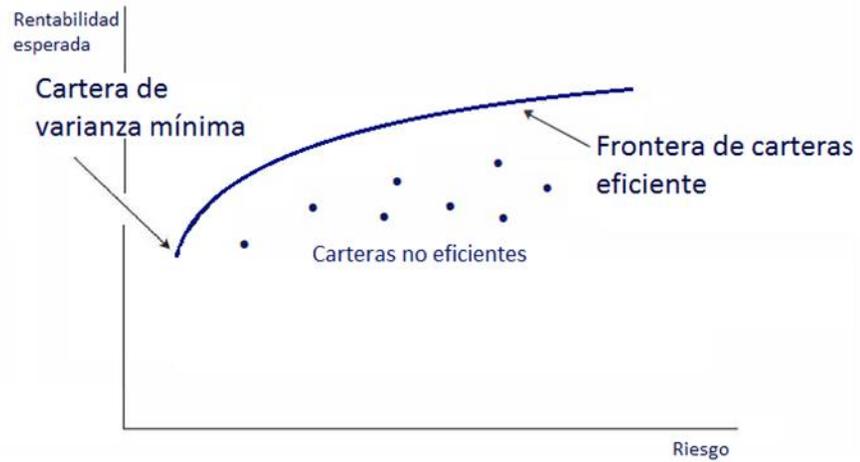


Figura 3: Frontera eficiente de Markowitz

También utiliza medidas estadísticas para evaluar los activos financieros, como el rendimiento esperado, la desviación estándar (como medida de riesgo) y la covarianza o correlación entre los rendimientos de los activos. Estas medidas permiten calcular la relación riesgo-rendimiento de un portafolio y tomar decisiones informadas sobre su composición.

6. Metodología

En esta sección se presenta la metodología utilizada para desarrollar el modelo de optimización de contratos de venta de energía basado en la teoría de portafolios de Markowitz. Se intenta adaptar la teoría de un portafolio financiero, pero al mundo de portafolios de energía, donde los “activos financieros” son los contratos de venta de energía y se busca la proporción que minimice el coeficiente de variación (Desviación estándar sobre promedio de la utilidad) de la utilidad del portafolio.

Para ello, también se detalla la manera en cómo se determinan los escenarios futuros sobre los cuales se realiza la optimización del portafolio. Estos escenarios sirven de base sobre la cual el modelo de optimización calculará la proporción óptima de energía, mas no se busca que el pronóstico de escenarios sea preciso ni lo más fiel posible a la realidad. Simplemente se estiman para poder probar un modelo teórico de optimización.

6.1. Diseño del modelo de optimización de contratos

Se quiere crear un modelo de optimización lineal que optimice la utilidad total percibida por la empresa Enel Chile dado su portafolio de venta de energía. La variable objetivo será la cantidad de energía vendida a través de contrato. La energía que no se venta por contrato se considera vendida al mercado energético. Recordando la ecuación de margen de utilidad de una empresa generadora es la siguiente:

$$(E_{inyección} * CMg_{inyección} - E_{inyección} * CV) + (E_{retiro} * P_{venta} - E_{retiro} * CMg_{retiro})$$

Ecuación del margen de mercado de energía

Sin embargo, esta ecuación tiende a ser compleja de optimizar dada la gran cantidad de variables y parámetros que utiliza. Por lo cual es necesario realizar ciertos cambios y supuestos en esta.

En primer lugar, como se vio en secciones anteriores el Precio Spot (llamado CMg en la ecuación) varía nodo por nodo, por lo que tendría sentido hablar de $CMg_{inyección}$ y CMg_{retiro} como dos variables distintas. Para simplificar el problema y dado que ya se declaró que para efectos prácticos se considera todo el sistema como un único nodo es que se consideran ambas como una sola variable llamada $P_{Spot_{e,t}}$. Es decir, habrá un único Precio Spot para todo el sistema eléctrico y no se considerarán las diferencias de este producto de la demanda o los costos de pérdidas de energía.

La segunda simplificación es considerar el costo variable de generación (CV) como un único costo fijo para todo Enel Chile y que varía mensualmente. Se opta por esto debido a que en cada unidad generadora el costo de generar no es único, sino que depende del estado en que se encuentre la unidad (si está detenida, en funcionamiento, fría, tibia, caliente, mínimo técnico, etc.). Además, también varía por el tipo de tecnología que utiliza (Solar, Eólica, Hídrica, Térmica, Híbrida, etc.).

Para efectos del trabajo de memoria se considera solamente el costo “de plena potencia” el cual se refiere al costo variable de producir energía cuando la unidad está en pleno funcionamiento, es decir, se asume que las unidades funcionan sin detenerse nunca. Además, se utiliza el costo promedio de una unidad generadora de tecnología térmica debido a que son las que poseen el costo

más relevante respecto a las demás.

Por último, se renombran algunas variables como P_{venta} a $PContrato_{i,t}$ ya que el precio de venta de energía para nuestro caso será el precio del contrato del tipo de cliente i en el periodo t . La variable $E_{inyección}$ será $Gen_{e,t}$ y será la energía total generada por Enel Chile en el escenario e en el periodo t . Y la variable E_{retiro} será $X_{e,t}$ como la energía vendida (en cantidad) a través de contratos, la cual por lo demás será la variable de decisión del modelo. La nueva ecuación simplificada de Margen de Utilidad para Enel Chile queda:

Utilidad total =

$$\frac{\sum_{e=1}^E (\sum_{t=1}^T ((PContrato_{i,t} - PSpot_{e,t}) * X_i + (PSpot_{e,t} - CostoGen_{e,t}) * Gen_{e,t}))}{E}$$

Donde:

- $PContrato_{i,t}$ = Precio del contrato del tipo de cliente i en el periodo t
- $PSpot_{e,t}$ = Precio Spot para el escenario e en el periodo t
- $CostoGen_{e,t}$ = Costo de generación para el escenario e en el periodo t
- $Gen_{e,t}$ = Energía generada por Enel Chile para el escenario e en el periodo t

A modo de aclaración, $PContrato_{i,t}$ y X_i son séxtuplas (se verá más adelante por qué) que representan el precio de contrato i y la cantidad de energía (en porcentaje) vendida a través del contrato i respectivamente, donde i es el tipo de cliente que firma el contrato. En el caso de $PContrato_{i,t}$ también depende del periodo t para efectos de la formulación del modelo. Se utiliza el supuesto fuerte que el precio de los contratos se evalúa en cada periodo y en base a este se calcula el óptimo. En secciones posteriores se detalla la razón de esto.

Llamaremos “Margen de Contratos” a la suma izquierda de la ecuación ya que corresponde a la utilidad que la empresa percibe por retirar energía del sistema y venderla a través de un contrato de venta de energía a un cliente. Por otra parte, la suma derecha se llamará “Margen de Inyección” ya que es lo que la empresa gana por el hecho de haber producido energía y haberla inyectado al sistema eléctrico. En esto último hay que hacer hincapié en que todo lo que la empresa genera se inyecta, en esta parte no se decide aún cuanto vender por contrato, por lo mismo la variable objetivo no está en ella.

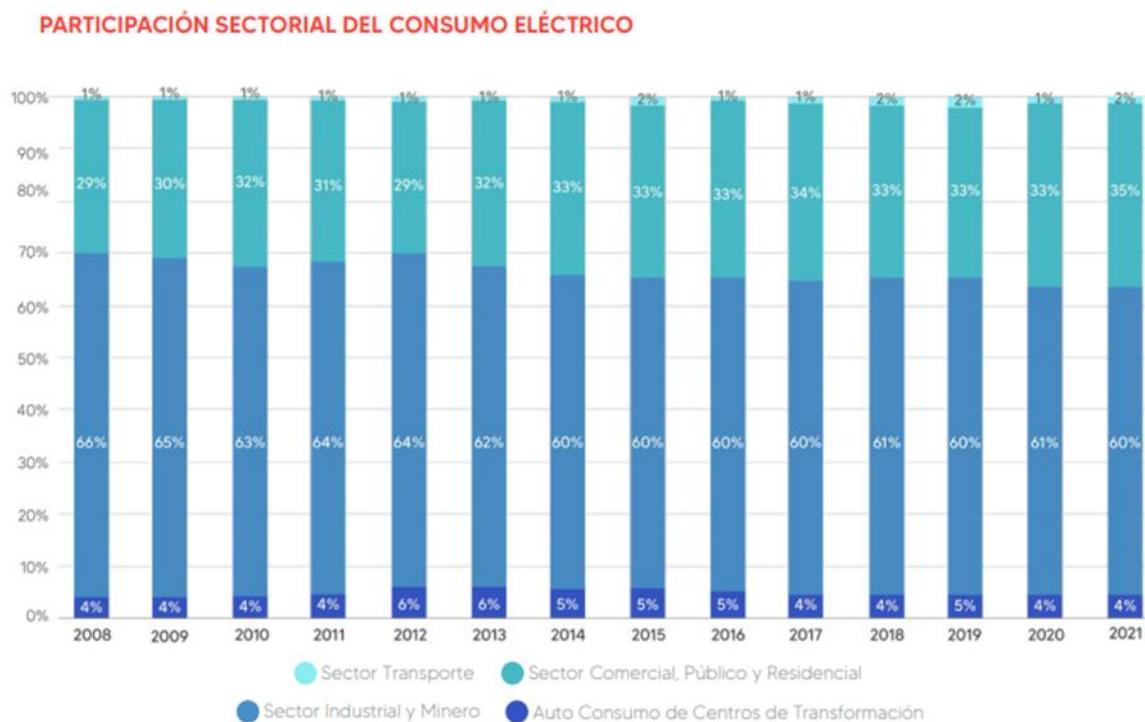
- Margen de Contratos: $(PContrato_{i,t} - PSpot_{e,t}) * X_i$
- Margen de Inyección: $(PSpot_{e,t} - CostoGen_{e,t}) * Gen_{e,t}$

Esta diferenciación será de utilidad en secciones posteriores cuando se detalle el desarrollo del modelo de optimización, ya que en definitiva lo que se optimiza con él es el Margen de Contratos mientras que el Margen de Inyección es “el ingreso base de la empresa”.

Para el precio de los contratos, se opta por clasificar los contratos de venta dependiendo del sector económico al cual pertenece el cliente consumidor, esto con el objetivo de poder diferenciar

el contrato basándose en su precio y sus características. Normalmente, en las estimaciones y reportes especializados del tema se subdivide entre 4 y 6 tipos de cliente. El gráfico XX muestra la división utilizada para el reporte de “Balance Nacional de Energía” entregado por el CEN. Se observa cómo se utilizan las divisiones “Sector Transporte”, “Sector Comercial, Público y Residencial (CPR)” y “Sector Industrial y Minero”.

Gráfico 9: Participación por sector del consumo eléctrico
Fuente: Balance Nacional de Energía



Fuente: Balance Nacional de Energía, www.energiaabierta.cl

A su vez, la empresa Enel Chile también diferencia el “Sector Regulado” para referirse a los clientes de sectores donde el precio de la energía es regulado por un ente estatal, “Sector Generador” para referirse a la venta a otras empresas de generación y separa el “Sector Industrial y Minero” en dos distintos. Para efectos del modelo, se definen 6 tipos de contrato en base a lo anterior.

- Generador
- Industrial
- Transporte
- CRP (Comercial, Residencial y Público)
- Minero
- Regulado.

La razón de esto es que, en la práctica, para una empresa generadora no es lo mismo vender energía a un cliente del sector minero que a un cliente del sector industrial o del sector comercial. Los requerimientos energéticos, las expectativas de crecimiento o la facilidad de venta varía de uno a otro incluso si ambos clientes son del mismo sector. Cada uno puede llegar a tener propio precio de contrato, su propia volatilidad y energía vendida.

Finalmente, se define la utilidad esperada del portafolio como el promedio de la utilidad total de cada escenario. Esto es:

$$\text{Utilidad Esperada} = \frac{\sum_{e=1}^N \text{Utilidad total}}{N}$$

El objetivo del modelo de optimización es maximizar la Utilidad Esperada del portafolio a la vez que se intenta tener la menor desviación estándar posible de esta. Para ello se trabaja con el coeficiente de variación de la Utilidad Esperada, el cual se define como:

$$\text{Coeficiente de Variación (portafolio)} = \frac{\text{Desv. estándar(Utilidad Esperada)}}{\text{Promedio(Utilidad Esperada)}}$$

La función objetivo del modelo es minimizar este Coeficiente de Variación ya que de esta forma se obtiene el portafolio que posee la utilidad menos volátil, pero sin descuidar la Utilidad total percibida. Luego la función objetivo del modelo será:

$$\text{Min}(\text{Coeficiente de Variación (portafolio)})$$

En resumen, el modelo de optimización calcula la utilidad percibida en cada periodo de tiempo de cada escenario. El periodo de tiempo es para los próximos 5 años, es decir 2024 al 2028 y con una subdivisión mensual, por lo que $T = 60$ para la ecuación anterior. Los escenarios se determinan a través del pronóstico del Precio Spot, es decir, cada escenario y periodo tendrá su propio precio spot, costo de generación, cantidad de energía generada, precio del contrato, etc. La utilidad de un escenario es la suma de la utilidad obtenida en cada mes, y la utilidad esperada del portafolio es el promedio de utilidad de cada escenario.

A modo de ejemplo, sean 2 escenarios, uno donde el Precio Spot es 150USD y otro donde es 50USD. Se determina que para el escenario 1 el óptimo es vender 80% de la energía por contrato y 20% al mercado, mientras que para el escenario 2 el óptimo es 20% por contrato y 80% al mercado. El modelo calcula la proporción de venta de energía por contrato que minimiza el coeficiente de variación de la utilidad promedio de ambos escenarios (primero calcula la utilidad de cada uno y luego las promedia). Para este ejemplo, un resultado posible podría ser que el óptimo sea vender 50% por contrato y 50% al mercado, ya que a priori no se puede saber cuál de los dos escenarios será el que finalmente se resuelva por lo que el modelo se coloca en una posición intermedia.

6.2. Desarrollo del modelo de pronóstico del precio spot de energía.

Se desarrolla un modelo que permite pronosticar el precio spot del mercado para el horizonte de tiempo que se busca optimizar el portafolio, lo cual permitirá generar los escenarios posibles sobre los que se implementa el modelo de optimización antes detallado. Se opta por un modelo de pronóstico regresivo simple que utiliza algunas variables consideradas relevantes y que afectan de alguna manera el precio del mercado.

Para ello en primer lugar se debe determinar que variables son relevantes al momento de pronosticar el precio spot, las cuales a su vez deben ser fácilmente pronosticables u obtenibles de alguna fuente confiable y válida. Se decide utilizar las siguientes variables como candidatos iniciales para pronosticar el precio spot:

- Generación de energía
- Demanda de energía
- Proporción de tecnología de generación (% Hidro, % Termo, % Solar, % Eólico)
- Precio internacional de combustibles fósiles (Carbón, Petróleo, Gas Natural)
- Volumen de agua almacenada en embalses

Esta decisión se basa principalmente en el segundo supuesto, son variables públicas fácilmente obtenibles entregadas por la página web del CEN y su iniciativa “Energía Abierta”

Para entrenar el modelo de predicción se utiliza información de cada una de estas variables entre los años 2018 y 2022. Se decide hacerlo de esta manera ya que se quiere pronosticar 5 años hacia adelante, por lo que es necesario entregarle suficiente información para poder capturar cualquier posible ciclo o cambio que haya tenido el mercado en los últimos 5 años.

En la sección de Recopilación de datos se detalla las fuentes bibliográficas e información desde las cuales se obtuvieron las variables relevantes y sus valores de los últimos 5 años. Además, en la sección de Tratamiento de Variables se detalla las distintas transformaciones y consideraciones que se tuvieron con cada una de ellas antes de ser utilizadas para desarrollar el modelo de pronósticos.

Es importante recalcar que estas variables fueron escogidas arbitrariamente por mí y no deberían afectar la metodología. El fin de estas variables es poder generar un pronóstico del Precio Spot lo más real posible pero solo para definir escenarios de prueba para el verdadero modelo. Si se desea, se puede reemplazar el pronóstico por otro, calculado usando otro modelo, otra metodología u obtenido de alguna fuente más confiable y precisa.

Validación del modelo de pronósticos

Para validar la precisión del modelo de pronóstico, se lleva a cabo una prueba intentando predecir el precio del año 2023 hasta ese entonces disponible. Para medir que tan preciso es el modelo se utiliza la medida estadística MAPE o Error Porcentual Absoluto Medio y se determina que dado el nivel de volatilidad del precio spot en la realidad y su dificultad para predecir este tipo de valores en general, un MAPE de hasta un 30% puede ser perfectamente aceptado, aunque se considere alto en otro tipo de pronósticos.

Los resultados de la validación se verán en detalle en la sección del desarrollo del modelo de optimización donde se determina la precisión del modelo y las modificaciones que se le deben hacer para lograr una mejor precisión en caso de no serlo.

Definición de escenarios futuros

Para definir los escenarios probables del precio spot sobre los cuales se determina el portafolio óptimo de contratos, se decide definir estimaciones para cada una de las variables que pronostican el precio, tomando en cuenta distintos escenarios para cada una de estas estimaciones. Es decir, para cada una de las variables relevantes descritas antes se determinan al menos tres escenarios: Un escenario alto, uno medio y uno bajo (u optimista, medio y pesimista). La tabla XX muestra que escenarios se definen para cada una de las variables antes mencionadas.

Tabla 4: Tabla resumen de escenario para variable del modelo de pronóstico.

Variable estudiada	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Generación de energía	Generación Alta	Generación Media	Generación Baja
Demanda de energía	Demanda Alta	Demanda Media	Demanda Baja
Proporción de tecnología	Hidrología Húmeda	Hidrología Media	Hidrología Seca
Precios combustibles	Crecimiento económico alto	Crecimiento económico medio	Crecimiento económico bajo
Volumen de embalses	Alto	Promedio	Bajo

Para definir los distintos escenarios del Precio Spot se decide hacer un cruce de combinaciones de cada escenario de la tabla entre sí. Nuevamente, se decide utilizar este método dada la complejidad de predecir un valor tan volátil, por lo que mientras más escenarios se consideren mayor será la probabilidad de capturar posibles ciclos o cambios sobre este y las variables que lo definen. Además, se decide considerar todos los escenarios como equiprobables (nuevamente, esto no afecta la metodología y si se desea se puede colocar probabilidades al modelo). De esto resulta una cantidad de 81 escenarios posibles ($3^5 = 81$) sobre los cuales se estimará el portafolio óptimo de contratos de venta con el primer modelo.

7. Recopilación y trabajo de datos

7.1. Recopilación de datos históricos

Para la construcción del modelo de pronóstico, se toman en cuenta los datos históricos mensuales de los últimos 5 años (2018 – 2022) los cuales son utilizados como datos de entrenamiento para el modelo propuesto. Además, se utiliza la data del año actual (2023) como datos de prueba, para poder validar el nivel de precisión de este con los pronósticos futuros.

La información recopilada proviene principalmente de la entregada por el CEN en su página web (www.coordinador.cl) y a través de su iniciativa “Energía Abierta” (www.energiaabierta.cl), la cual busca entregar de manera pública y asequible la mayor cantidad de información disponible referente al mercado energético.

En la sección de metodología se explica que variables fueron tomadas como candidatos a utilizarse para el desarrollo de pronósticos. En esta sección, se detalla la razón y de donde se obtuvo exactamente la información.

Precio Spot Histórico (2018 – 2022)

Se utiliza el promedio del precio spot mensual de los últimos 5 años, datos que son recogidos directamente desde la página del CEN. Se consideran las 8 principales subestaciones por ser las que tiene un mayor volumen de transferencias entre inyecciones y retiros. Estas subestaciones son: Charrúa, Pan de Azúcar, Puerto Montt, Quillota, Crucero, Cardones, Tarapacá y Atacama.

El precio en cada una de estas se mide de forma horaria por lo que es necesario primero obtener un promedio diario de cada subestación y en segunda instancia un promedio mensual a partir de los promedios diarios antes calculados. Por último, se toma el promedio mensual de cada subestación y se estima un promedio mensual total del mercado.

Demanda de Energía (2018 – 2022)

La demanda de energía corresponde al total de retiros de energía realizadas a través del SEN. Esta información también se obtiene desde la plataforma del CEN y se mide de forma mensual en GWh. La demanda a su vez se puede medir por tipo de cliente, pudiendo ser demanda Regulada o Libre. Sin embargo, para este primer modelo se considera toda como una sola.

Generación de energía por fuente energética (2018 – 2022)

La generación de energía es la energía total generada por todas las unidades generadoras afiliadas al SEN en ese periodo de tiempo. Dado que quien decide el nivel de generación es el CEN y lo hace en base a la demanda, la generación y la demanda están estrechamente relacionadas. El gráfico 9 demuestra esta estrecha relación, la cual se ha mantenido durante los últimos 5 años.

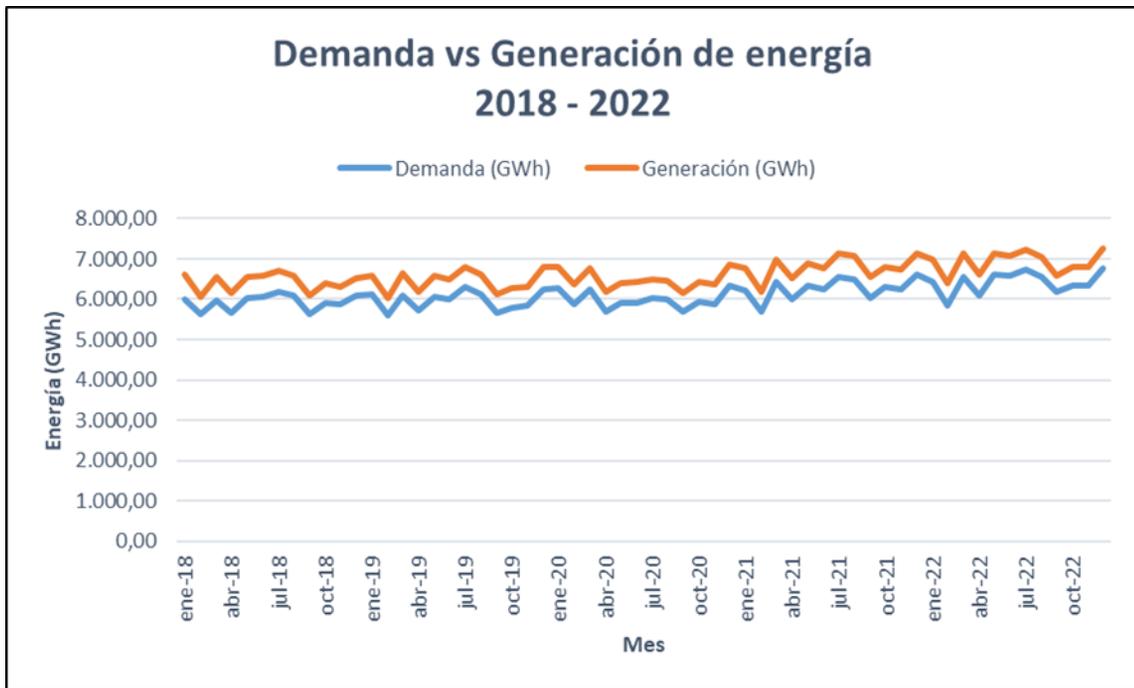


Gráfico 10: Relación entre demanda y generación de energía
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)

En promedio, la generación de energía es un 5% mayor que la demanda. Esta diferencia se explica en parte en que el SEN tiende a generar más energía de la demandada para suplir las pérdidas de energía que ocurren en la medida que esta se transmite por la red eléctrica, así como también evitar posibles alzas inesperadas de la demanda en un periodo de tiempo.

Es poco relevante considerar ambas variables en el modelo de pronóstico ya que al estar tan estrechamente relacionadas se corre el riesgo de multicolinealidad. Sin embargo, vale la pena considerar la energía generada, pero por tipo de tecnología de generación, es decir, la cantidad de energía generada a partir de fuentes hidroeléctricas, termoeléctricas, solares y eólicas.

Para ello, se obtiene la proporción de generación por tipo de fuente de los últimos 5 años a partir de los datos entregados por el CEN. La tabla 5 muestra como se ha distribuido la generación de energía anualmente durante dicho periodo de tiempo.

Tabla 5: Proporción de la generación de energía del SEN por fuente
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)

	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Solar	Eólica	Total
2018	30,24%	53,26%	7,10%	5,24%	95,85%
2019	26,91%	55,33%	8,24%	6,23%	96,71%
2020	26,54%	53,10%	9,82%	7,13%	96,59%
2021	20,22%	54,01%	13,05%	8,85%	96,12%
2022	24,45%	43,95%	17,13%	10,64%	96,16%

Se asume la proporción constante para todo el año al cual se refiere ya que la potencia instalada no tiende a variar mucho dentro de un año. Esto a modo de simplificar el cálculo de la

generación de energía mensual. Para obtener la generación (en GWh) por tecnología, se multiplica la generación mensual por el porcentaje del año que le corresponda.

Precio de combustibles

El precio de los combustibles es la principal variable que determina el costo de generación a partir de una fuente termoeléctrica. Dado que generación termo eléctrica en los últimos 5 años ha sido entre un 40% y un 50% (ver tabla anterior) se puede asumir correctamente que el precio de los combustibles sea una variable relevante para pronosticar el precio spot.

Se hace la distinción entre los 3 principales tipos de combustibles para la generación eléctrica: Carbón, Petróleo y Gas Natural. Para el precio del carbón se utiliza el precio mensual del Carbón Término EQ 7.000kCal/kg. En el caso del petróleo se utiliza el promedio de los dos principales índices internacionales de petróleo, el Petróleo Crudo Brent y el Petróleo Crudo WTI. Por último, para el gas natural se utiliza el precio del índice internacional *Henry Hub*.

Esta información se obtiene directamente del portal “Energía Abierta”, el cual proporciona el precio histórico mensual de cada uno de ellos. Se opta por utilizar precios internacionales dado que cada empresa tiene sus propios contratos de combustibles dependiendo del uso de sus plantas. Por lo que es complicado obtener un dato real.

Volumen de embalse

Por último, el volumen de agua almacenada en los embalses también podría ser una variable relevante ya que al igual que la generación termoeléctrica, la generación hidroeléctrica ha representado entre un 20% y un 30% del total de energía generada.

Se obtienen los datos de hidrología mensuales de los embalses más representativos del país, los cuales sirven de referencia para estimar la variación de volumen de agua almacenada y determinar si esta afecta al precio del mercado u otra variable relevante del modelo. Los embalses considerados para esta variable son: Chapo, Colbún, La Invernada, Laja, Maule, Melado, Ralco y Rapel.

La siguiente tabla resumen las variables que se utilizan de acá en adelante para el desarrollo del modelo de pronóstico del precio spot:

*Tabla 6: Tabla resumen de variables candidatas para análisis exploratorio.
Fuente: Elaboración propia.*

Variable	Identificador	Unidad de medida	Periodo de medición
Precio Spot	<i>PrecioSpot</i>	USD/MWh	Mensual
Demanda de energía	<i>DemandaTotal</i>	GWh	Mensual
Generación de energía	<i>GenTotal</i>	GWh	Mensual
Generación Hidroeléctrica	<i>GenHidro</i>	GWh	Mensual
Generación Termoeléctrica	<i>GenTermo</i>	GWh	Mensual
Generación Eólica	<i>GenEol</i>	GWh	Mensual
Generación Solar	<i>GenSolar</i>	GWh	Mensual
Carbón térmico 7.000kCal	<i>Carbón</i>	GWh	Mensual
Petróleo Crudo Brent	<i>Petróleo</i>	GWh	Mensual

Petróleo Crudo WTI	<i>Petróleo</i>	GWh	Mensual
Gas Natural <i>Henry Hub</i>	<i>Gas Natural</i>	GWh	Mensual
Volumen de embalse	<i>Volumen</i>	GWh	Mensual

7.2. Análisis exploratorio de los datos

Análisis de la relación entre las variables

Se realiza un análisis de correlación entre las variables definidas en la sección anterior. Para ello se calcula la matriz de correlaciones con el objetivo de entender cómo se comportan las variables y si detectar tempranamente algún impedimento para realizar algún tipo de modelo y poder realizar las transformaciones necesarias.

La tabla 7 muestra el resultado de la matriz de correlaciones. Lo primero que salta a la vista es la correlación casi perfecta entre la demanda de energía y la generación (0,9970). Esto tiene cierto sentido si recordamos que la generación de energía la determina el CEN basándose en la demanda del periodo (ver gráfico 9).

Además, también se observa una elevada correlación (0,9896) entre la energía generada a través de una fuente eólica versus la generada por fuentes solares. Esto puede deberse a la naturaleza similar que tienen ambos tipos de fuentes (ambas son de bajo costo, dependen del entorno y clima). Además, el aumento en la cantidad de energía generada de estas fuentes ha sido similar en los últimos 5 años.

Tabla 7: Matriz de correlación entre variables (Versión 1)

Fuente: Elaboración propia.

V1	PrecioSpot	DemandaTotal	GenTotal	GenHidro	GenTermo	GenEol	GenSolar	Carbon	Petroleo	GasNatural	Volumen
PrecioSpot	1										
DemandaTotal	-0,602862873	1									
GenTotal	-0,621867341	0,997099158	1								
GenHidro	0,111165273	-0,315678239	-0,324365944	1							
GenTermo	-0,443671617	0,611305385	0,62202627	-0,424360705	1						
GenEol	-0,496870313	0,876728646	0,876049709	-0,408029964	0,233021496	1					
GenSolar	-0,415465254	0,822644332	0,819914947	-0,424323242	0,145811829	0,989633597	1				
Carbon	0,350261348	0,185210747	0,163391684	-0,061789691	-0,332204206	0,393709669	0,471534285	1			
Petroleo	0,74409893	-0,289333844	-0,304783066	-0,039328331	-0,161250333	-0,263599813	-0,200490006	0,455753763	1		
GasNatural	0,659115533	-0,307963767	-0,326585241	0,164849283	-0,597581636	-0,076692133	0,004389461	0,635702849	0,567253818	1	
Volumen	0,085706135	-0,268871292	-0,284803268	0,223626478	-0,487571923	-0,096134963	-0,040767393	0,226145338	-0,053712777	0,326442432	1

En apoyo al análisis de correlaciones, se realiza una regresión lineal para determinar si las variables escogidas son significativas para incluirlas en un modelo de predicción. En la tabla 8 y 9 se observa el resultante de esta regresión:

Tabla 8: Regresión Lineal entre variables (Versión 1)

Fuente: Elaboración propia.

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	107,3514339	46,30211206	2,318499722	0,021619745	15,94641379	198,7564541	15,94641379	198,7564541
DemandaTotal	0,087745644	0,036828639	2,382538338	0,018304288	0,015042212	0,160449076	0,015042212	0,160449076
GenTotal	-0,196815087	0,052929528	-3,718436433	0,000272403	-0,301303293	-0,092326881	-0,301303293	-0,092326881
GenHidro	0,10062367	0,051874727	1,939743629	0,054075781	-0,001782251	0,203029591	-0,001782251	0,203029591
GenTermo	0,11920144	0,051687054	2,306214608	0,022312897	0,017166003	0,221236877	0,017166003	0,221236877
GenEol	-0,141181774	0,126418169	-1,116783889	0,265671981	-0,390743939	0,10838039	-0,390743939	0,10838039
GenSolar	0,230371262	0,063454978	3,630467896	0,000374698	0,105104761	0,355637763	0,105104761	0,355637763
Carbon	0,097763856	0,057070022	1,713050968	0,08853701	-0,0148981	0,210425813	-0,0148981	0,210425813
Petroleo	0,287586943	0,056462286	5,093434312	9,31742E-07	0,17612472	0,399049166	0,17612472	0,399049166
Gas Natural	8,783934827	1,603609879	5,477600844	1,53987E-07	5,618247847	11,94962181	5,618247847	11,94962181
Volumen	-0,008324569	0,001928048	-4,317615191	2,6808E-05	-0,012130729	-0,004518409	-0,012130729	-0,004518409

Tabla 9: Estadísticos de la regresión (Versión 1)
Fuente: Elaboración propia.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0,89543182
Coeficiente de determinación R ²	0,801798143
R ² ajustado	0,756376885
Error típico	15,6660281
Observaciones	60

En general todas las variables tienen un nivel de significancia relevante, excepto por el volumen de agua en embalses. Pese a ello es necesario revisar si realmente todas pueden ser incluidas en el mismo modelo. Por otro lado, el coeficiente de determinación ajustado (R^2) es de 0,7563 por lo que las variables explican una buena parte de la variación del precio spot.

8. Desarrollo del modelo de pronóstico para el Precio Spot de energía

En esta sección se detalla el desarrollo, implementación y resultados del modelo de pronóstico presentado en la sección de metodología. En la sección 8.1 se detalla todo el análisis y el desarrollo del modelo de pronóstico del precio spot y como se utiliza cada una de las variables presentadas en la sección anterior.

En la sección 8.2 se explican los supuestos y consideraciones que tuvo que hacerse para definir los distintos escenarios del precio spot y las variables que lo determinan y así añadir una componente de incertidumbre al pronóstico. La sección 8.3 presenta los resultados obtenidos por el modelo y sus limitaciones.

8.1. Desarrollo del modelo

Para el desarrollo del modelo de pronóstico para el Precio Spot, se utiliza en su mayoría el software *RStudio* para estimar el precio de los distintos escenarios definidos, así como también para definir que variables son las que mejor se ajustan y predicen el valor objetivo. Para los cálculos, así como para la creación de las tablas presentadas a lo largo de todo este informe se utiliza el software Excel.

En la sección 7 se detalla la recopilación y análisis exploratorio de las variables a utilizar el modelo de pronóstico de Precio Spot, recordando que se decide utilizar la información de los 5 años anteriores (2018 – 2022) para predecir los siguientes 5 años (2024 – 2028). Los criterios utilizados para decidir las variables utilizadas en el modelo son que tenga una relevancia aceptable en la explicación de la variable dependiente (Beta alto) según la regresión lineal, que no tengan correlaciones muy altas entre ellas (para evitar multicolinealidad) y que la variable sea fácil de estimar en para los próximos 5 años.

Además, se opta por utilizar una división mensual al estimar el Precio Spot, ya que la volatilidad del precio en el horizonte de tiempo estudiado ha sido alta como para utilizar divisiones mayores (bimestral, trimestral o semestral) pero tampoco sería correcto utilizar divisiones menores (diaria u horaria) porque el precio de los contratos se ajusta, como mínimo, de forma mensual según lo declarado por la empresa Enel. En resumen, se realiza un pronóstico del Precio Spot mensual para los próximos 5 años, es decir que serán 60 periodos hacia adelante en total.

Tanto en la sección de Recopilación de datos como Análisis exploratorio se detalla que existe una relación casi perfecta entre las variables de *DemandaTotal* y *GenTotal*, así como entre *GenSolar* y *GenEol*. Esto podría generar un problema de multicolinealidad en el modelo ya que, para efectos de este, se estaría incluyendo la misma variable dos veces.

Por esa razón se decide descartar la variable de *GenTotal*, ya que al disponer de las variables *GenHidro*, *GenTermo*, *GenSolar* y *GenEol*, la variable de generación se vuelve redundante y prescindible en el modelo.

Por otra parte, para solucionar el problema de alta correlación entre *GenEol* y *GenSolar* se decide juntar ambas variables en una llamada *ERNC*. Esta decisión se justifica en la naturaleza similar de ambos tipos de generación explicada en el análisis anterior y en que se espera que la generación a partir de este tipo de fuentes vaya en un aumento similar en los próximos años.

Se realiza una segunda matriz de correlación para validar que los cambios hechos en las variables mejoraron la relación entre ellas. En la tabla 10 se observa la nueva matriz de correlación una vez descartada la variable *GenTotal* y se fusionan las variables *GenEol* y *GenSolar* en *ERNC*.

Tabla 10: Matriz de correlación entre variables (Versión 2)
Fuente: Elaboración propia.

V2	PrecioSpot	DemandaTotal	GenHidro	GenTermo	ERNC	Carbon	Petroleo	GasNatural	Volumen
PrecioSpot	1								
DemandaTotal	-0,602862873	1							
GenHidro	0,111165273	-0,315678239	1						
GenTermo	-0,443671617	0,611305385	-0,424360705	1					
ERNC	-0,447862643	0,845514602	-0,419087887	0,179782411	1				
Carbon	0,350261348	0,185210747	-0,061789691	-0,332204206	0,442700888	1			
Petroleo	0,74409893	-0,289333844	-0,039328331	-0,161250333	-0,225306874	0,455753763	1		
GasNatural	0,659115533	-0,307963767	0,164849283	-0,597581636	-0,026849456	0,635702849	0,567253818	1	
Volumen	0,085706135	-0,268871292	0,223626478	-0,487571923	-0,062207036	0,226145338	-0,053712777	0,326442432	1

Se observa que ya no hay problemas de multicolinealidad entre las variables. Además, la variable ERNC resultante de haber unido las variables *GenEol* y *GenSolar* resulta correlacionarse de manera negativa con el precio lo cual tiene sentido teórico ya que un aumento de este tipo de generación debería disminuir el precio spot por ser menos costosas.

Sin embargo, se observa que la variable *DemandaTotal* tiene una correlación negativa respecto a la variable *PrecioSpot*. En principio esto se contradice con la manera en cómo se determina el precio spot, ya que se esperaría que un aumento de demanda implica un aumento de oferta más costosa, la que a su vez aumentaría el precio. Se realiza un cruce entre ambas variables para ver qué tipo de correlación tienen entre sí, el cual se muestra en el gráfico 11.

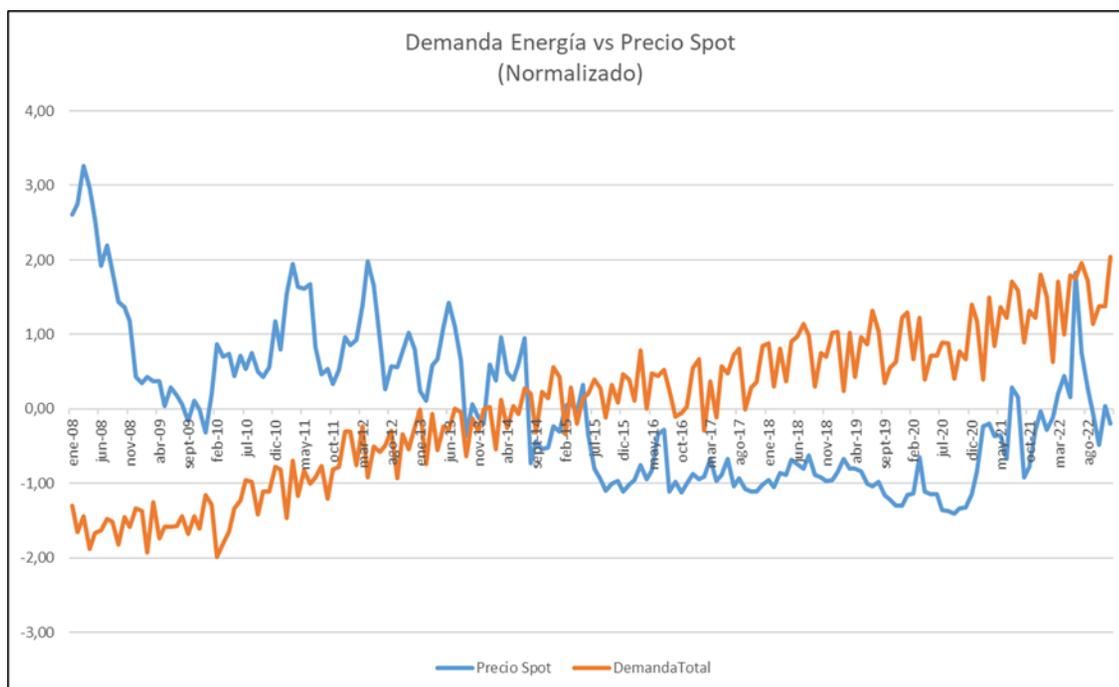


Gráfico 11: Relación entre demanda de energía y precio spot

Se observa que ambas variables no están relacionadas entre sí por lo que la correlación de la tabla 10 no tiene validez. Se realiza una regresión lineal para revisar la significancia de la

DemandaTotal con respecto al precio y se detecta que la significancia de la variable es prácticamente nula (-0,0073).

Tabla 11: Regresión lineal entre variables (Versión 2)
Fuente: Elaboración propia.

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	218,4767097	44,04094616	4,960763307	1,68408E-06	131,5427907	305,4106287	131,5427907	305,4106287
DemandaTotal	-0,0073912	0,033278453	-0,222101686	0,824499761	-0,073080668	0,058298267	-0,073080668	0,058298267
GenHidro	-0,040628027	0,037021343	-1,097421756	0,274000001	-0,113705713	0,032449659	-0,113705713	0,032449659
GenTermo	-0,020310574	0,035018686	-0,579992454	0,562683133	-0,089435147	0,048814	-0,089435147	0,048814
ERNC	-0,034808362	0,032197673	-1,081083167	0,281182407	-0,098364441	0,028747717	-0,098364441	0,028747717
Carbon	0,152074475	0,058547402	2,597458963	0,010210262	0,036505769	0,26764318	0,036505769	0,26764318
Petroleo	0,361961444	0,058273388	6,211436466	3,86551E-09	0,246933626	0,476989262	0,246933626	0,476989262
Gas Natural	7,750681393	1,705404129	4,54477696	1,0363E-05	4,384326278	11,11703651	4,384326278	11,11703651
Volumen	-0,005460562	0,001980541	-2,75710692	0,006465045	-0,009370018	-0,001551106	-0,009370018	-0,001551106

Además, a partir de la regresión se observa que la variable *Volumen* también tiene una significancia casi nula (-0,0054). Por tal razón decide descartar ambas variables del modelo, por ser consideradas poco relevantes para el pronóstico del precio spot.

Se realiza una tercera iteración tanto del análisis de regresión lineal como de la matriz de correlaciones, las cuales se observan en las tablas 12 y 13 respectivamente.

Tabla 12: Regresión lineal entre variables (Versión 3)
Fuente: Elaboración propia.

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%	Inferior 95,0%	Superior 95,0%
Intercepción	176,9204301	39,12714814	4,521679665	1,13496E-05	99,6923866	254,1484736	99,6923866	254,1484736
GenHidro	-0,047210915	0,012520874	-3,770576584	0,000223308	-0,071924258	-0,022497573	-0,071924258	-0,022497573
GenTermo	-0,022661439	0,007008175	-3,233572121	0,001464274	-0,036493974	-0,008828904	-0,036493974	-0,008828904
ERNC	-0,039573662	0,00509645	-7,764946576	6,86302E-13	-0,049632889	-0,029514435	-0,049632889	-0,029514435
Carbon	0,121293547	0,058158728	2,085560524	0,038486017	0,006501517	0,236085577	0,006501517	0,236085577
Petroleo	0,408514256	0,056680657	7,207295725	1,69439E-11	0,2966396	0,520388912	0,2966396	0,520388912
Gas Natural	7,177065593	1,711546523	4,193321944	4,38118E-05	3,798864124	10,55526706	3,798864124	10,55526706

Estadísticas de la regresión	
Coefficiente de correlación múltiple	0,880161143
Coefficiente de determinación R ²	0,774683637
R ² ajustado	0,766869197
Error típico	24,91373399
Observaciones	60

Tabla 13: Matriz de correlación entre variables (Versión 3)
Fuente: Elaboración propia.

V3	PrecioSpot	GenHidro	GenTermo	ERNC	Carbon	Petroleo	GasNatural
PrecioSpot	1						
GenHidro	0,111165273	1					
GenTermo	-0,443671617	-0,424360705	1				
ERNC	-0,447862643	-0,419087887	0,179782411	1			
Carbon	0,350261348	-0,061789691	-0,332204206	0,442700888	1		
Petroleo	0,74409893	-0,039328331	-0,161250333	-0,225306874	0,455753763	1	
GasNatural	0,659115533	0,164849283	-0,597581636	-0,026849456	0,635702849	0,567253818	1

En esta nueva iteración no se detecta ningún posible problema de alta correlación entre variables independientes. Por otra parte, todas las variables tienen una significancia con respecto

al precio spot aceptable para poder predecirlo. Por último, se revisan las estadísticas de la regresión estas se mantienen similares a las mostradas en la sección de Análisis Exploratorio. Por todo esto se decide utilizar de aquí en adelante estas 6 variables como entrada para pronosticar el precio spot del mercado energético.

$$\text{PrecioSpot} = \beta_1 \text{GenHidro} + \beta_2 \text{GenTermo} + \beta_3 \text{ERNC} + \beta_4 \text{Carbon} + \beta_5 \text{Petroleo} + \beta_6 \text{GasNatural}$$

Se decide desarrollar el modelo de pronóstico del Precio Spot como un modelo regresivo con retraso en sus variables independientes respecto a la variable dependiente, es decir, el Precio Spot de un cierto periodo está pronosticado por el valor de las variables de periodos anteriores. Por lo cual es importante definir cuanto nivel de retraso es el óptimo a considerar en las variables independientes.

Se realizan pruebas para 1, 2 y 3 niveles de retraso (*lag*) en las variables independientes, es decir, 3 modelos de pronóstico con las mismas variables, pero variando la cantidad de variables hacia atrás que estimarían el precio futuro. A modo de ejemplo, para pronosticar el Precio Spot del periodo t el modelo con un lag 3 utilizaría los valores $t - 1$, $t - 2$ y $t - 3$ de las variables que lo componen.

La tabla 14 muestra los resultados obtenidos para cada uno de los 3 niveles de retraso. En la primera columna de la tabla se tiene el Precio Spot Real observado para el año 2023 (desde enero hasta agosto) que corresponde al promedio del Precio Spot en las subestaciones estudiadas en secciones anteriores (ver sección 2.3). Las columnas 2, 3 y 4 corresponden a las predicciones del precio por cada uno de los modelos y su error con respecto al real.

Tabla 14: Resultados de prueba de modelo de regresión
Fuente: Elaboración propia.

Valor Real Observado		Modelo de predicción Lag 1		Modelo de predicción Lag 2		Modelo de predicción Lag 3	
Mes	Precio Spot	Precio Spot	Error Absoluto	Precio Spot	Error Absoluto	Precio Spot	Error Absoluto
ene-23	105,82	109,25	3,2%	115,5	9,2%	127,47	20,5%
feb-23	125,47	96,03	23,5%	106,81	14,9%	114,18	9,0%
mar-23	124,25	95,63	23,0%	102,89	17,2%	108,95	12,3%
abr-23	120,18	104,56	13,0%	105,87	11,9%	112,11	6,7%
may-23	114,45	98,61	13,8%	95,05	16,9%	102,86	10,1%
jun-23	93,10	88,28	5,2%	92,77	0,4%	103,32	11,0%
jul-23	56,70	79,18	39,6%	88,74	56,5%	105,48	86,0%
ago-23	50,16	87,47	74,4%	98,15	95,7%	117,73	134,7%
		MAPE	24,5%	MAPE	27,8%	MAPE	36,3%

Se decide utilizar la medida estadística MAPE o Error Porcentual Absoluto Medio y se considera hasta un 30% como aceptable dada la naturaleza volátil del Precio Spot. Se observa que el MAPE va en aumento en la medida que se añaden nuevos niveles de retraso en las variables independientes, resultando en que el modelo más preciso es el que tiene un nivel de retraso 1 con un MAPE de 24,5%.

Esto quiere decir que: El Precio Spot del periodo t se estima con el valor de las variables del periodo $t - 1$ y el resultado del pronóstico estará, en promedio, distanciado (superior o inferior) en un 24,5% del valor real.

8.2. Definición de escenarios y variables

Para determinar los escenarios futuros, como se explica en la sección de metodología, se opta por definir escenarios para cada una de las variables del modelo de pronóstico regresivo. Si recordamos, cada variable tiene asignado hasta 3 escenarios. Dado que la variable Volumen ya no es relevante, ignoraremos los escenarios posibles de esta.

Los escenarios de cada variable no fueron escogidos al azar, sino que en base a estimaciones de fuentes especializadas de estas variables. A continuación, se detalla de donde se obtienen los pronósticos de cada variable que se considera en el modelo para los años 2024 – 2028.

Generación de energía:

Es una variable compleja de pronosticar, por lo que no hay una estimación de esta a priori. Sin embargo, para estimarla se utilizó la relación que tiene con la demanda de energía, ya que esta última si tiene un pronóstico entregado por la página oficial del CEN.

El CEN define 3 escenarios de demanda, un escenario de alta demanda, uno de referencia y uno de baja demanda. Si recordamos que la generación total en promedio tiende a ser un 5% mayor que la demanda, pues bastaría con utilizar este ponderador para obtener una buena estimación de la generación, basándonos en la estimación de demanda.

Tabla 15: Tabla resumen de escenarios de generación de energía.

Fuente: Elaboración propia.

Denominación del escenario	Generación de energía Alta	Generación de energía Media	Generación de energía Baja
Descripción del escenario	Generación Alta se determina a partir del pronóstico de Demanda Alta proporcionado por el CEN.	Generación Media se determina a partir del pronóstico de Demanda Media proporcionado por el CEN.	Generación Baja se determina a partir del pronóstico de Demanda Baja proporcionado por el CEN.

Proporción de generación por tecnología:

Si recordamos el modelo de pronóstico desarrollado, veremos que la generación por sí sola no sirve ya que no era una variable relevante que permitiera estimar el Precio Spot. Para utilizarla se necesita saber la proporción de generación por tecnología. Para ello se debe estimar la generación total, la cual fue detallada en el punto anterior, y la proporción de potencia instalada de la matriz total del SEN para los próximos 5 años.

Para facilitar la estimación se consideran 2 supuestos fuertes. Primero, que durante los años pronosticados no se construirán nuevas unidades generadoras, salvo las que ya están en desarrollo y construcción. Segundo, todas las unidades que estén actualmente en construcción entrarán en pleno funcionamiento en 2 años, es decir en 2026, mientras que las unidades en desarrollo lo

harán un año después, en 2027. Con estos supuestos basta con calcular la proporción de la potencia instalada para cada año (asumiendo nuevamente que es constante durante el año) y multiplicar por la generación total.

Por último, el CEN proporciona un reporte mensual con un pronóstico de la evolución de la generación de energía para los próximos 12 meses. En dicho reporte se utilizan 5 escenarios, de los cuales por simplicidad se toman en cuenta solo los 3 más importantes. Estos escenarios son el escenario de Hidrología Húmeda, Hidrología Media e Hidrología Seca. En las tablas 16, 17 y 18 se muestra la proporción estimada de generación para cada tipo de tecnología, usados para definir los escenarios del precio spot.

Tabla 16: Proporción estimada de generación para hidrología media

Total Hidrología Media				
Año	Hidro	Termo	Solar	Eolica
2023	0,306	0,449	0,153	0,093
2024	0,302	0,443	0,156	0,098
2025	0,302	0,443	0,156	0,098
2026	0,276	0,392	0,190	0,142
2027	0,211	0,293	0,297	0,198
2028	0,211	0,293	0,297	0,198

Tabla 17: Proporción estimada de generación para hidrología seca

Total Hidrología Seca				
Año	Hidro	Termo	Solar	Eolica
2023	0,306	0,449	0,153	0,093
2024	0,263	0,514	0,157	0,099
2025	0,263	0,514	0,157	0,099
2026	0,240	0,455	0,191	0,143
2027	0,184	0,340	0,298	0,200
2028	0,184	0,340	0,298	0,200

Tabla 18: Proporción estimada de generación para hidrología húmeda

Total Hidrología Humeda				
Año	Hidro	Termo	Solar	Eolica
2023	0,306	0,449	0,153	0,093
2024	0,326	0,404	0,156	0,097
2025	0,326	0,404	0,156	0,097
2026	0,297	0,358	0,190	0,140
2027	0,228	0,268	0,295	0,196
2028	0,228	0,268	0,295	0,196

Tabla 19: Tabla resumen de escenarios de la variable Generación por tecnología.
Fuente: Elaboración propia.

Hidrología Seca	Hidrología Media	Hidrología Húmeda
Se determina del pronóstico entregado por el CEN en el reporte mensual de la generación de los próximos 12 meses por el CEN. Hidrología Seca significa bajos niveles de lluvia y agua disponible.	Se determina del pronóstico entregado por el CEN en el reporte mensual de la generación de los próximos 12 meses por el CEN. Hidrología Media significa niveles de lluvia y agua disponible normales.	Se determina del pronóstico entregado por el CEN en el reporte mensual de la generación de los próximos 12 meses por el CEN. Hidrología Húmeda significa altos niveles de lluvia y agua disponible.

Precio de los combustibles

Para los precios de los combustibles se recurre a escenarios económicos estimados por fuentes externas, esto debido a que en el modelo se utilizan índices internacionales para pronosticar el precio spot. La información de las estimaciones proviene de la web oficial del “U.S. Energy Information Administration” (www.eia.gov) para el caso del petróleo, el gas natural y el carbón. Esta entidad define 3 escenarios para cada uno, un escenario de alto crecimiento económico, uno de crecimiento medio y uno de bajo crecimiento.

Tabla 20: Tabla resumen de escenario de variable Precio de los combustibles.
Fuente: Elaboración propia.

Denominación del escenario	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo
Descripción del escenario	Corresponde a precios de <i>commodities</i> más altos debido a mayor demanda de estos, producto del crecimiento económico alto	Corresponde a precios de <i>commodities</i> similares debido a una demanda media, producto del crecimiento económico normal	Corresponde a precios de <i>commodities</i> bajos debido a una demanda baja, producto del crecimiento económico bajo o decrecimiento.

8.3. Resultados del modelo y limitaciones

A partir de los escenarios descritos para cada variable en la sección anterior, se definen los escenarios del Precio Spot como la combinatoria de todos los escenarios, es decir, se definen un total de 27 escenarios ($3^3 = 27$ ya que son 3 variables y cada una tiene 3 escenarios posibles)

Las tablas 21, 22 y 23 muestra la estadística descriptiva para el Precio Spot obtenido para cada uno de los 27 escenarios definidos (Promedio, Desviación estándar y coeficiente de variación). Además, en Anexos (Anexos A), B) y C.) se presentan los resultados en detalle mensual del pronóstico para cada uno de estos 27 escenarios.

Tabla 21: Resumen precio spot para 9 escenarios (1)

Generación de energía Alta									
Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	
Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	
94,13	94,13	94,13	88,91	88,91	88,91	85,47	85,47	85,46	Promedio
29,72	29,72	29,72	29,99	29,99	29,99	30,47	30,47	30,47	Desv. Estándar
0,32	0,32	0,32	0,34	0,34	0,34	0,36	0,36	0,36	Coef. Variación

Tabla 22: Resumen precio spot para 9 escenarios (2)

Generación de energía Media									
Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	
Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	
90,27	90,26	90,26	85,25	85,24	85,24	81,93	81,93	81,93	Promedio
27,79	27,79	27,79	28,09	28,09	28,09	28,59	28,59	28,59	Desv. Estándar
0,31	0,31	0,31	0,33	0,33	0,33	0,35	0,35	0,35	Coef. Variación

Tabla 23: Resumen precio spot para 9 escenarios (3)

Generación de energía Baja									
Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Seca	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Media	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	Hidrología Húmeda	
Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	Crecimiento Económico Alto	Crecimiento Económico Medio	Crecimiento Económico Bajo	
86,40	86,23	86,40	81,58	81,58	81,58	78,40	78,39	78,39	Promedio
25,87	26,02	25,87	26,19	26,19	26,19	26,71	26,71	26,71	Desv. Estándar
0,30	0,30	0,30	0,32	0,32	0,32	0,34	0,34	0,34	Coef. Variación

En general el pronóstico de precio para cada escenario no se aleja tanto de la realidad de hace un par de años. Recordemos que el precio spot promedio de 2021 y 2022 fue de 83,10 USD/MWh y 112,35 USD/MWh respectivamente. La desviación estándar también está dentro de regla para esos mismos años. Por lo que el pronóstico es aceptable, siempre recordando que el MAPE del modelo era de 24,5%.

El gráfico XX muestra el resultado de los 27 escenarios del Precio Spot obtenidos del modelo de pronóstico. Se observa que no hay grandes variaciones entre ellos y que en general todos siguen la misma tendencia. Esto último puede deberse en gran parte a que los escenarios de cada variable no diferían mucho en porcentaje entre ellos (en promedio los escenarios altos/optimistas era un 5% mayor que el medio y los bajos/pesimistas un 5% menor)

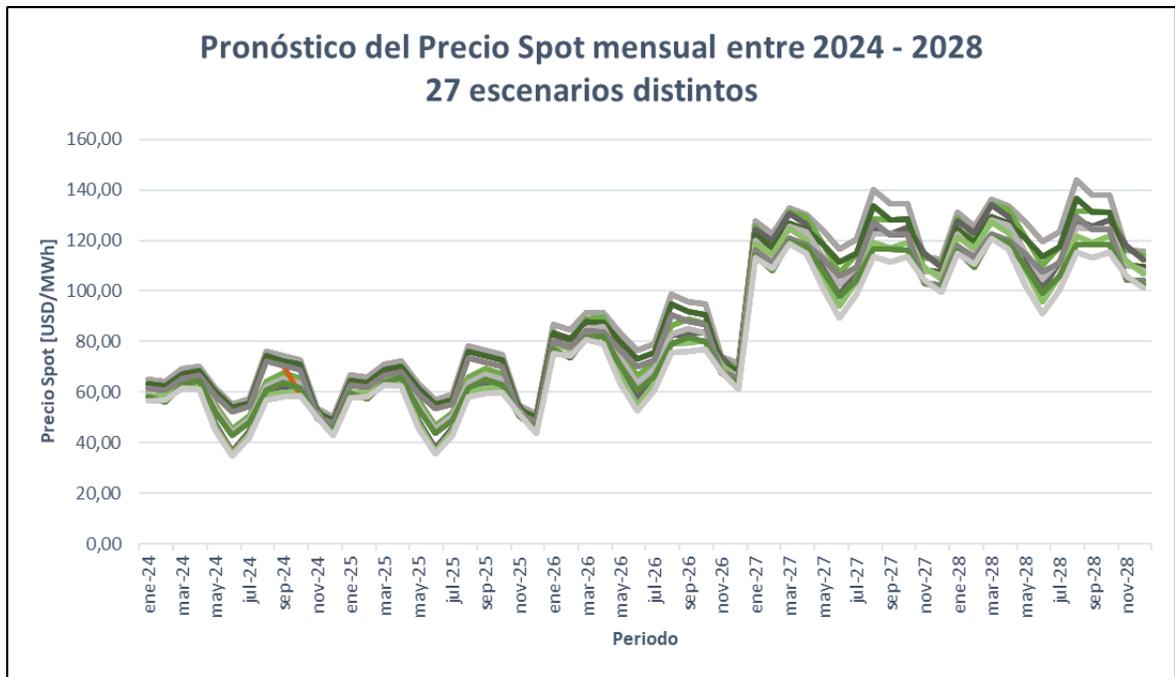


Gráfico 12: Precio Spot pronosticado por el modelo
Fuente: Elaboración propia

Es muy importante mencionar algunas limitaciones que podría tener el modelo y que podrían mejorar el nivel de pronóstico. En primer lugar, las variables utilizadas para estimar fueron escogidas arbitrariamente y basándose en bibliografía y en su relevancia utilizando una regresión lineal. Además de las utilizadas en este modelo, también pudieron escogerse variables como la potencia instalada total, la disponibilidad del agua, pronóstico de lluvia, de viento o cualquier otra considerada relevante. Las variables fueron escogidas dada su facilidad de estimación y el acceso que se tenía a los datos.

Al igual que con las variables independientes, los escenarios de cada una de ellas también fueron definidos de forma arbitraria y en base a estimaciones externas. También está en cada uno poder variar tanto como se definen, como el número de escenarios totales.

Por último, el pronóstico de una variable tan dependiente de factores externos, así como el cobre, el petróleo o la energía eléctrica es compleja de por sí. El objetivo de este modelo no es buscar la mayor precisión posible, sino servir como base de cálculo para probar el modelo de optimización, el cual es el objetivo final de este trabajo de memoria. El modelo cumple los estándares mínimos de aceptación y por tanto se da por finalizada esta sección del informe.

9. Desarrollo del modelo de optimización para el portafolio de venta de energía

En esta sección se detalla el desarrollo, implementación, resultados y limitaciones del modelo de optimización presentado en la sección de metodología. En la sección 9.1 se definen los supuestos y las variables exclusivas del modelo de optimización. Estos supuestos tienen por objetivo facilitar el cálculo del Margen de Generación, así como del Margen de Contratos y por tanto de la utilidad total del portafolio de venta de energía.

En la sección 9.2 se desarrolla e implementa el modelo, se explican los supuestos y consideraciones que se deben tener en cuenta para el funcionamiento de este. Se calcula la utilidad total del portafolio (Margen de Generación + Margen de Contratos) de forma mensual para cada uno de los 27 escenarios pronosticados por el modelo de la sección anterior. Luego el modelo de optimización busca cual es la proporción óptima que minimiza el coeficiente de variación del promedio de cada escenario.

La sección 9.3 corresponde a las limitaciones y oportunidades de mejora del modelo de optimización al igual que se explicaron en el modelo de pronóstico. Por último, se presentan los resultados y se profundiza en la utilidad del modelo para la empresa.

9.1 Definición de escenarios y variables

Si recordamos la ecuación para la utilidad total del portafolio de energía detallada en la sección de metodología, se tiene lo siguiente:

$$Utilidad\ total = \frac{\sum_{e=1}^E (\sum_{t=1}^T ((PContrato_{i,t} - PSpot_{e,t}) * X_i + (PSpot_{e,t} - CostoGen_{e,t}) * Gen_{e,t}))}{E}$$

De los parámetros y variables utilizados dentro de la ecuación tanto el Precio Spot ($PSpot_{e,t}$) como la Generación Total ($Gen_{e,t}$) ya que fueron explicados y obtenidos en la sección 8.1. Queda por tanto detallar como se obtienen las variables $PContrato_{i,t}$ y $CostoGen_{e,t}$.

Costo variable de generación de energía:

Para el costo de generación solo se toma en cuenta el costo de plena potencia de una unidad de generación (supuesto mencionado en la metodología), es decir, el costo de producir energía cuando la planta ya está en funcionamiento y suponiendo que nunca se detiene. Dado el muy bajo costo de producir energía por fuentes solares y eólicas, se puede considerar que su costo de plena potencia es nulo.

Por lo cual la variable $CostoGen_{e,t}$ debería depender de los costos hidroeléctricos y termoeléctricos. El costo variable de generar a través de fuentes hidroeléctricas es muy bajo. Sin embargo, se debe considerar el costo de oportunidad del agua versus generar por fuentes térmicas. Por la dificultad de estimar este costo y dado que esto va en contra del supuesto hecho antes es que se considera la variable $CostoGen_{e,t}$ como el costo de generación de una unidad termoeléctrica debido a que en la práctica este termina siendo el principal factor del costo de energía en general.

La variable $CostoGen_{e,t}$ debería compartir los mismos escenarios que el precio de los combustibles, es decir, escenario de alto, medio y bajo crecimiento económico. Se define un valor para $CostoGen_{e,t}$ en cada caso. Como el costo depende del tipo de combustible y es complejo estimar, se realiza un pronóstico de este con de una regresión lineal utilizando el precio internacional definido en la sección 8.2. Con esto se determina un valor mensual para $CostoGen_{e,t}$ para cada escenario para los próximos 5 años. La tabla 24 muestra el promedio y la desviación estándar de la variable $CostoGen_{e,t}$. Esto es meramente informativo, ya que el modelo utiliza el costo estimado mensual para realizar la optimización.

Tabla 24: Resumen de costos de generación
Fuente: Elaboración propia.

	Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo
Promedio	133,96	132,19	131,30
Desv. Estándar	1,06	1,04	1,03

Contratos de venta de energía:

No se pudo acceder a las características más relevantes de los contratos de venta de energía tales como el precio real o a la energía transada en cada uno, esto debido a que las características de los contratos de venta de energía son información confidencial y estratégica para la empresa Enel Chile. Por lo cual, para poder asignar un precio a cada tipo de contrato hay que realizar ciertas estimaciones y supuestos.

Se hace el supuesto de que cada tipo de contrato tiene un precio promedio igual para todos. A modo de ejemplo, todos los contratos del tipo “Minero” tienen el mismo precio promedio y así con el resto de los tipos. Para estimar el precio de cada tipo de contrato se utilizan los “Ingresos altamente probables a 10 años”, información facilitada por la empresa donde se estiman los ingresos que tendrá producto de, entre otras fuentes, la venta de energía.

La información entregada por la empresa consiste en 2 estimaciones, una donde se hayan los ingresos estimados, en USD, producto de la venta de energía por tipo de cliente para los próximos 10 años. La segunda estimación es la cantidad de energía, en MWh, vendida por tipo de cliente para los próximos 10 años. Por lo cual para estimar el precio de los contratos se asume que los ingresos estimados por venta de energía dividido por la estimación de cantidad de energía vendida deberían resultar en el precio promedio estimado por venta por tipo de contrato.

El resultado detallado puede ser encontrado en Anexos (Anexos D.). Además, la tabla 25 detalla el precio promedio, la desviación estándar y el coeficiente de variación resultante de este cálculo para cada tipo de contrato. Se observa que, tal como se esperaría, el precio de los contratos tiene una desviación estándar mucho menor que el Precio Spot ya que estos son menos volátiles y están sujetos a otros métodos de determinación de su precio.

Para efectos del modelo de optimización, se utiliza el precio mensual de cada contrato a pesar de que en la práctica esto no es realmente cierto, ya que no se celebran contratos de manera mensual sino más bien año a año. Como el objetivo del modelo es poder obtener una proporción teórica ideal basándose en la utilidad esperada entonces tiene más sentido hacer esta pequeña consideración como caso limite en el cual los contratos se celebren mes a mes. Queda propuesta la implementación de una restricción que considere nuevos contratos, por ejemplo, al inicio de cada año.

Tabla 25: Precio promedio por tipo de contrato
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos directamente de Enel Chile)

	Precio Regulado [USD/MWh]	Precio Minero [USD/MWh]	Precio Industrial [USD/MWh]	Precio Generador [USD/MWh]	Precio CPR [USD/MWh]	Precio Transporte [USD/MWh]
Promedio	84,99	51,93	62,07	54,22	53,14	62,16
Desv. Estándar	16,09	1,27	3,63	1,83	2,07	2,38
Coef. Variación	0,19	0,02	0,06	0,03	0,04	0,04

El segundo supuesto que se hace es que los contratos no vencen ni se renuevan dentro de los 5 años pronosticados. Para ello se asume que la empresa en $t = 0$ no tiene contratos y es en ese momento en que se decide la proporción óptima de contratos que debe tener. Esta proporción de contratos se mantiene inmutable hasta el final del 5to año (2028). Se opta por esta decisión debido a que la información sobre los contratos de la empresa es confidencial y por tanto es imposible saber cuándo acaba un contrato o cuando se podría comenzar uno nuevo.

Esto no debería ser un problema ya que el objetivo del modelo es entregar una proporción estimada que puede adaptarse a la realidad de la empresa utilizando las restricciones adecuadas. Además, no todos los contratos tienen un vencimiento en la misma fecha por lo cual si la proporción arrojada por el modelo no coincide con los contratos actuales de la empresa siempre se puede esperar que en la medida que vayan venciendo los contratos la empresa pueda adaptar su portafolio hacia el óptimo del modelo o realice el cálculo hacia un nuevo óptimo.

Para resumir, el modelo evalúa en $t = 0$ cual es la utilidad total esperada durante los 5 años estudiados, basándose en los pronósticos que se obtienen para cada escenario definido para el Precio Spot. Luego, calcula la proporción óptima de venta de energía a través de contratos (y de manera indirecta, venta al mercado eléctrico) que minimice el coeficiente de variación promedio de todos los escenarios, de esta manera el portafolio será robusto considerando todas las opciones posibles.

9.2 Desarrollo e implementación del modelo

En la sección de metodología se mencionó que la ecuación de utilidad tiene dos partes: el Margen de Inyección y el Margen de Contratos. Para el desarrollo del modelo se decide calcular ambas partes por separado para facilitar de esta forma el cálculo. Para ello se utiliza el software Excel donde se disponen tablas de datos mensualizados para cada una de las variables que componen el Margen de Inyección como el Margen de Contratos.

Hay que recordar que para cada margen se tienen todos los datos mensualizados y se calculan ambos márgenes mes a mes, durante los siguientes 5 años y para cada uno de los 27 escenarios definidos del Precio Spot. Es decir, cada margen tendrá en total de 60 cálculos (uno por mes) para un solo escenario. Si consideramos los 27 pues se tienen en total 1620 cálculos ($60 \text{ meses} * 27 \text{ escenarios}$). La idea de esta separación es facilitar el cálculo nada más. Teóricamente el margen obtenido en un mes en particular no es relevante ni preciso. Lo que se busca es optimizar bajo el margen total del escenario, es decir, los 5 años de un escenario, luego el

otro y así para finalmente tener el promedio de la suma del margen total de todos los escenarios.

Una vez obtenida la Utilidad Total (Margen de Inyección + Margen de Contratos) se utiliza la herramienta *Solver* para obtener la proporción óptima de venta de energía a través de contrato que minimiza el coeficiente de variación del promedio de la Utilidad Total de todos los 27 escenarios.

Margen de Inyección de energía

El Margen de Inyección de energía es la utilidad que la empresa genera por inyectar energía al sistema eléctrico. Por lo cual se calcula como la cantidad de energía (en MWh) que produce multiplicado por la diferencia entre el Precio Spot al cual inyectó la energía (recordar que una inyección implica una venta al mercado) y el costo de haberla producido.

- Margen de Inyección: $(P_{Spot_{e,t}} - Costo_{Gen_{e,t}}) * Gen_{e,t}$

El precio spot ya fue definido gracias al modelo de pronósticos (ver sección 8.3). El costo de generación fue definido en la sección anterior (ver sección 9.2). Faltaría por tanto definir la cantidad de energía generada por Enel Chile.

En la sección 8.2 se hizo la estimación de la proporción estimada para la matriz energética total del sistema para los próximos 5 años. Para evitar tener que repetir el mismo cálculo se decide estimar la potencia instalada estimada para Enel en los próximos 5 años y a partir de ello poder estimar cuanta energía generaría respecto del total del sistema. Se decide utilizar los mismos supuestos que en aquella ocasión: Enel no construirá nuevas unidades generadoras salvo las que ya están en proceso y todas las unidades en construcción y en desarrollo entrarán en funcionamiento en 2026 y 2027 respectivamente.

La tabla 26 muestra el resultado de la potencia instalada para cada tecnología que tendrá Enel Chile con respecto al SEN en los próximos 5 años.

*Tabla 26: Proporción estimada de potencia instalada de Enel Chile
Fuente: Elaboración propia (Datos obtenidos desde el CEN)*

% Enel/Total				
Año	Hidro	Termo	Eólica	Solar
2023	0,50	0,20	0,31	0,56
2024	0,49	0,20	0,35	0,57
2025	0,49	0,20	0,35	0,57
2026	0,50	0,20	0,24	0,51
2027	0,48	0,21	0,14	0,24
2028	0,48	0,21	0,14	0,24

Por ejemplo, en 2023 Enel tenía un 31% y un 56% del total de la potencia instalada en generación Eólica y Solar respectivamente. Para el 2028 tendrá un 14% y un 24%. Esto puede deberse a que otras empresas están construyendo más y mejores unidades generadoras y por tanto Enel tendrá una menor participación. Multiplicando la generación total de cada tecnología estimadas en la sección 8.2 se tiene la energía generada por Enel para cada escenario en los próximos 5 años.

Tabla 27: Tabla resumen de las variables correspondientes al Margen de Inyección.
Fuente: Elaboración propia.

Nombre y unidad de la variable	Descripción de la variable	Frecuencia de medición de la variable
Precio Spot (USD/MWh)	El precio del mercado energético estimado por el modelo de pronóstico. En total hay 27 escenarios de precio distintos.	Mensual
Costo de generación de energía (USD/MWh)	Es el costo variable de una unidad generadora de generar un MWh de energía. Este varía dependiendo de la tecnología de cada unidad, pero para este caso se considera un costo promedio para toda la empresa	Mensual
Energía generada (MWh)	Cantidad total de la energía generada por la empresa. Esto lo define el CEN en base a la demanda y los costos de las unidades generadoras.	Mensual

Margen de Contratos de energía

El Margen de Contratos de energía corresponde a la utilidad que la empresa genera por vender energía a través de contratos. Para ello, el generador debe primero retirar energía del sistema eléctrico o más bien es su consumidor quien retira y el generador quien paga por ese retiro. La ecuación de se representa como la cantidad de energía vendida (MWh) multiplicado por el precio del contrato (USD/MWh) al cual se vende la energía menos el Precio Spot (MWh) del momento del retiro.

- Margen de Contratos: $(P_{Contrato_{i,t}} - P_{Spot_{e,t}}) * X_{i,t}$

Si bien el modelo al momento de optimizar tiene en cuenta ambos márgenes de utilidad, la variable de decisión es la cantidad de energía vendida a través de contratos y por tanto impacta directamente sobre el Margen de Contratos. Las variables de la ecuación ya fueron definidas anteriormente, siendo el precio del contrato definida en la sección 9.1 y el Precio Spot gracias al modelo de pronóstico del Precio Spot.

Tabla 28: Tabla resumen de variables correspondientes al Margen de Contratos.
Fuente: Elaboración propia.

Nombre y unidad de la variable	Descripción de la variable	Frecuencia de medición de la variable
Precio del contrato (USD/MWh)	Corresponde al precio para cada uno de los 6 tipos de contrato (Regulado, Minero, Industrial, Generador, CPR, Transporte)	Mensual
Precio Spot (USD/MWh)	El precio del mercado energético estimado por el modelo de pronóstico. En total hay 27 escenarios de precio distintos.	Mensual
Cantidad de energía vendida por contrato (MWh)	Es la variable de decisión del modelo de optimización. Representa la cantidad de energía que la empresa debe vender a través de cada tipo de contrato. No necesariamente es igual a la cantidad de energía generada por la empresa, ya que esta no tiene por qué vender todo por contrato. Lo que no se vende por contrato se considera vendido al mercado.	Mensual

Una vez se han calculado ambos márgenes por separado, queda calcular la ecuación de utilidad total esperada. Esto no es más que sumar ambos márgenes y a partir de esto se puede decidir la cantidad de energía óptima que la empresa debe vender por contrato y el resto al mercado. Los resultados se detallan en la sección 9.4 de resultados del modelo.

9.3. Limitaciones del modelo

El modelo de optimización se ve limitado principalmente por las variables que se le ingresen. Los inputs del modelo son en su totalidad estimaciones sobre estimaciones y eso puede volver complejo determinar si el resultado del modelo tiene validez.

En primer lugar, no se tuvo acceso en ningún momento a los precios reales de los contratos de venta de energía, por lo que se tuvo que proceder con estimaciones de estos en base a supuestos fuertes. El precio del contrato es un elemento crucial en el modelo de optimización ya que este se utiliza directamente para poder encontrar un óptimo. Si los precios no son correctos, entonces es más que seguro que el resultado tampoco lo será del todo.

Luego, un modelo de optimización hacia el futuro necesita de un buen modelo de pronósticos. Pero pronosticar tantos años hacia adelante y en un mercado tan volátil no es tan simple y más considerando que la generación de energía ha cambiado mucho en los últimos 5 años.

9.4. Resultados del modelo

En esta sección se presentan los resultados de las distintas pruebas que se le realizaron al modelo de optimización. Todo esto con el objetivo de poder probar su validez y si la construcción de este tiene sentido teórico. Para ello se utilizan las estimaciones y pronósticos realizados a lo largo del informe. Se le realiza primero una prueba simplificada antes de proceder con el funcionamiento del modelo real, esto para poder analizar de forma sencilla sus resultados, realizar cambios en caso de ser necesario y poder concluir sobre lo entregado.

En primer lugar, se realiza un modelo de prueba simplificado para validar que el modelo esté entregando los resultados teóricos esperados antes de hacer la prueba con el modelo más complejo. Esta prueba consiste en reducir el número de contratos y escenarios para poder analizar detenidamente el resultado entregado.

Se decide simplificar a solamente 2 tipos de contrato, el contrato de tipo “Regulado” que será el mismo definido en la sección 9.1 y el contrato de tipo “Libre” que será un promedio de todos los otros tipos (Minero, Industrial, Generador, CPR y Transporte). Además, se mantiene la existencia del mercado eléctrico como una tercera opción de venta de energía. La reducción de escenarios se hace de 27 a solamente 3, tomando en cuenta solamente los escenarios definidos para la demanda, es decir, Escenario Alto, Escenario Medio y Escenario Bajo.

Una vez puesto a prueba el modelo simplificado, se procede con el modelo real (6 tipos de contrato y 27 escenarios). Para ello se prueba añadiendo y quitando restricciones al modelo con el objetivo de observar los cambios que ocurren en este y que se puede rescatar de estos que sea de utilidad para la empresa y la toma de decisiones o para un mejor modelo futuro.

Modelo de prueba simplificado

Se desarrolla una versión simplificada del modelo real donde se consideran solamente 2 tipos de contratos de venta, clientes regulados y clientes libres. Además, se reducen los escenarios del mercado spot de 27 a 3, Escenario Alto, Medio y Bajo. Las tablas 29 y 30 muestra el precio promedio, la desviación estándar y el coeficiente de variación de estas simplificaciones respectivamente.

Tabla 29: Prueba modelo simplificado, 2 contratos

	Precio Regulado	Precio Libre
Promedio	84,988	56,706
Desv. Estándar	16,092	0,973
Coef. Variación	0,189	0,017

Tabla 30: Prueba modelo simplificado, 3 escenarios

Escenario Alto	Escenario Medio	Escenario Bajo	
89,502	85,813	82,123	Promedio
29,957	28,055	26,157	Desv. Estándar
0,335	0,327	0,319	Coef.Variación

Para validar que el modelo esté arrojando valores coherentes con lo esperado, se prueba a maximizar la utilidad y minimizar la desviación estándar de manera separada. Dado que se tienen 3 alternativas de venta de energía, se hace una prueba a pares, dejando la tercera opción como cero en todo momento, es decir, se prueba a vender solo a contrato, a contrato regulado y spot y a contrato libre y spot. A continuación, en los gráficos 13 y 14 muestran el resultado del modelo simplificado de 3 escenarios y 2 contratos.

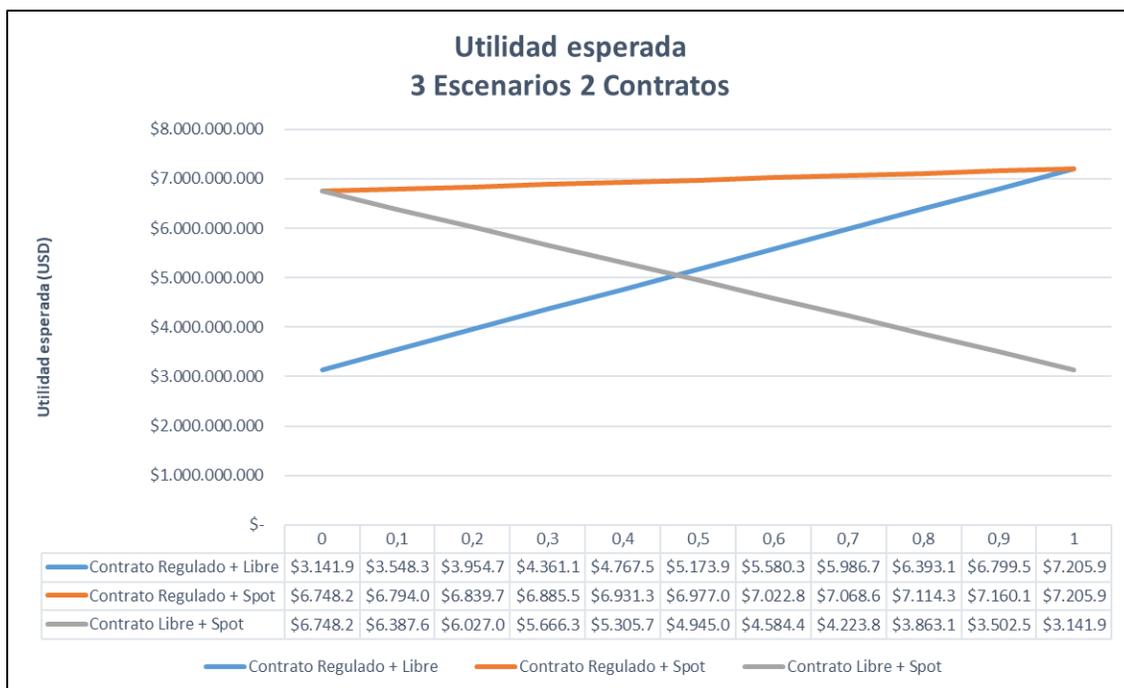


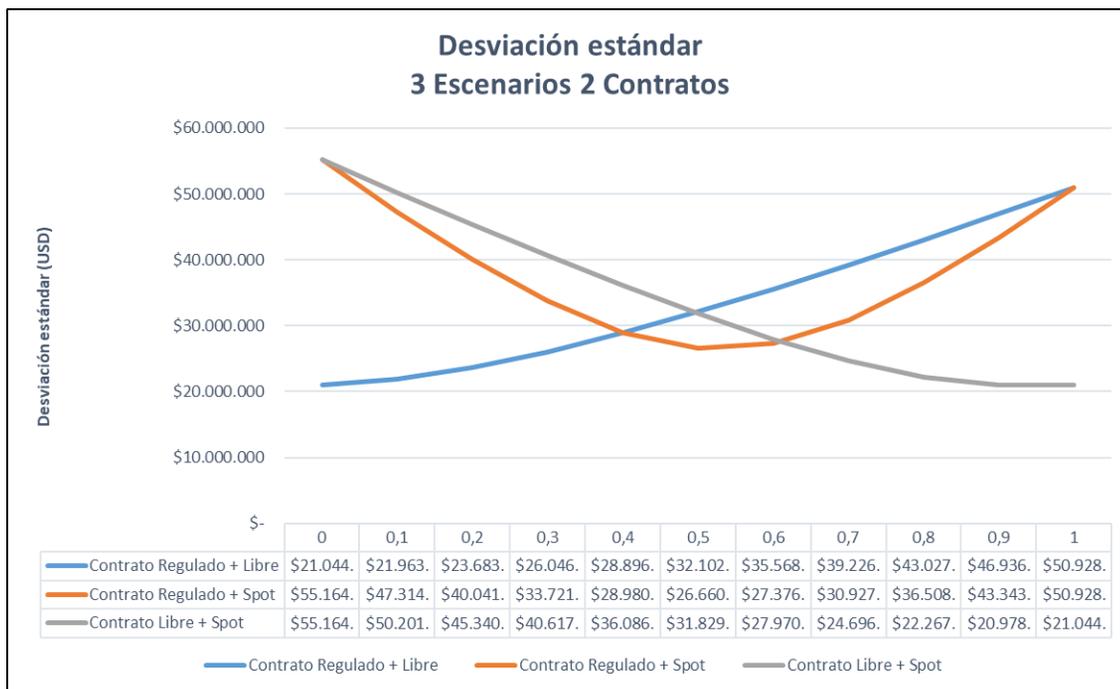
Gráfico 13: Utilidad esperada modelo simplificado 3 escenarios 2 contratos
Fuente: Elaboración propia a partir del modelo.

Rent. Neta	\$	7.205.901.984
Desv. Estándar	\$	50.928.185
Coef.Variación		0,424248449

Cantidad Regulado	100,00%
Cantidad Libre	0,00%
Total Contratos	100,00%
Cantidad Spot	0,00%

Al maximizar la rentabilidad del portafolio (gráfico 12) el modelo arroja que el óptimo es vender el 100% de la energía al contrato regulado. Esto tiene sentido si consideramos que este contrato es el que tiene el mayor precio y por tanto hace que el margen total sea mayor que si vendiera todo al mercado spot. De hecho, vender todo al mercado spot está ligeramente por debajo (esquina superior izquierda) en utilidad, pero dados los altos costos de generación provocan que no sea óptimo.

Gráfico 14: Desviación estándar de la utilidad modelo simplificado 3 escenarios 2 contratos.
Fuente: Elaboración propia a partir del modelo.



Rent. Neta	\$	3.339.263.840
Desv. Estándar	\$	20.834.981
Coef. Variación		0,374435982

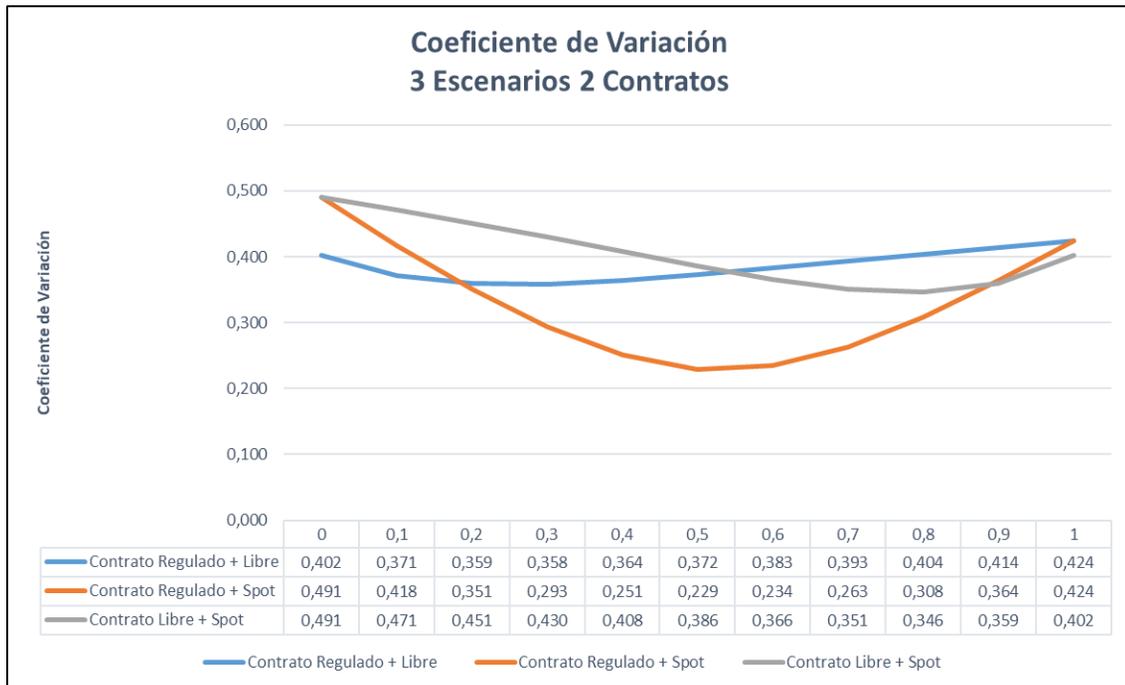
Cantidad Regulado	0,00%
Cantidad Libre	94,53%
Total Contratos	94,53%
Cantidad Spot	5,47%

Al minimizar la desviación estándar se observa que el punto óptimo está cercano a la esquina inferior derecha, donde se vende el 94,53% de la energía por contrato libre y el 5,47% restante al mercado spot. Esto también tiene lógica si consideramos que el contrato libre es la opción menos volátil comparada con el mercado spot o el contrato regulado.

Sin embargo, se quiere una opción que tenga lo mejor de ambos mundos. Por un lado, maximice la utilidad y por el otro minimice la desviación de esta. Al observar ambos gráficos la intuición diría que la opción que logra ese objetivo es vender Regulado + Spot (línea naranja), ya que es la opción con mayor rentabilidad en el primer gráfico y tiene un punto con baja desviación en el segundo, cercano al 0,5 cada uno.

Si se prueba a minimizar el coeficiente de variación de la utilidad, el cual relaciona el promedio de la utilidad con la desviación de esta, se obtiene el gráfico 15.

Gráfico 15: Minimizar coeficiente de variación modelo simplificado 3 escenarios 2 contratos.
Fuente: Elaboración propia a partir del modelo.



Rent. Neta	\$ 6.991.451.579
Desv. Estándar	\$ 26.549.211
Coef. Variación	0,228110815

Cantidad Regulado	53,14%
Cantidad Libre	0,00%
Total Contratos	53,14%
Cantidad Spot	46,86%

En efecto y como se esperaba, el óptimo que minimiza el coeficiente de variación es vender un 53,14% de energía en la opción regulada y el 46,86% restante en el spot, cercano a lo pronosticado antes. Se hicieron más pruebas añadiendo un tercer contrato y aumentando los escenarios a 9, ambas con resultados similares por lo que no vale la pena mostrarlas en el informe. Con esto el modelo de optimización se considera validado y listo para probarse en casos reales.

Prueba real del modelo de optimización

Se realiza la primera prueba del modelo de optimización real (6 contratos, 27 escenarios) sin ninguna restricción, minimizando el coeficiente de variación. Los resultados se observan en la tabla 31.

Tabla 31: Resultados entregados por el modelo de optimización.

Fuente: Elaboración propia a partir del modelo.

Rent. Neta	\$	6.994.333.778
Desv. Estándar	\$	26.973.777
Coef.Variación		0,233046007

Cantidad Regulado	52,77%
Cantidad Minero	0,00%
Cantidad Industrial	0,00%
Cantidad Generador	0,00%
Cantidad CPR	0,00%
Cantidad Transporte	0,00%
Cantidad Total Contrato	52,77%
Cantidad Spot	47,23%

Similar al caso simplificado, al momento de minimizar el coeficiente de variación el resultado está cercano al 50% de opción regulada y 50% de opción spot. No debería ser una sorpresa ya que recordemos que la opción libre del modelo simplificado fue definida como el promedio de todas las otras opciones que no son regulada, por lo que ampliar las opciones no cambia nada.

Se prueba añadiendo restricciones que lo apeguen más a la realidad, ya que no siempre será factible vender 52,77% en mercados regulados y el resto al mercado spot. Como se dijo anteriormente, el precio estimado para cada tipo de contrato viene de una estimación desarrollada por la propia empresa Enel, sobre los ingresos altamente probables que se esperan obtener. De ahí se puede obtener la proporción estimada por la empresa que se venderá a cada tipo de cliente entre los años 2024 y 2028, la cual se detalla en la tabla 32.

Tabla 32: Proporción por tipo de contrato proyectada por Enel Chile.

Fuente: Información entregada por la empresa.

Tipo de Contrato	2024	2025	2026	2027	2028	Promedio
Regulado	37,32%	33,07%	29,00%	29,53%	27,98%	31,38%
Minero	28,85%	32,51%	36,54%	38,97%	45,21%	36,42%
Industrial	16,36%	16,01%	16,38%	13,84%	8,04%	14,13%
Generador	9,99%	11,37%	12,75%	13,58%	14,41%	12,42%
CRP	4,62%	4,16%	2,68%	1,83%	1,86%	3,03%
Transporte	2,85%	2,88%	2,66%	2,25%	2,50%	2,63%

Para probar si el modelo arroja una proporción similar a la estimada por Enel Chile se consideran dos escenarios, uno donde no existe el mercado spot y otro donde si existe el mercado spot. La razón de hacerlo de esta manera es porque no hay claridad en los datos entregados si los ingresos estimados por venta de energía incluyen el mercado spot en su cálculo. Podría ser que los porcentajes mostrados en la tabla anterior sean relativos de solamente del total ventas por contrato y no del total de ventas de energía.

En efecto, se crean dos pruebas utilizando como restricción para cada tipo de contrato la proporción estimada en la tabla anterior. Los resultados se observan en la tabla 33 y 34.

Tabla 33: Resultados entregados por el modelo (sin venta spot y con proporción Enel Chile).
Fuente: Elaboración propia.

Sin Mercado Spot y Restricciones estimadas		
Rent. Neta	\$	4.250.535.479
Desv. Estándar	\$	26.748.130
Coef.Variación		0,386620102
Cantidad Regulado		31,38%
Cantidad Minero		36,42%
Cantidad Industrial		14,13%
Cantidad Generador		12,42%
Cantidad CRP		3,03%
Cantidad Transporte		2,63%
Cantidad Total Contrato		100,00%
Cantidad Spot		0,00%

Tabla 34: Resultados entregados por el modelo (con venta spot y con proporción Enel Chile).
Fuente: Elaboración propia.

Con Mercado Spot y Restricciones estimadas		
Rent. Neta	\$	5.975.836.861
Desv. Estándar	\$	24.923.704
Coef.Variación		0,252626814
Cantidad Regulado		31,38%
Cantidad Minero		0,00%
Cantidad Industrial		14,13%
Cantidad Generador		8,07%
Cantidad CRP		3,03%
Cantidad Transporte		2,63%
Cantidad Total Contrato		59,24%
Cantidad Spot		40,76%

Lo primero que se observa es que en el caso de no existir el mercado spot, las proporciones óptimas son las mismas que las estimadas por Enel Chile. Esto no es realmente así, sino que lo que realmente ocurre es que la opción “Minero” es la peor de todas, pero al estar las otras opciones limitadas y no haber mercado spot, pues no queda de otra más que vender por esa opción. Esto se puede corroborar al analizar la opción con mercado spot, donde todas las ventas de la opción “Minero” se desplazan a la opción “Spot”, junto con algunas ventas de la opción “Generador”

Para terminar de validar esto se decide relajar aún más las restricciones, esta vez colocando como máximo la restricción de la opción “Minero”, es decir que el límite de venta en cada opción será 36,42%. Nuevamente se realizan dos pruebas, una sin mercado spot y otra con mercado spot, cuyos resultados se pueden observar en las tablas 35 y 36.

Tabla 35: Resultados entregados por el modelo (sin venta spot y restricción máxima).
Fuente: Elaboración propia.

Sin Mercado Spot y $\leq 36,42\%$		
Rent. Neta	\$	4.786.480.524
Desv. Estándar	\$	26.866.085
Coef.Variación		0,343552407
Cantidad Regulado		26,94%
Cantidad Minero		0,00%
Cantidad Industrial		36,42%
Cantidad Generador		0,23%
Cantidad CRP		0,00%
Cantidad Transporte		36,42%
Cantidad Total Contrato		100,00%
Cantidad Spot		0,00%

Tabla 36: Resultados entregados por el modelo (con venta spot y restricción máxima).
Fuente: Elaboración propia.

Con Mercado Spot y $\leq 36,42\%$		
Rent. Neta	\$	6.221.256.356
Desv. Estándar	\$	24.894.435
Coef.Variación		0,242396563
Cantidad Regulado		36,42%
Cantidad Minero		0,00%
Cantidad Industrial		9,96%
Cantidad Generador		0,00%
Cantidad CRP		0,00%
Cantidad Transporte		14,44%
Cantidad Total Contrato		60,81%
Cantidad Spot		39,19%

En esta segunda prueba se observa que la opción “Minero” y la opción “CRP” se mantienen en 0% en las dos ocasiones. Se podría llegar a concluir que ambas deben ser las peores opciones de todas para vender energía, la razón se debe en gran parte a que son las opciones el precio promedio más bajo de todas (ver cuadro en la sección 9).

Por otra parte, la opción “Transporte” y la opción “Industrial” si bien tienen un precio promedio considerable (62,162 y 62,070 respectivamente) no son las mejores opciones. Curiosamente si quitamos la opción de vender al spot estas se vuelven las mejores opciones, incluso por sobre la opción regulada que tiene un precio promedio mucho mayor (84,998). Esto se puede deducir al observar que en el caso sin mercado no se vende el máximo posible por la opción “Regulado” como en el caso con mercado spot.

En resumen, con la opción de vender al mercado spot provoca que la dupla optima sea vender en “Spot” y “Regulado” y el resto en llena de las segundas mejores opciones como son “Industrial” y “Transporte”. Si quitamos el mercado spot, el óptimo se desplaza hacia “Industrial” y “Transporte” como mejores opciones, seguido de “Regulado”. Las opciones “Minero”, “CRP” y “Generador” son las peores en todos los casos.

10. Conclusiones y mejoras

Conclusiones

El objetivo del modelo se cumple aceptablemente pese a que no se pueden sacar grandes conclusiones sobre la información arrojada incluso después de las pruebas que se detallaron en la sección de resultados. El modelo de optimización funciona de forma coherente, con una mejor calidad en los datos inyectados es más que seguro que puede terminar aportando mucho a la toma de decisiones de la empresa.

Es difícil predecir hacia donde irá el mercado de generación eléctrica hoy en día, más si consideramos la entrada de las nuevas tecnologías ERNC que han hecho de la generación mucho más volátil en ciertas horas del día y meses del año, pero por sobre todo han provocado el desplazamiento de la generación hídrica y termoeléctrica que en 2015 representaba el 90% de la generación total y para el 2022 era menos del 70%

Se espera que este tipo de tecnologías sigan en gran aumento por los próximos años, y no es de extrañar que en el futuro cercano se vean nuevos saltos de volatilidad en el precio de la energía eléctrica. Las empresas generadoras de energía deben prepararse y optimizar la forma en como venden la energía, especialmente empresas con una gran generación de energía de tecnologías del pasado como Enel Chile.

No es fácil adaptar la teoría de portafolios financieros a un portafolio energético ya que no son tan similares entre sí. En un portafolio energético de venta de energía no se tiene la opción de no vender o almacenar. Tampoco existe la opción de un activo de retorno seguro donde “guardar” la energía hasta que valga la pena venderla o intercambiarla. A veces se debe tomar la decisión “menos mala” y seguir adelante. Se dijo durante el informe que este trabajo era un modelo teórico porque no se puede garantizar que se pueda optar por la proporción óptima que diga el modelo dada la disponibilidad de contratos.

Además, las decisiones estratégicas que hay detrás pueden ser variadas. En un portafolio financiero se tiene claro que se quiere la mayor rentabilidad posible o, en su defecto, la menos volatilidad, pero siempre con un ojo puesto en la rentabilidad total. En el caso de la energía, hay ámbitos sociales o empresariales que juegan un papel importante en como interactúa la empresa con sus clientes y en como esta desarrolla su plan de ventas de energía.

Este trabajo de memoria busca ser un pequeño aporte en esta idea. Busca ser un primer modelo de optimización utilizando una teoría que no es usualmente aplicada en este sector. Falta mucho para que este modelo sea realmente útil, pero con las mejoras necesarias creo que podría ser más robusto y certero. A continuación, se destacan los principales puntos de mejora que podrían ayudar a mejorar este modelo de optimización o definir nuevos tipos de modelos.

Posibles mejoras al trabajo de memoria

Se invita a quien lo desee a intentar otras maneras de optimizar un portafolio energético, considerando quizás las covarianzas entre los distintos tipos de contratos o considerando la entrada de nuevas tecnologías de generación. También podría abordarse el tema desde otro punto de vista y optimizar el precio del contrato en vez de la energía vendida.

Se propone también mejorar las variables utilizadas, tanto en el modelo de pronóstico como en el modelo de optimización. La mayoría de los datos inyectados en el modelo de optimización son estimaciones. Incluso los costos de generación, los cuales son datos públicos y transparentes tuvieron que ser de alguna transformados para ser usados adecuadamente.

En mi caso, la información de los distintos contratos de compra y venta de energía fueron información confidencial. Esto me obligó a estimar un precio promedio para cada uno basándome solamente en proyecciones de ventas entregadas por la empresa. De haber podido utilizar variables más precisas, por ejemplo, en el precio o composición de un contrato PPA, el modelo también se habría ajustado mejor a la realidad, incluso siendo posible añadir mejores restricciones al modelo basándose en las características de cada contrato individual.

11. Bibliografía

- 1.- Modelo de Markowitz, Teoría Moderna de Portafolios [en línea]
<https://economipedia.com/definiciones/modelo-de-markowitz.html>
- 2.- Precio Spot (Costo Marginal Real Del Mercado) [en línea]
<https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/costo-marginal-real/>
- 3.- Reportes Anuales del Mercado Energético, Generadoras.cl [en línea]
<https://generadoras.cl/documentos/reportes-anuales>
- 4.- Boletines Mensuales de generación eléctrica, Generadoras.cl [en línea]
<https://generadoras.cl/documentos/boletines>
- 5.- Memoria Anual, Enel Chile [en línea] <https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-chile/reportes/memorias.html>
- 6.- Memoria Anual, Enel Generación Chile [en línea] <https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-generacion/reportes/memorias.html>
- 7.- Memoria Anual, Enel Green Power Chile [en línea]
<https://www.enel.cl/es/inversionistas/inversionistas-enel-green-power/informacion-para-accionistas/memorias.html>
- 8.- I. Sikora, J. A. Campos Abad, J. Bustos Salvagno, “Determinantes del Precio Spot eléctrico en el sistema interconectado central de Chile” [en línea]
https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-88702017000200003
- 9.- Costos Variables de Generación de energía, Coordinador.cl [en línea] <[SCVIC - Coordinador Eléctrico Nacional](#)>
- 10.- Pronósticos para el precio del Petróleo, Gas Natural y Carbón, eia.gov [en línea]
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/>

12. Anexos

A. Detalle del Precio Spot estimado (parte 1)

Periodo	Escenario Alto								
	Hidro Seco	Hidro Seco	Hidro Seco	Hidro Medio	Hidro Medio	Hidro Medio	Hidro Humedo	Hidro Humedo	Hidro Humedo
	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.
ene-24	65,03	65,03	65,02	61,49	61,49	61,49	59,84	59,84	59,84
feb-24	64,19	64,19	64,19	59,47	59,47	59,47	60,11	60,11	60,11
mar-24	69,18	69,18	69,18	66,28	66,27	66,27	65,17	65,17	65,17
abr-24	70,29	70,29	70,29	68,12	68,12	68,12	64,85	64,85	64,85
may-24	61,83	61,82	61,82	55,28	55,27	55,27	47,70	47,70	47,70
jun-24	55,35	55,34	55,34	45,54	45,53	45,53	36,75	36,75	36,75
jul-24	57,34	57,34	57,34	50,56	50,56	50,56	44,61	44,61	44,61
ago-24	76,29	76,28	76,28	64,08	64,07	64,07	60,26	60,26	60,26
sept-24	74,49	74,49	74,48	67,45	67,45	67,45	61,71	61,71	61,71
oct-24	72,84	72,84	72,84	65,31	65,31	65,31	62,09	62,09	62,09
nov-24	53,46	53,46	53,46	52,56	52,58	52,58	53,07	53,07	53,07
dic-24	50,24	50,24	50,24	47,32	47,32	47,31	45,32	45,31	45,31
ene-25	66,85	66,85	66,85	63,22	63,21	63,21	61,52	61,51	61,51
feb-25	65,99	65,99	65,99	61,13	61,13	61,13	61,79	61,79	61,79
mar-25	71,12	71,11	71,11	68,13	68,13	68,13	67,00	66,99	66,99
abr-25	72,26	72,25	72,25	70,02	70,02	70,02	66,66	66,66	66,66
may-25	63,55	63,55	63,55	56,82	56,82	56,82	49,03	49,03	49,03
jun-25	56,89	56,89	56,89	46,81	46,81	46,81	37,78	37,78	37,78
jul-25	58,94	58,94	58,94	51,97	51,97	51,97	45,86	45,87	45,86
ago-25	78,41	78,41	78,41	65,86	65,86	65,86	61,95	61,94	61,94
sept-25	76,57	76,56	76,56	69,33	69,33	69,33	63,43	63,43	63,43
oct-25	74,87	74,87	74,87	67,13	67,13	67,13	63,82	63,82	63,82
nov-25	54,95	54,95	54,95	54,05	54,04	54,04	54,55	54,55	54,55
dic-25	51,64	51,64	51,64	48,64	48,64	48,63	46,58	46,58	46,58
ene-26	86,94	86,94	86,94	83,65	83,64	83,64	82,05	82,04	82,04
feb-26	84,63	84,63	84,63	80,03	80,02	80,02	80,86	80,86	80,86
mar-26	91,53	91,53	91,53	88,91	88,91	88,91	87,90	87,90	87,90
abr-26	91,47	91,47	91,46	89,60	89,59	89,59	86,26	86,26	86,26
may-26	83,42	83,42	83,42	76,91	76,90	76,90	68,99	68,99	68,99
jun-26	76,40	76,39	76,39	66,41	66,41	66,41	57,20	57,20	57,20
jul-26	79,06	79,06	79,06	72,31	72,31	72,31	66,14	66,14	66,14
ago-26	98,91	98,91	98,91	86,37	86,37	86,37	82,47	82,47	82,47
sept-26	95,84	95,83	95,83	88,78	88,77	88,77	82,81	82,81	82,81
oct-26	94,70	94,70	94,70	87,13	87,13	87,13	83,86	83,85	83,85
nov-26	73,95	73,95	73,95	73,46	73,46	73,46	74,14	74,14	74,14
dic-26	71,47	71,47	71,47	68,84	68,84	68,84	66,87	66,87	66,87
ene-27	127,87	127,87	127,87	125,58	125,57	125,57	124,36	124,36	124,36
feb-27	122,37	122,37	122,37	118,65	118,65	118,65	119,89	119,89	119,89
mar-27	132,94	132,94	132,94	131,35	131,35	131,35	130,74	130,73	130,73
abr-27	130,13	130,13	130,13	129,23	129,23	129,22	126,21	126,21	126,21
may-27	124,03	124,03	124,03	118,43	118,43	118,43	110,75	110,74	110,74
jun-27	116,58	116,58	116,58	107,42	107,42	107,42	98,41	98,40	98,40
jul-27	120,49	120,49	120,49	114,68	114,68	114,68	108,79	108,78	108,78
ago-27	140,09	140,09	140,09	128,32	128,32	128,32	124,75	124,75	124,75
sept-27	134,39	134,38	134,39	128,16	128,16	128,16	122,45	122,45	122,45
oct-27	134,60	134,59	134,59	127,89	127,89	127,89	124,94	124,94	124,94
nov-27	113,13	113,12	113,12	113,67	113,67	113,67	114,77	114,77	114,77
dic-27	112,69	112,69	112,69	111,09	111,09	111,09	109,51	109,50	109,50
ene-28	131,12	131,12	131,12	128,76	128,76	128,76	127,52	127,51	127,51
feb-28	125,48	125,48	125,47	121,66	121,66	121,66	122,93	122,93	122,93
mar-28	136,31	136,31	136,31	134,68	134,68	134,68	134,05	134,05	134,05
abr-28	133,43	133,43	133,43	132,51	132,51	132,50	129,41	129,41	129,41
may-28	127,18	127,18	127,18	121,44	121,44	121,44	113,56	113,55	113,55
jun-28	119,54	119,54	119,54	110,15	110,14	110,14	100,90	100,90	100,90
jul-28	123,55	123,55	123,55	117,59	117,59	117,59	111,55	111,54	111,54
ago-28	143,65	143,64	143,64	131,58	131,58	131,58	127,91	127,91	127,91
sept-28	137,80	137,80	137,80	131,42	131,42	131,41	125,56	125,55	125,55
oct-28	138,01	138,01	138,01	131,14	131,14	131,13	128,11	128,11	128,11
nov-28	116,00	116,00	115,99	116,55	116,55	116,55	117,68	117,68	117,68
dic-28	115,55	115,55	115,55	113,91	113,91	113,91	112,28	112,28	112,28

B. Detalle del Precio Spot estimado (parte 2)

Periodo	Escenario Medio								
	Hidro Seco			Hidro Medio			Hidro Humedo		
	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.
ene-24	63,31	63,31	63,30	59,86	59,86	59,86	58,26	58,25	58,25
feb-24	62,50	62,49	62,49	57,89	57,89	57,89	58,52	58,52	58,52
mar-24	67,35	67,35	67,35	64,52	64,52	64,52	63,45	63,45	63,44
abr-24	68,43	68,43	68,43	66,32	66,32	66,31	63,13	63,13	63,13
may-24	60,19	60,19	60,19	53,81	53,81	53,81	46,44	46,44	46,43
jun-24	53,88	53,88	53,88	44,33	44,33	44,33	35,78	35,78	35,77
jul-24	55,83	55,82	55,82	49,22	49,22	49,22	43,43	43,43	43,43
ago-24	74,27	74,27	74,26	62,38	62,38	62,38	58,67	58,67	58,67
sept-24	72,52	72,52	72,51	65,67	65,66	65,66	60,08	60,08	60,08
oct-24	70,91	70,91	70,91	63,58	63,58	63,58	60,45	60,44	60,44
nov-24	52,05	52,05	52,04	51,19	51,19	51,19	51,67	51,66	51,66
dic-24	48,91	48,91	48,91	46,07	46,06	46,06	44,12	44,12	44,12
ene-25	64,83	64,82	64,82	61,30	61,30	61,30	59,65	59,65	59,65
feb-25	63,99	63,99	63,99	59,28	59,28	59,28	59,92	59,92	59,92
mar-25	68,96	68,96	68,96	66,07	66,07	66,07	64,97	64,96	64,96
abr-25	70,07	70,07	70,07	67,90	67,90	67,90	64,64	64,64	64,64
may-25	61,63	61,63	61,63	55,10	55,10	55,10	47,55	47,55	47,55
jun-25	55,17	55,17	55,17	45,39	45,39	45,39	36,63	36,63	36,63
jul-25	57,16	57,16	57,16	50,40	50,40	50,40	44,47	44,47	44,47
ago-25	76,04	76,04	76,04	63,87	63,87	63,87	60,07	60,07	60,07
sept-25	74,25	74,25	74,24	67,23	67,23	67,23	61,51	61,51	61,51
oct-25	72,60	72,60	72,60	65,10	65,10	65,10	61,89	61,89	61,89
nov-25	53,29	53,29	53,29	52,41	52,41	52,41	52,90	52,90	52,90
dic-25	50,08	50,07	50,07	47,17	47,16	47,16	45,17	45,17	45,17
ene-26	83,38	83,38	83,38	80,22	80,22	80,22	78,69	78,68	78,68
feb-26	81,17	81,16	81,16	76,75	76,75	76,75	77,55	77,55	77,55
mar-26	87,78	87,78	87,78	85,27	85,27	85,27	84,30	84,30	84,30
abr-26	87,72	87,72	87,72	85,93	85,92	85,92	82,73	82,73	82,73
may-26	80,00	80,00	80,00	73,76	73,76	73,76	66,17	66,47	66,16
jun-26	73,27	73,27	73,27	63,69	63,69	63,69	54,86	54,86	54,86
jul-26	75,82	75,82	75,82	69,35	69,35	69,35	63,43	63,43	63,43
ago-26	94,86	94,86	94,86	82,83	82,83	82,83	79,09	79,09	79,09
sept-26	91,91	91,91	91,91	85,14	85,14	85,14	79,42	79,42	79,42
oct-26	90,82	90,82	90,82	83,57	83,56	83,56	80,42	80,42	80,42
nov-26	70,92	70,92	70,92	70,46	70,45	70,45	71,11	71,11	71,11
dic-26	68,55	68,54	68,54	66,02	66,02	66,02	64,13	64,13	64,13
ene-27	122,07	122,07	122,07	119,88	119,88	119,88	118,72	118,72	118,71
feb-27	116,82	116,82	116,82	113,27	113,26	113,26	114,45	114,45	114,45
mar-27	126,91	126,91	126,91	125,39	125,39	125,39	124,80	124,80	124,80
abr-27	124,23	124,22	124,22	123,36	123,36	123,36	120,48	120,48	120,48
may-27	118,40	118,40	118,40	113,06	113,06	113,06	105,72	105,72	105,72
jun-27	111,29	111,29	111,29	102,55	102,54	102,54	93,94	93,94	93,94
jul-27	115,02	115,02	115,02	109,48	109,47	109,47	103,85	103,85	103,85
ago-27	133,74	133,73	133,73	122,50	122,50	122,50	119,09	119,09	119,09
sept-27	128,29	128,29	128,29	122,35	122,35	122,35	116,89	116,89	116,89
oct-27	128,49	128,49	128,49	122,09	122,09	122,09	119,27	119,27	119,27
nov-27	107,99	107,99	107,99	108,51	108,51	108,51	109,56	109,56	109,56
dic-27	107,58	107,58	107,57	106,05	106,05	106,05	104,54	104,54	104,53
ene-28	124,60	124,60	124,59	122,36	122,36	122,36	121,17	121,17	121,17
feb-28	119,24	119,24	119,23	115,61	115,61	115,61	116,82	116,82	116,82
mar-28	129,53	129,53	129,53	127,99	127,98	127,98	127,39	127,39	127,38
abr-28	126,80	126,79	126,79	125,92	125,92	125,91	122,98	122,97	122,97
may-28	120,85	120,85	120,85	115,40	115,40	115,40	107,91	107,91	107,91
jun-28	113,60	113,60	113,59	104,67	104,67	104,67	95,88	95,88	95,88
jul-28	117,40	117,40	117,40	111,74	111,74	111,74	106,00	106,00	106,00
ago-28	136,50	136,50	136,50	125,04	125,03	125,03	121,55	121,55	121,55
sept-28	130,95	130,94	130,94	124,88	124,88	124,88	119,31	119,31	119,31
oct-28	131,15	131,15	131,15	124,62	124,61	124,61	121,74	121,74	121,74
nov-28	110,23	110,23	110,23	110,76	110,76	110,75	111,83	111,83	111,83
dic-28	109,80	109,80	109,80	108,25	108,24	108,24	106,70	106,70	106,70

C. Detalle del Precio Spot estimado (parte 3)

Periodo	Escenario Bajo								
	Hidro Seco	Hidro Seco	Hidro Seco	Hidro Medio	Hidro Medio	Hidro Medio	Hidro Humedo	Hidro Humedo	Hidro Humedo
	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.	Alta econ.	Medio econ.	Baja econ.
ene-24	61,59	61,59	61,58	58,24	58,24	58,24	56,67	56,67	56,67
feb-24	60,80	60,80	60,80	56,32	56,32	56,32	56,93	56,93	56,93
mar-24	65,52	65,52	65,52	62,77	62,77	62,77	61,72	61,72	61,72
abr-24	66,57	66,57	66,57	64,52	64,51	64,51	61,42	61,42	61,42
may-24	58,56	58,55	58,55	52,35	52,35	52,35	45,18	45,17	45,17
jun-24	52,42	52,42	52,42	43,13	43,13	43,13	34,81	34,80	34,80
jul-24	54,31	54,31	54,31	47,88	47,88	47,88	42,25	42,25	42,25
ago-24	72,25	72,25	72,25	60,69	60,68	60,68	57,08	57,07	57,07
sept-24	70,55	70,55	70,54	63,88	63,88	63,88	58,45	58,45	58,44
oct-24	68,99	58,98	68,98	61,86	61,85	61,85	58,80	58,80	58,80
nov-24	50,63	50,63	50,63	49,80	49,80	49,79	50,26	50,26	50,26
dic-24	47,58	47,58	47,58	44,82	44,81	44,81	42,92	42,92	42,92
ene-25	62,80	62,80	62,80	59,39	59,39	59,39	57,79	57,79	57,79
feb-25	62,00	62,00	61,99	57,43	57,43	57,43	58,05	58,05	58,05
mar-25	66,81	66,81	66,81	64,01	64,00	64,00	62,94	62,94	62,94
abr-25	67,88	67,88	67,88	65,78	65,78	65,78	62,63	62,62	62,62
may-25	59,71	59,70	59,70	53,38	53,38	53,38	46,07	46,06	46,06
jun-25	53,45	53,45	53,45	43,98	43,98	43,97	35,49	35,49	35,49
jul-25	55,38	55,37	55,37	48,83	48,82	48,82	43,09	43,08	43,08
ago-25	73,67	73,66	73,66	61,88	61,87	61,87	58,19	58,19	58,19
sept-25	71,93	71,93	71,93	65,13	65,13	65,13	59,59	59,59	59,59
oct-25	70,34	70,34	70,33	63,07	63,07	63,06	59,96	59,95	59,95
nov-25	51,63	51,62	51,62	50,77	50,77	50,77	51,25	51,25	51,25
dic-25	48,51	48,51	48,51	45,69	45,69	45,69	43,76	43,76	43,76
ene-26	79,82	79,82	79,82	76,80	76,79	76,79	75,33	75,32	75,32
feb-26	77,70	77,70	77,70	73,47	73,47	73,47	74,24	74,24	74,23
mar-26	84,04	84,03	84,03	81,63	81,63	81,63	80,70	80,70	80,70
abr-26	83,98	83,97	83,97	82,26	82,26	82,26	79,20	79,20	79,19
may-26	76,59	76,59	76,59	70,61	70,61	70,61	63,34	63,34	63,34
jun-26	70,14	70,14	70,14	60,97	60,97	60,97	52,52	52,52	52,52
jul-26	72,59	72,58	72,58	66,39	66,39	66,39	60,72	60,72	60,72
ago-26	90,81	90,81	90,81	79,30	79,30	79,29	75,72	75,71	75,71
sept-26	87,99	87,99	87,98	81,51	81,50	81,50	76,03	76,03	76,03
oct-26	86,95	86,94	86,94	80,00	80,00	80,00	76,99	76,99	76,99
nov-26	67,90	67,89	67,89	67,45	67,45	67,45	68,07	68,07	68,07
dic-26	65,62	65,62	65,62	63,20	63,20	63,20	61,39	61,39	61,39
ene-27	116,27	116,27	116,27	114,18	114,18	114,18	113,08	113,07	113,07
feb-27	111,27	111,27	111,27	107,88	107,88	107,88	109,01	109,01	109,01
mar-27	120,88	120,88	120,87	119,43	119,43	119,43	118,87	118,87	118,87
abr-27	118,32	118,32	118,32	117,50	117,50	117,50	114,76	114,75	114,75
may-27	112,78	112,77	112,77	107,69	107,69	107,69	100,70	100,70	100,70
jun-27	106,01	106,00	106,00	97,67	97,67	97,67	89,48	89,48	89,47
jul-27	109,56	109,56	109,56	104,27	104,27	104,27	98,92	98,91	98,91
ago-27	127,38	127,38	127,38	116,68	116,68	116,68	113,43	113,43	113,43
sept-27	122,19	122,19	122,19	116,54	116,53	116,53	111,34	111,34	111,34
oct-27	122,38	122,38	122,38	116,29	116,29	116,28	113,61	113,60	113,60
nov-27	102,86	102,86	102,86	103,36	103,35	103,35	104,36	104,36	104,36
dic-27	102,47	102,46	102,46	101,01	101,01	101,01	99,57	99,57	99,57
ene-28	118,08	118,07	118,07	115,96	115,95	115,95	114,83	114,83	114,83
feb-28	113,00	112,99	112,99	109,56	109,56	109,56	110,71	110,70	110,70
mar-28	122,76	122,75	122,75	121,29	121,29	121,28	120,72	120,72	120,72
abr-28	120,16	120,16	120,16	119,33	119,33	119,32	116,54	116,54	116,54
may-28	114,53	114,53	114,53	109,36	109,36	109,36	102,26	102,26	102,26
jun-28	107,65	107,65	107,65	99,19	99,19	99,19	90,87	90,87	90,86
jul-28	111,26	111,26	111,26	105,89	105,89	105,89	100,45	100,45	100,45
ago-28	129,36	129,36	129,36	118,49	118,49	118,49	115,19	115,19	115,19
sept-28	124,09	124,09	124,09	118,35	118,34	118,34	113,07	113,07	113,07
oct-28	124,28	124,28	124,28	118,09	118,09	118,09	115,37	115,37	115,37
nov-28	104,46	104,46	104,46	104,96	104,96	104,96	105,98	105,98	105,98
dic-28	104,06	104,06	104,05	102,58	102,58	102,58	101,12	101,11	101,11

D. Precio estimado mensual para cada tipo de contrato.

Periodo	Precio	Precio	Precio	Precio	Precio CPR	Precio
	Regulado	Minero	Industrial	Generador		Transporte
ene-24	120,091	49,701	60,602	51,550	55,132	58,539
feb-24	118,528	49,353	60,634	51,647	55,140	58,756
mar-24	119,300	49,420	60,579	51,647	55,215	58,745
abr-24	115,726	49,683	60,481	51,455	54,865	58,545
may-24	116,383	49,760	60,391	51,353	54,776	58,523
jun-24	116,197	49,605	60,010	51,279	54,817	58,505
jul-24	114,456	50,288	61,035	51,916	55,615	59,067
ago-24	114,437	50,481	61,059	51,902	55,444	59,059
sept-24	114,192	50,670	61,092	51,895	55,219	59,053
oct-24	109,442	50,740	61,179	51,962	55,328	59,059
nov-24	108,748	50,657	61,261	52,114	55,628	59,042
dic-24	109,289	50,586	61,736	52,482	56,538	59,113
ene-25	85,094	51,215	62,677	53,189	55,490	60,021
feb-25	84,340	50,852	62,732	53,280	55,552	60,248
mar-25	84,483	50,919	62,690	53,278	55,568	60,268
abr-25	84,236	51,197	62,571	53,084	55,195	60,480
may-25	84,523	51,274	62,454	52,978	55,049	60,478
jun-25	84,795	51,123	62,378	52,901	55,068	60,482
jul-25	84,513	51,429	62,682	53,248	55,429	60,917
ago-25	84,298	51,616	62,706	53,232	55,263	60,896
sept-25	85,272	51,798	62,741	53,224	55,061	60,857
oct-25	82,713	51,865	62,833	53,293	55,194	60,845
nov-25	82,384	51,668	62,925	53,450	55,527	60,826
dic-25	82,361	51,598	63,435	53,828	56,617	60,873
ene-26	81,093	51,449	63,590	53,624	52,052	61,432
feb-26	80,538	51,094	63,656	53,729	52,154	61,667
mar-26	80,474	51,159	63,586	53,729	52,165	61,702
abr-26	79,234	51,537	63,498	53,504	52,740	61,546
may-26	79,532	51,609	63,363	53,394	52,501	61,546
jun-26	80,050	51,465	63,281	53,315	52,485	61,557
jul-26	80,424	52,088	64,195	53,925	53,168	62,131
ago-26	80,083	52,269	64,219	53,908	52,979	62,098
sept-26	81,194	52,445	64,256	53,898	52,715	62,037
oct-26	79,217	52,509	64,396	53,970	52,919	62,016
nov-26	78,920	52,318	64,507	54,135	53,393	61,994
dic-26	78,718	52,246	65,091	54,532	55,177	62,045
ene-27	78,279	52,716	66,771	55,204	51,651	64,921
feb-27	77,794	52,376	66,893	55,311	51,838	65,022
mar-27	77,783	52,438	66,765	55,310	51,836	65,103
abr-27	78,713	52,701	66,568	55,098	51,127	64,133
may-27	79,013	52,773	66,347	54,977	50,840	64,157
jun-27	79,566	52,634	66,234	54,895	50,788	64,194
jul-27	79,925	53,013	66,598	55,311	51,111	64,586
ago-27	79,572	53,186	66,632	55,294	50,937	64,533
sept-27	78,829	53,356	66,700	55,285	50,695	64,422
oct-27	78,551	53,417	66,840	55,360	50,940	64,376
nov-27	78,293	53,233	67,012	55,529	51,445	64,352
dic-27	78,026	53,162	67,878	55,939	53,644	64,371
ene-28	66,716	53,124	55,968	56,708	50,817	64,600
feb-28	67,113	52,785	55,989	56,726	51,044	64,847
mar-28	67,110	52,845	55,959	56,763	51,041	64,932
abr-28	67,492	53,108	55,591	56,698	50,275	64,837
may-28	67,467	53,177	55,504	56,679	49,985	64,864
jun-28	67,410	53,041	55,450	56,630	49,910	64,906
jul-28	67,420	53,640	56,181	57,261	50,536	65,435
ago-28	67,428	53,813	56,170	57,258	50,378	65,375
sept-28	67,464	53,982	56,156	57,257	50,156	65,248
oct-28	68,233	54,042	56,248	57,277	50,403	65,195
nov-28	68,230	53,859	56,357	57,346	50,879	65,168
dic-28	67,560	53,782	56,859	57,372	53,160	65,189