



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

**MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE DIMENSIONAMIENTO DE BATERÍAS  
PARA LA APLICACIÓN DE RECORTE DE PUNTA EN CLIENTES LIBRES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**RODRIGO JAVIER SANTIBÁÑEZ GUZMÁN**

PROFESORA GUÍA:  
CONSTANZA AHUMADA SANHUEZA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA  
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO, CHILE  
2021

## **MODELO DE OPTIMIZACIÓN DE DIMENSIONAMIENTO DE BATERÍAS PARA LA APLICACIÓN DE RECORTE DE PUNTA EN CLIENTES LIBRES**

La incorporación de las energías renovables a los sistemas eléctricos de potencia ha exigido a las redes incorporar mayores elementos de flexibilidad, la cual se entiende como la capacidad de los sistemas para responder a condiciones de incertidumbre en la demanda y generación de la energía eléctrica. En este sentido, las tecnologías de almacenamiento de energía en baterías (BESS) se presentan como una solución atractiva para lidiar con las intermitencias de los recursos renovables. Además, los sistemas BESS poseen múltiples aplicaciones en distintos puntos de las redes eléctricas, como por ejemplo la regulación de frecuencia y voltaje.

Una de las aplicaciones más importantes de los sistemas de baterías para clientes industriales es el *peak shaving* o recorte de punta, que consiste en cargar un BESS durante períodos de baja demanda donde la energía posee un bajo precio, y luego liberar la energía en períodos de alto consumo, donde la energía posee un mayor costo. De esta forma, es posible reducir los cargos por demanda punta de los usuarios y obtener un beneficio económico reflejado en la factura de electricidad.

El objetivo principal de este trabajo consiste en el desarrollo de un modelo de optimización que obtiene el tamaño de un sistema de baterías (valor de energía y potencia nominal) para la aplicación de recorte de punta en clientes libres de una empresa generadora, maximizando una función de beneficio económico. Las metodologías desarrolladas en esta memoria se centran en el estudio de los sistemas de energía en baterías y las técnicas de optimización para la aplicación del recorte de punta. Como casos de estudio se escogen tres clientes de distinto rubro industrial (Viñatera, Universidad y Minera), con el fin de analizar diferentes patrones de consumo y cómo estos afectan los resultados del modelo de optimización propuesto.

A partir de los resultados obtenidos y teniendo en cuenta la investigación realizada, es posible afirmar que el modelo de optimización propuesto permite obtener los valores de energía y potencia nominal de distintos proyectos de sistemas de baterías para la aplicación de *peak shaving*. La solución del modelo se acondiciona a distintos escenarios y depende de parámetros internos que ponderan aspectos técnicos y económicos en conjunto.

La relevancia de esta memoria radica en su propuesta innovadora al proponer un modelo que entrega una base teórica y práctica para el estudio de factibilidad técnico-económica de la aplicación de recorte de punta en clientes industriales del sistema eléctrico nacional considerando distintos escenarios.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	3
1.2.1. Objetivos generales . . . . .	3
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	3
1.2.3. Alcances . . . . .	3
1.3. Metodología . . . . .	4
1.4. Estructura de la memoria . . . . .	6
<b>2. Marco teórico y estado del arte</b>	<b>7</b>
2.1. Sector eléctrico en Chile . . . . .	7
2.2. Sistemas de almacenamiento de energía . . . . .	9
2.2.1. Tecnologías de almacenamiento para redes eléctricas . . . . .	11
2.3. Aplicaciones de BESS en redes eléctricas . . . . .	22
2.4. Legislación nacional e internacional . . . . .	26
2.4.1. Análisis de la revisión . . . . .	31
2.5. Modelos de optimización . . . . .	31
2.5.1. Ejemplo 1 . . . . .	31
2.5.2. Ejemplo 2 . . . . .	33
2.5.3. Ejemplo 3 . . . . .	35
2.5.4. Ejemplo 4 . . . . .	36
2.5.5. Análisis de la revisión . . . . .	37
<b>3. Casos de estudio</b>	<b>39</b>
3.1. Base de Datos . . . . .	39
3.2. Clientes libres . . . . .	40
3.2.1. Proyección de consumo . . . . .	46
<b>4. Optimizador</b>	<b>49</b>
4.1. Función objetivo . . . . .	49
4.2. Análisis técnico . . . . .	49
4.2.1. Baterías . . . . .	49
4.2.2. Operación y despacho . . . . .	50
4.3. Análisis económico . . . . .	53
4.3.1. Costos . . . . .	53
4.3.2. Estructura Tarifaria . . . . .	54
4.4. Evaluación económica . . . . .	56
4.5. Escenarios . . . . .	57

<b>5. Resultados y análisis</b>	<b>59</b>
5.1. Resultados generales . . . . .	59
5.2. Variación de la razón de recorte $\lambda$ . . . . .	60
5.3. Propuesta de dimensionamiento . . . . .	62
5.3.1. Viña . . . . .	62
5.3.2. Universidad . . . . .	63
5.3.3. Minera . . . . .	65
5.3.3.1. Año 2018 . . . . .	65
5.3.3.2. Año 2019 . . . . .	66
<b>6. Conclusión</b>	<b>69</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>71</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Formas de almacenamiento de energía. . . . .	10
2.2.	Características económicas de los ESS [14]-[17]-[18]-[30]. . . . .	21
2.3.	Características técnicas de los ESS [14]-[17]-[18]-[30]. . . . .	22
2.4.	Aplicaciones de BESS en redes eléctricas. . . . .	23
2.5.	Regulación e iniciativas de países asociadas a los ESS. . . . .	30
3.1.	Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 - Universidad. . . . .	43
3.2.	Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 - Viña. . . . .	44
3.3.	Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 y 2019 - Minera. . . . .	45
4.1.	Costos de capital sistemas BESS [51]-[55]. . . . .	50
4.2.	Costos de capital de sistemas de baterías. . . . .	53
4.3.	Costos de operación y mantenimiento de sistemas de baterías. . . . .	54
4.4.	Estructura tarifaria horario no punta. . . . .	55
4.5.	Estructura tarifaria horario punta. . . . .	55
4.6.	Estructura de escenarios propuestos. . . . .	58
5.1.	Propuesta de dimensionamiento: Cliente Viña. . . . .	63
5.2.	Propuesta de dimensionamiento: Cliente Universidad. . . . .	65
5.3.	Propuesta de dimensionamiento: Cliente Minera. . . . .	66
5.4.	Propuesta de dimensionamiento: Cliente Minera. . . . .	67

# Índice de Ilustraciones

1.1.	Costos proyectados de sistemas de baterías [5]. . . . .	2
1.2.	Diagrama de flujo de la metodología propuesta. . . . .	4
2.1.	Capacidad SEN en septiembre de 2020 [8]. . . . .	8
2.2.	Instalaciones BTM y FTM [12]. . . . .	9
2.3.	Funcionamiento de una batería [1]. . . . .	11
2.4.	Componentes de un BESS [19]. . . . .	12
2.5.	Funcionamiento de una batería de ión-litio [1]. . . . .	14
2.6.	Componentes de batería Plomo-ácido [1]. . . . .	15
2.7.	Componentes batería Sodio-sulfuro [1]. . . . .	16
2.8.	Batería de flujo VRB [1]. . . . .	16
2.9.	Componentes de una central de bombeo hidráulico [1]. . . . .	17
2.10.	Componentes de un volante de inercia [1]. . . . .	18
2.11.	Componentes de un CAES, (a) Tradicional, (b) Adiabático [1]. . . . .	19
2.12.	Componentes de un SMES [15]. . . . .	20
2.13.	Configuración de una central de almacenamiento térmico [29]. . . . .	21
2.14.	Funcionamiento del recorte de punta [36]. . . . .	25
2.15.	Aplicación de recorte de punta [35]. . . . .	32
2.16.	Metodología propuesta en [51]. . . . .	33
3.1.	Consumo promedio energía mensual Universidad. . . . .	40
3.2.	Consumo promedio energía mensual Viña. . . . .	41
3.3.	Consumo promedio energía mensual Minera. . . . .	41
3.4.	Factor de carga Universidad, año 2018. . . . .	42
3.5.	Factor de carga Viña, año 2018. . . . .	42
3.6.	Factor de carga Minera, años 2018 2019. . . . .	43
3.7.	Consumo promedio horario Universidad, año 2018. . . . .	43
3.8.	Consumo promedio horario Viña, año 2018. . . . .	44
3.9.	Consumo promedio horario Minera, años 2018 y 2019. . . . .	45
3.10.	Proyección de consumo: Viña. . . . .	47
3.11.	Proyección de consumo: Universidad. . . . .	47
3.12.	Proyección de consumo: Minera. . . . .	48
4.1.	Ejemplo de consumo de energía. . . . .	52
5.1.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] - Viña - Razón de recorte $\lambda = 0,9$ . . . . .	59
5.2.	VAN [ <i>MUSD</i> ] - Viña - Razón de recorte $\lambda = 0,9$ . . . . .	60
5.3.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña. . . . .	61
5.4.	VAN [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña. . . . .	61
5.5.	VAN [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña. . . . .	62
5.6.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña. . . . .	63
5.7.	VAN [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Universidad. . . . .	64

5.8.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Universidad. . . . .	64
5.9.	VAN [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera. . . . .	65
5.10.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera. . . . .	66
5.11.	VAN [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera. . . . .	67
5.12.	Costo de capital [ <i>MUSD</i> ] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera. . . . .	67

# Capítulo 1

## Introducción

El presente capítulo describe los fundamentos del presente trabajo. En primer lugar se presenta la motivación de la memoria, posteriormente se identifican los objetivos tanto generales como específicos para dar paso a los alcances, concluyendo con la presentación de la estructura que rige el desarrollo de este documento.

### 1.1. Motivación

La integración de las energías renovables no convencionales (ERNC), con naturaleza variables, como la solar y eólica en los sistemas eléctricos de potencia a nivel global ha planteado nuevos desafíos con los que lidiar, por ejemplo, la variabilidad e intermitencia de los recursos naturales disponibles. Esto ha exigido a las redes eléctricas incorporar nuevos elementos de flexibilidad, entendida esta como la capacidad de operar en condiciones de incertidumbre en la oferta y demanda de la energía [1]-[2].

Chile por su parte sigue la tendencia internacional en cuanto a la implementación de programas y políticas públicas que permiten una transición energética exitosa, entre las que se encuentra el Plan de Descarbonización, la Estrategia de Flexibilidad Para el Sistema Eléctrico Nacional y la Política Energética de Chile (Energía 2050), la cual plantea como meta lograr una matriz generadora con al menos el 70 % de la electricidad proveniente de energías renovables al año 2050 [3]-[4].

En este contexto, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, del inglés *Energy Storage Systems*) pueden ayudar a mitigar la variabilidad de las ERNC, la cual genera inestabilidad en los sistemas eléctricos. Además, los ESS son capaces de proveer un amplio rango de beneficios técnicos y económicos en distintos puntos de las redes eléctricas. Por ejemplo, los operadores del sistema pueden utilizar dispositivos de almacenamiento para la prestación de servicios complementarios como la regulación de frecuencia y voltaje.

El uso de los sistemas de energía en baterías o BESS (*Battery Energy Storage System*) destaca con respecto a otras alternativas de almacenamiento debido al amplio despliegue comercial de distintas tecnologías como las baterías de Ión-litio y Plomo ácido. Además, poseen una gran rapidez de respuesta y una gran cantidad de ciclos. En la actualidad existe un escenario favorable en el mercado para la inversión en BESS, un ejemplo de esto es una significativa reducción de los costos de dichas tecnologías, lo cual se puede observar en la Fi-

gura 1.1, la cual muestra la proyección de costos para distintas tecnologías de baterías hasta el año 2050. Con esto, es posible afirmar que la entrada masiva de sistemas de almacenamiento incrementará y es responsabilidad de los técnicos y autoridades velar por su correcta integración a los sistemas eléctricos.

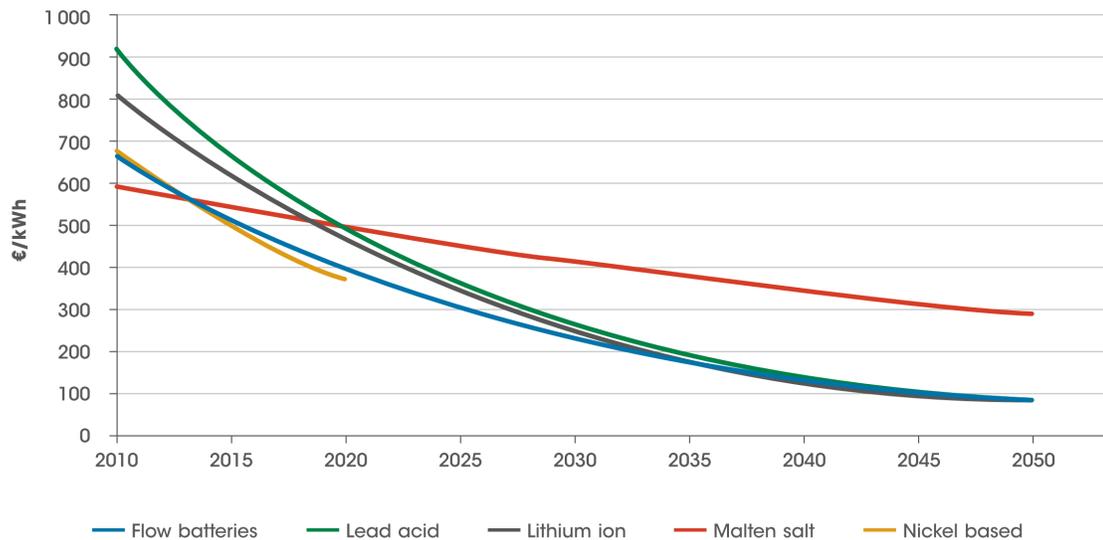


Figura 1.1: Costos proyectados de sistemas de baterías [5].

Los principales beneficios del uso de sistemas de almacenamiento de energía en batería para los usuarios finales y clientes industriales se encuentran en el ahorro de los cargos por consumo de energía máxima en las facturas de electricidad por parte de las empresas generadoras. Además, les permiten aumentar su autoconsumo y contar con un respaldo de energía ante contingencias.

Una de las aplicaciones más importantes de los sistemas de baterías para clientes industriales es el *peak shaving* o recorte de punta, que consiste en cargar un BESS durante períodos de baja demanda donde la energía posee un bajo precio, y luego liberar la energía en períodos de alto consumo, donde los precios de la energía son elevados. De esta forma, es posible reducir los cargos por demanda punta de los usuarios y obtener un beneficio económico reflejado en la factura de electricidad. El presente trabajo desarrolla y aplica un modelo de optimización que obtiene los valores de energía y potencia nominal de un sistema de baterías para la aplicación de recorte de punta en clientes libres de una empresa generadora.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivos generales

El objetivo general de esta memoria consiste en el desarrollo de un modelo de optimización que obtiene el tamaño óptimo (valores de energía y potencia nominal) de un sistema de baterías de mediana escala para la aplicación de recorte de punta en clientes libres de una empresa generadora, maximizando una función objetivo de beneficio económico.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta memoria son los siguientes:

1. Estudio del estado del arte de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía que existen actualmente y sus aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia.
2. Desarrollar un modelo de optimización de dimensionamiento de baterías (obtención de energía y potencia nominal), el cual se aplicará a clientes de una empresa generadora para evaluar la factibilidad técnico económica de la aplicación de recorte de punta.
3. Caracterizar el marco regulatorio nacional y de países que posean experiencia en la integración de sistemas de almacenamiento de energía a sus sistemas eléctricos.

### 1.2.3. Alcances

Este trabajo se enfoca en las aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía en baterías de mediana escala (hasta 50 [MW] aproximadamente), las cuales permiten disminuir los máximos de energía, reduciendo de esta manera los costos asociados al consumo de energía eléctrica por parte de los clientes libres de una empresa generadora.

Los datos de entrada del modelo corresponden a consumos reales de energía de tres clientes libres, que representan a distintas industriales (Viñatera, Universidad y Minera). Los tres tipos de tecnologías de baterías a evaluar son aquellas que poseen una mayor madurez y conveniencia en términos técnicos y económicos (Ión-litio, Sodio-sulfuro y Plomo-ácido).

El modelamiento computacional se realiza haciendo uso del software Python y su librería de optimización Pulp.

### 1.3. Metodología

A continuación, se presenta la metodología implementada en esta memoria, explicando los procedimientos que dan lugar al desarrollo de un modelo de optimización propuesto. El diagrama de flujo de la Figura 1.2 ilustra las etapas que componen la metodología de este trabajo.

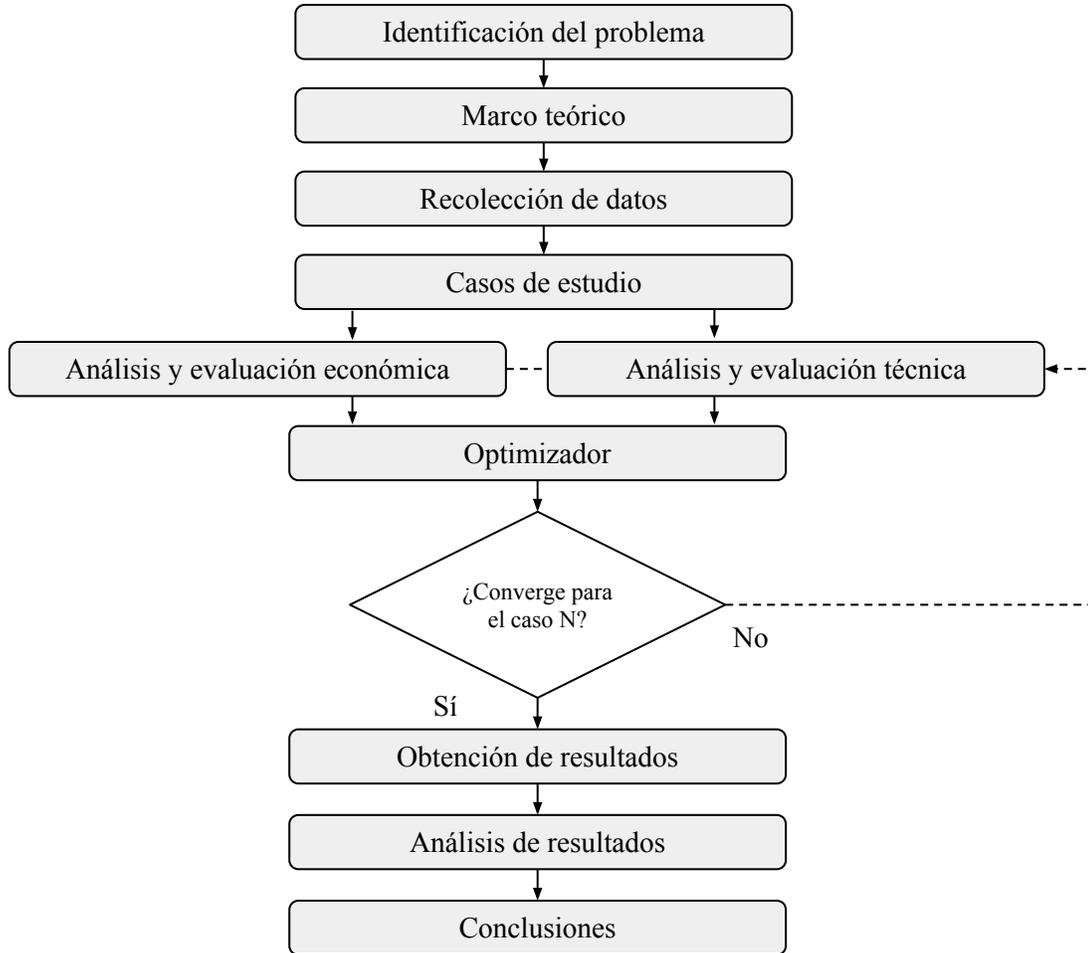


Figura 1.2: Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

1. **Identificación del problema:** para comenzar se realiza una serie de actividades con el fin de comprender el problema y el contexto en el que está inmerso, entre las que se encuentran: lectura de artículos científicos y memorias relacionadas con los sistemas de almacenamiento de energía, asistencia a seminarios web, entre otros.
2. **Marco teórico:** consiste en el estudio del estado del arte de los distintos sistemas de almacenamiento de energía, sus principales aplicaciones, la legislación nacional e internacional referente a los ESS y las investigaciones previas que han abordado el problema de dimensionamiento de recorte de punta en distintos contextos. Esta etapa permite contar con los fundamentos teóricos que sustentan la investigación de la memoria.
3. **Recolección de datos:** una vez realizada la revisión bibliográfica, desde distintas fuentes se recopila la información necesaria que permite realizar los análisis posteriores, los

datos incluyen:

- Perfiles de consumo de energía de clientes libres (industriales) de una empresa generadora.
- Estructura tarifaria, contractual y de precios a la cual se encuentran sometidos los clientes.
- Datos técnicos y económicos de sistemas de baterías comercialmente disponibles (precios de energía y potencia nominales, estado de carga, eficiencia, ciclos de vida, entre otros).

4. **Casos de estudio:** en esta etapa se definen aquellos clientes libres que serán analizados como casos de estudio para el modelo de optimización desarrollado en esta memoria. Se escogen tres clientes de distintos rubros industriales, con el objetivo de representar una diversidad de usuarios y distintos patrones de consumo. Además, considerando atributos y parámetros técnicos como el factor de carga, consumos máximos y promedios, se caracteriza el comportamiento de los clientes en base a su perfil de carga o consumo.

Por último, se seleccionan los valores y rangos de valores de la información recopilada previamente, con los cuales se analizan los casos de estudios.

5. **Análisis técnico:** se procede a utilizar información recopilada sobre los tres clientes a evaluar y los distintos tipos de tecnologías de baterías escogidos. Se establece la programación de operación diaria del BESS para la aplicación de recorte de punta. Como resultado de esta etapa se obtienen las restricciones relacionadas a aspectos técnicos y de funcionamiento del BESS para el problema de optimización.

6. **Análisis económico:** se realiza en base a los datos económicos de los sistemas de almacenamiento de baterías comercialmente disponibles, como los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento. Mediante el cálculo del valor presente neto se evalúan los distintos costos asociados a los sistemas de baterías disponibles. Además, se establece la estructura tarifaria y precios de los clientes. Como resultado, se obtienen las restricciones relacionadas a aspectos económicos para el problema de optimización.

7. **Optimizador:** consiste en el planteamiento algorítmico y matemático del problema de optimización, incorporando las restricciones obtenidas en el análisis técnico-económico. La formulación de la función objetivo se realiza en base al siguiente fin: maximizar el beneficio económico de clientes que utilicen un sistema BESS para el recorte de punta. Como resultado de esta etapa se obtiene un par de valores de energía y potencia nominal, que representa el tamaño óptimo del sistema BESS. Si el tamaño óptimo maximiza el beneficio entonces se procede a recopilar los resultados obtenidos para realizar un posterior análisis. En caso de que el optimizador para algún cliente no converja, se vuelve y revisa en particular la etapa anterior de Análisis técnico para ese caso.

8. **Obtención de resultados:** se recopila el resultado del par energía y potencia nominal óptimo que maximiza el beneficio económico de los distintos clientes considerados como casos de estudios.

9. **Análisis de resultados:** en esta etapa se analizan los resultados de los valores obtenidos para el tamaño óptimo del sistema BESS. Se contrastan los resultados de los distintos escenarios, considerando los supuestos asociados y los fundamentos teóricos.

10. **Conclusiones:** se obtienen las conclusiones sobre el el trabajo realizado durante el desarrollo de esta memoria. Se analizan si se cumplieron los objetivos planteados y se evalúa el desempeño del trabajo realizado en base a los resultados obtenidos. Además, se identifican aquellos elementos de la memoria que pueden ser incorporados en próximas investigaciones y se proponen como un trabajo futuro.

## 1.4. Estructura de la memoria

El presente trabajo está compuesto de 6 capítulos, cada uno de los cuales contiene una breve descripción previa de los temas a tratar. A continuación, se presenta un resumen de cada uno de ellos:

- El segundo capítulo corresponde a una revisión sobre el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de interés para esta memoria, profundizando en los distintos tipos de baterías. Se revisa la regulación nacional e internacional existente sobre los dispositivos de almacenamiento. Además, se explican las principales aplicaciones de estos dispositivos en las redes eléctricas y se exponen aquellos estudios y publicaciones previas que han abordado el problema del dimensionamiento de sistemas de baterías para la aplicación de recorte de punta.
- En el tercer capítulo se describen los casos de estudio considerados en esta memoria, exponiendo los datos a utilizar y una caracterización de los clientes en estudio.
- El cuarto capítulo optimizador describe la función objetivo del modelo propuesto, además, por medio del análisis técnico y económico se derivan las restricciones del problema.
- El quinto capítulo se constituye por los resultados y el análisis que se desprenden de la aplicación de la metodología propuesta, su propósito es explicar aquellos datos de mayor relevancia para efectos de la presente memoria, centrando la atención en aquellos aspectos de carácter técnico-económico que conducen a una propuesta de solución para la aplicación del recorte de punta.
- El sexto capítulo y último se compone de las conclusiones y las propuestas de trabajo futuro del presente trabajo.

# Capítulo 2

## Marco teórico y estado del arte

En este capítulo, se exponen y caracterizan las principales tecnologías de almacenamiento de energía de acuerdo a su funcionamiento y atributos técnicos-económicos, seleccionando para un posterior análisis aquellas que poseen un mejor desempeño. También, se describen las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías según los distintos sectores y usuarios presentes en los sistemas eléctricos de potencia. Adicionalmente, se exponen de manera breve los principales aspectos regulatorios nacional e internacional sobre los ESS. Finalmente, se presentan aquellos estudios y publicaciones que han abordado el problema del dimensionamiento de BESS para la aplicación de recorte de punta en clientes industriales. A modo de complemento, el capítulo inicia con una breve descripción del sistema eléctrico nacional.

### 2.1. Sector eléctrico en Chile

En Chile el mercado eléctrico se compone de tres sectores principales desde el lado de la oferta de la energía, los cuales se detallan a continuación.

- **Generación:** es el sector encargado de producir la energía eléctrica por medio de diferentes tecnologías tales como centrales de generación convencionales (termoeléctricas, hidroeléctricas de gran tamaño, etc) y no convencionales (solares, eólica, geotermia, entre otras) [6]. Es un sector que presenta inversiones intensivas de capital con períodos de de capital de largo plazo (10 a 20 años). No se presentan economías de escala significativas, lo que propicia un esquema de libre competencia en la oferta de servicios y productos por parte de las distintas empresas. Las generadoras pueden efectuar contratos financieros con distribuidoras y clientes libres, llamado el mercado de contratos de carácter financiero. Además, participan obligatoriamente del mercado spot, donde los generadores intercambian sus excedentes o déficit de energía al costo marginal horario (costo para el sistema de producir 1 [MWh] de energía adicional de demanda) [7].
- **Transmisión:** su función consiste en transmitir energía eléctrica desde las unidades de generación hacia los distintos puntos de consumo del sistema eléctrico, operando en altos niveles de tensión [6]-[7]. Al igual que el sector de generación, en transmisión se presentan inversiones intensivas en capital y largos períodos de recuperación de este. Las ventajas técnicas y económicas de interconectar sistemas generan una constante expansión del sector de transmisión, cada vez a niveles más elevados de tensión. Es un sector que presenta marcadas economías de escala, se considera un monopolio natural y requiere

ser regulado. De manera se asegura y fomenta de forma transparente y no discriminatoria la existencia de mercados competitivos en el nivel de generación y comercialización de la energía.

- **Distribución:** se encarga de distribuir la energía eléctrica desde un cierto punto del sistema eléctrico hacia los clientes regulados a los que este sector atiende [6]. En él participan empresas que poseen una concesión de servicio en una determinada zona geográfica. Generalmente se encargan de operar y mantener las instalaciones que hacen posible distribuir la electricidad. Las distribuidoras realizan compras de energía a los generadores en procesos de licitación regulada, para abastecer directamente a los consumidores finales (hogares y pequeñas empresas en general). No se presentan marcadas economías de escala a nivel de distribución. Sin embargo, tiende a comportarse como monopolio natural de carácter geográfico, debido a la presencia de economías de densidad [7].

A la interconexión física de los componentes de cada uno de estos sectores descritos se denomina sistema eléctrico. El mercado eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes, los cuales se detallan a continuación:

- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** corresponde al sistema formado por los antiguos sistemas Interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING).

La capacidad instalada del SEN en septiembre de 2020 alcanzó los 25.848,2 [MW], de los cuales el 51,8 % proviene de centrales termoeléctricas, el 26,5 % corresponden a centrales hidroeléctricas, un 12,6 % de fuentes solares, un 9 % de unidades eólicas y un 0,2 % de generación geotérmica, lo cual se ilustra en la Figura 2.1 [8].

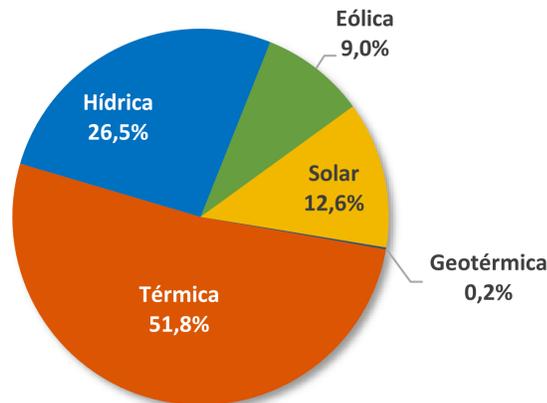


Figura 2.1: Capacidad SEN en septiembre de 2020 [8].

- **Sistema de Aysén (SEA):** es el sistema que produce electricidad para abastecer la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo.
- **Sistema de Magallanes (SEM):** corresponde al sistema que produce electricidad para abastecer las Región de Magallanes y de la Antártica Chilena.

Según estadísticas de la Comisión Nacional de Energía (CNE), a septiembre del año 2020, el sistema eléctrico chileno alcanzó un importante hito, dado que el 50 % de la capacidad

instalada de generación corresponde a fuentes renovables. De ese universo, 6840 [MW], equivalentes a un 53,2%, corresponden a capacidad hidroeléctrica; un 25,3% solar; 18,1% eólica y un 3,4% a geotermia y biomasa [9].

En sectores donde existe un mercado competitivo como en generación, se permite la libertad de precios y negociación, lo que da lugar a dos tipos de clientes en el mercado eléctrico. La Ley General de Servicios Eléctricos considera como **clientes regulados** a los consumidores que se encuentran sujetos a una tarifa regulada, la cual no es negociable y que se encuentra fijada por ley. Son usuarios con potencia conectada inferior a 500 [kW] y se les obliga a comprar energía a precios regulados. Por otra parte se denominan **clientes libres** a aquellas empresas que por ley se les permite negociar libremente sus tarifas de suministro de energía eléctrica con las empresas generadoras, dado su nivel de potencia conectada. Para esto, se requiere que la empresa tenga una potencia conectada superior a los 500 [kW] [10]-[11].

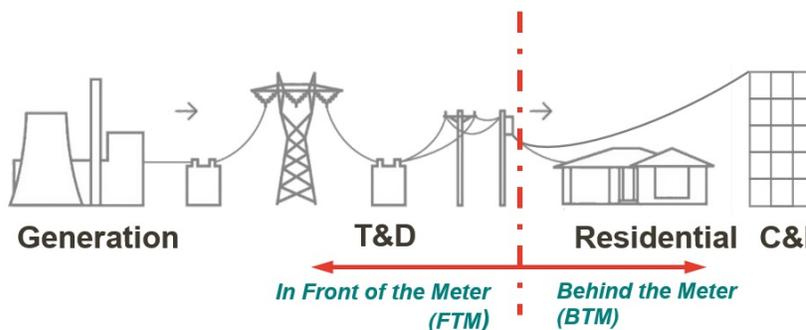


Figura 2.2: Instalaciones BTM y FTM [12].

La Figura 2.2 muestra los distintos sitios de una red eléctrica, dependiendo de la posición relativa del medidor de servicios eléctricos. De forma general, aquellas instalaciones que se interconecten o presten servicios en redes de transmisión, distribución o alguna unidad generación, se dice que se encuentran frente de medidor o FTM (del inglés *Front of the Meter*). Por otra parte, las instalaciones que se encuentren interconectadas detrás del medidor de servicios de clientes comerciales, industriales o residenciales, se dice que son instalaciones detrás de medidor o BTM (*Behind the Meter*). Sobre la ubicación de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías en distintos puntos de la red eléctrica, este trabajo se refiere a ello en la sección 2.2.1.

## 2.2. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía son dispositivos que capturan energía en un cierto instante para luego ser utilizada en un momento futuro [13]. Al proceso de captura de energía se le denomina carga, mientras que al proceso de liberar la energía se le conoce como descarga [14]. El almacenamiento de energía involucra la conversión de una forma de energía en otra, por ejemplo, las baterías almacenan energía química para un posterior suministro

de electricidad.

Estos sistemas pueden ser clasificados de distintas formas, una de ellas es la manera en que la energía es almacenada. En general, se identifican los siguientes tipos de almacenamiento: mecánico, electroquímico, electromagnético, eléctrico y térmico. En la tabla 2.1 se muestra un diagrama con los distintos modos de almacenamiento y sus principales tecnologías asociadas.

Tabla 2.1: Formas de almacenamiento de energía.

Formas de almacenamiento de energía	Ejemplos
Mecánico 	Bombeo hidráulico Volantes de inercia Aire comprimido
Electroquímico 	Baterías Hidrógeno
Eléctrico 	Supercondensadores Superconductores magnéticos
Térmico 	Sales fundidas

Se presentan a continuación distintos atributos técnico económicos relevantes que caracterizan a los ESS y son útiles para evaluar su funcionamiento y posible uso en aplicaciones en las redes eléctricas:

- **Capacidad:** se entiende como la cantidad de energía que se encuentra disponible en el dispositivo de almacenamiento una vez completado el proceso de carga. Se expresa en unidades watt-hora [ $Wh$ ] o ampere-hora [ $Ah$ ] [15].
- **Densidad de energía:** se refiere a la cantidad de energía almacenada dividido por el volumen del dispositivo. Usualmente se utilizan las unidad de medida [ $Wh/kg$ ], [ $Wh/l$ ] o [ $Wh/m^3$ ] [14].
- **Densidad de potencia:** se diferencia ligeramente de la densidad de energía. La densidad de potencia se expresa como el cociente entre la potencia nominal de salida y el volumen del dispositivo. Sus unidades de medida son [ $W/kg$ ], [ $W/l$ ] o [ $W/m^3$ ] [14].
- **Durabilidad:** viene dada por la cantidad de veces que un dispositivo de almacenamiento puede suministrar energía. Se expresa como un número máximo de ciclos  $N$ , donde cada uno representa un ciclo completo de carga y descarga [15].
- **Vida útil:** corresponde al tiempo, usualmente en años, en que la tecnología es funcional para las aplicaciones que fue diseñada. Desde el punto de vista técnico económico de una inversión, se prefieren los dispositivos de almacenamiento con una larga vida útil [14].

- **Tiempo respuesta:** es el tiempo que demora una tecnología en estar disponible para suministrar energía y ser utilizada en alguna de interés. Según este criterio, es posible dividir los sistemas de almacenamiento en tres [16]:
  - **Corto plazo:** en esta categoría se ubican las tecnologías con alta densidad de potencia y con capacidad de respuesta en un corto período de tiempo, pocos segundos o minutos.
  - **Mediano plazo:** son sistemas capaces de absorber y suministrar energía eléctrica durante minutos u horas.
  - **Largo plazo:** corresponden a tecnologías de almacenamiento utilizadas para el balance entre generación y demanda en períodos de tiempo de un día o más.
  
- **Madurez:** Se refiere al tiempo de desarrollo tecnológico, investigación y experiencia en el uso de una determina tecnología. En general se prefieren las tecnologías de almacenamiento maduras, porque han desarrollado una mayor experiencia operativa.
  
- **Costos:** el despliegue comercial de las tecnologías de almacenamiento se encuentran altamente condicionadas por su costo. Se deben considerar el costo de inversión, los costos de operación y de mantención. En general, los distintos costos pueden ser evaluados en las siguientes unidades:  $[\$/W]$ ,  $[\$/Wh]$  o  $[\$/ciclos]$  [14].

### 2.2.1. Tecnologías de almacenamiento para redes eléctricas

A continuación, se especifican las principales características de los sistemas de almacenamiento de energía que son de interés para esta memoria.

- **Baterías:** los sistemas de almacenamiento de energía en baterías o BESS (*Battery Energy Storage System*) son dispositivos de almacenamiento de energía compuestos principalmente por celdas electroquímicas capaces de convertir energía química en corriente eléctrica y viceversa. Cada celda está formada por un electrodo positivo o cátodo, un electrodo negativo o ánodo y un electrolito. En la Figura 2.3 se muestra un esquema del funcionamiento de una batería.

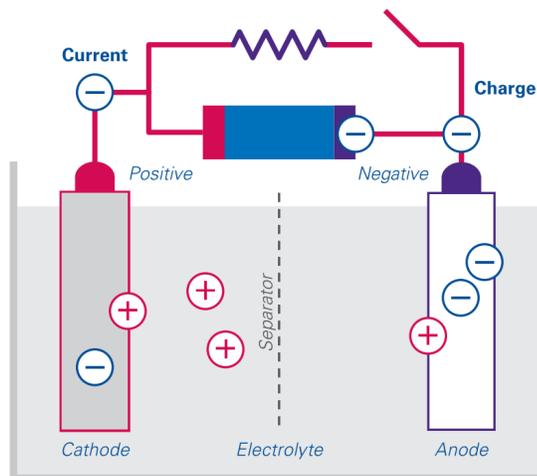


Figura 2.3: Funcionamiento de una batería [1].

Su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de potencial generada entre los electrodos de la celda, mediante reacciones químicas reversibles de óxido reducción. En el proceso de descarga, esta diferencia de potencial permite el movimiento de iones en el electrolito, favoreciendo la circulación de electrones desde el cátodo hacia el ánodo. Durante la carga, ocurren las reacciones inversas y la batería se recarga cuando se aplica un voltaje externo entre los electrodos [17]-[18].

En la Figura 2.4 se indican los principales componentes de un sistema BESS que deben ser considerados al momento de evaluar un proyecto de inversión que involucre el uso de estos sistemas, los cuales que se describen a continuación:

- **Estante de baterías:** también llamado *Battery Rack* en inglés, corresponde a un número determinado de celdas y módulos de baterías conectados en serie o paralelo.
- **Sistema de conversión de energía:** en inglés PCS (*Power Conversion System*) se encarga de convertir la corriente alterna (CA) en corriente continua (CC), y viceversa, para permitir el flujo de energía entre el BESS y la red.
- **Sistema de gestión de energía:** su función es monitorear, controlar y optimizar el flujo de energía entre el BESS y la red.
- **Sistema de gestión de batería:** se encarga de proteger el BESS de un funcionamiento dañino y maximiza la vida útil al monitorear constantemente los parámetros de la batería, como por ejemplo el voltaje, la corriente, la temperatura y el nivel de energía disponible, asegurándose de que estén dentro de las especificaciones de funcionamiento.
- **Sistema de gestión térmica de la batería:** su función es eliminar el exceso de calor generado a través de un intercambiador de calor (por ejemplo, enfriamiento por aire o enfriamiento por líquido) para mantener la temperatura de la batería dentro de los límites óptimos y evitar el sobrecalentamiento.

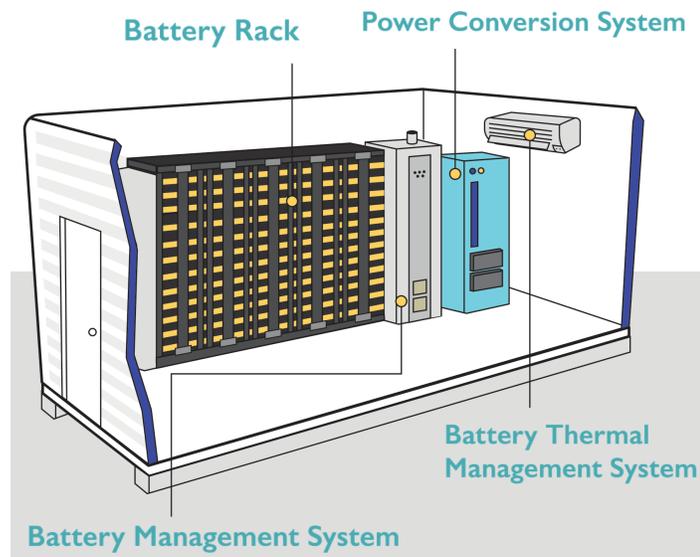


Figura 2.4: Componentes de un BESS [19].

Las aplicaciones comerciales de las baterías en los sistemas eléctricos de potencia se diferencian comúnmente según su ubicación con respecto a los medidores de energía de las empresas eléctricas a quienes los clientes compran energía:

- **Baterías frente de medidor:** conocidas como baterías de gran escala (en inglés, *Utility Scale Batteries*), corresponden a sistemas BESS estacionarios que se encuentran conectados a redes de transmisión, distribución o alguna unidad de generación. Se utilizan en aplicaciones requeridas por los operadores del sistema, tales como en servicios complementarios o la descongestión de carga en la red. Además permiten integrar de manera efectiva las fuentes de generación renovable variables [20]. Poseen una capacidad de almacenamiento en el rango de los pocos  $MWh$  hasta los miles de  $MWh$  [20]. Distintos tipos de baterías pueden ser utilizados en aplicaciones de este tipo, tales como las de Ión-litio, Sodio-sulfuro y Plomo-ácido [20].
- **Baterías detrás de medidor:** también llamadas baterías de pequeña escala y en inglés *Behind The Meter Batteries*, son sistemas BESS estacionarios que se encuentran interconectados detrás del medidor de servicios de clientes comerciales, industriales o residenciales. Su objetivo principal consiste en generar un ahorro en la factura de energía por medio del recorte de punta u otras aplicaciones. Usualmente se instalan en conjunto con energías renovables como paneles fotovoltaicos. La capacidad de estos sistemas abarcan el rango  $0.003 - 5[MW]$  [5].

A continuación, se precisan algunas características relevantes de las baterías, las cuales condicionan su uso en distintas aplicaciones en las redes eléctricas:

- **Capacidad en Ah:** los Ampere-Hora ( $Ah$ ) son comúnmente utilizados, ya que el voltaje de la batería varía en el tiempo en procesos de carga o descarga. La capacidad nominal de una batería típicamente representa la cantidad máxima de energía que puede ser extraída bajo ciertas condiciones normales. Por ejemplo, si una batería tiene una capacidad de  $250 [mAh]$  y proporciona una corriente promedio de  $2 [mA]$  a una carga, en teoría, la batería durará 125 horas. Sin embargo, la energía que efectivamente puede entregar una batería puede variar mucho de la capacidad nominal. La capacidad depende fuertemente de la edad e historia pasada de una batería, de sus regímenes de carga-descarga y de la temperatura [15].
- **Estado de Carga:** conocido como  $SoC$  (por su siglas en inglés, *State of Charge*), es una medida en porcentaje de la cantidad de energía presente en una batería en relación a su capacidad nominal [15]. Un  $SoC$  del 0% representa una batería vacía, mientras que uno del 100% significa que la batería está llena. El estado de carga se usa normalmente cuando se habla del estado actual de una batería en uso.
- **Profundidad de Descarga:** también llamado  $DoD$ , (*Depth of Discharge*), es la fracción o porcentaje de la capacidad que se ha eliminado de una batería completamente cargada. Se utiliza como una medida de la cantidad de energía que se puede extraer de una batería con respecto a la capacidad máxima [15]. Es una métrica alternativa para indicar el estado de carga ( $SoC$ ) de una batería. Un  $DoD$  del 0% representa una batería llena, mientras que uno del 100% significa que la batería está vacía. La profundidad de descarga se usa normalmente cuando se habla de la vida útil de la batería después de un uso repetido.

- **Eficiencia de doble vía:** en inglés *Round Trip Efficiency*, corresponde a la relación entre la salida de energía del sistema BESS y la entrada de energía al dispositivo durante un ciclo de carga-descarga [14]. Esta métrica considera las pérdidas que se producen como resultado del almacenamiento y la extracción de energía. Su unidad se expresa en porcentaje.

Existen diferentes tipos de baterías, que se diferencian según su construcción, materiales, diseño y funcionamiento. A continuación, se presentan aquellas baterías que poseen un mayor avance tecnológico y despliegue comercial.

- **Ión-litio:** este tipo de baterías utiliza un ánodo compuesto de carbono grafito, un cátodo de óxido de litio y un electrolito líquido orgánico no acuoso [21]. En la Figura 2.5 se ilustra el funcionamiento de este tipo de baterías. En el proceso de carga, los iones de litio migran desde el cátodo a través del electrolito hacia el ánodo, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas del carbono grafito como átomos de litio. Durante la fase de descarga este proceso ocurren en la dirección inversa [22].

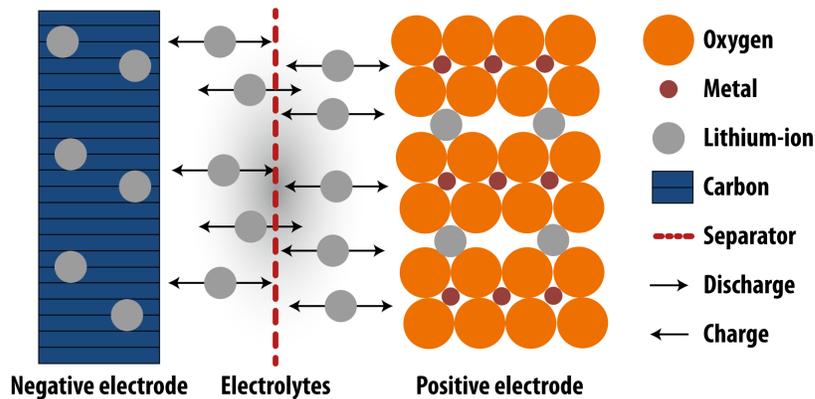


Figura 2.5: Funcionamiento de una batería de ión-litio [1].

Actualmente, las baterías de Ión-litio son la tecnología más utilizada en dispositivos electrónicos portátiles y en vehículos eléctricos debido a sus múltiples ventajas de uso, entre las que se encuentran su alta eficiencia, alta densidad energética, rápida respuesta y largos ciclos de vida [23].

Sus aplicaciones en la red eléctrica abarcan un rango de potencia desde los pocos kilowatt-hora en aplicaciones residenciales, por ejemplo en paneles solares fotovoltaicos, hasta miles de megawatts-hora para servicios complementarios tales como la regulación de frecuencia [23].

El principal desafío para la utilización en aplicaciones de gran escala son su alto costo debido a requerimientos especiales de embalaje y sus circuitos internos de protección contra sobrecargas [23].

- **Plomo-ácido:** estas baterías están compuestas de un electrolito de ácido sulfúrico, un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo [21].

En la Figura 2.6 se puede ver la estructura de una batería de plomo-ácido.

Durante la fase de descarga los electrodos se convierten en sulfato de plomo, mientras que la concentración de ácido sulfúrico en el electrolito disminuye quedando

compuesto principalmente de agua, generando electricidad. Al cargar la batería mediante una fuente externa, la dirección de la reacción se invierte, generando que los electrodos vuelvan a su estado original, así como también el contenido de ácido del electrolito [1]-[22].

Sus principales ventajas son su bajo costo, la madurez de su tecnología y una alta eficiencia. Sin embargo, aún no se utilizan de manera amplia en servicios para redes eléctricas y sus aplicaciones son principalmente estacionarias, como por ejemplo servir como respaldo de energía para distintos equipos industriales [1]-[21].

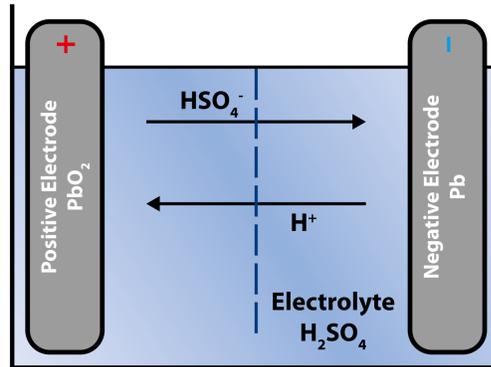


Figura 2.6: Componentes de batería Plomo-ácido [1].

Dentro de sus desventajas se encuentran ciclos reducidos, una baja densidad de energía, y su deficiente funcionamiento a bajas temperatura, lo cual debe ser compensado con un sistema de gestión térmica [1]-[21]. Además, si la gestión de residuos o los procesos de reciclaje no se llevan a cabo de manera correcta pueden existir problemas ambientales debido al uso de materiales contaminantes y tóxicos como el plomo y el ácido sulfúrico, como por ejemplo filtraciones en el suelo y aguas subterráneas [17].

- **Sodio-sulfuro:** el ánodo de este tipo de baterías se encuentra fabricado con azufre líquido y el cátodo está compuesto por sodio líquido, separados con un electrolito cerámico de beta alumínica sólida [14]. La Figura 2.7 indica los elementos principales de una batería de sodio-sulfuro.

El electrolito permite que solo los iones de sodio positivos lo atraviesen y se combinen con el azufre para formar polisulfuros de sodio. Durante la descarga, los iones de sodio positivos fluyen a través del electrolito y los electrones fluyen en el circuito externo de la batería produciendo alrededor de 2 [V]. La batería se mantiene a unos 300 [°C] para permitir este proceso [22].

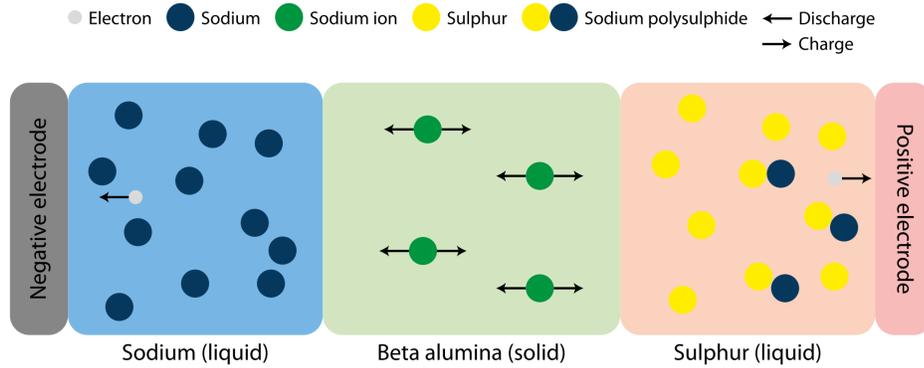


Figura 2.7: Componentes batería Sodio-sulfuro [1].

Se destacan por poseer una gran densidad de energía y una alta capacidad nominal en comparación con otras baterías. Además, tienen una gran cantidad de ciclos, un bajo mantenimiento, una larga vida útil y son altamente reciclables [14]-[21].

Su principal desventaja es que requieren ser mantenidas a altas temperaturas para su operación, cercana a los 300 [°C] [21].

Se utilizan en aplicaciones de alta potencia en redes eléctricas, para mitigar problemas en calidad de energía y en el recorte de punta [17]-[21].

- **Flujo:** este tipo de baterías utiliza soluciones electrolíticas almacenadas en tanques externos, desde donde se bombean los electrolitos y pueden circular a través de una celda electroquímica conformada el ánodo, el cátodo y un separador de membrana. Por medio de reacciones de óxido reducción que tienen lugar en la celda, la energía química se convierte en electricidad cuando existe un flujo de los electrolitos [22]. Como ventaja de uso de estas baterías se puede mencionar una alta eficiencia y cortos tiempos de respuesta cuando se comparan con otras baterías. Entre las desventajas se encuentran su baja densidad de potencia, la toxicidad de algunos materiales usados, el desarrollo insuficiente a nivel comerciales, altos costos de mantenimiento y utilizar sistemas complejos comparados con otros tipos de baterías [17]-[21].

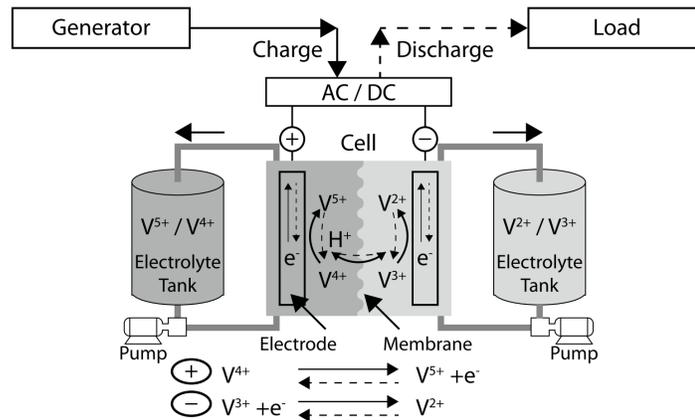


Figura 2.8: Batería de flujo VRB [1].

El tipo de baterías de flujo más utilizada y ampliamente comercializada corresponde a las de Vanadium (en inglés *Vanadium Redox Battery*, *VRB*), empleadas en

aplicaciones de calidad de la energía, dispositivos de alimentación ininterrumpida y en la nivelación de carga [21].

- **Bombeo Hidráulico:** también conocido como PHES (de su sigla en inglés, *Pumping Hydro Energy Storage*) se ha implementado en sistemas eléctricos para el equilibrio de carga durante más de 80 años y últimamente para compensar las variaciones de potencia de las energías renovables. Se componen de dos reservorios a distinta altura que permiten almacenar agua en períodos de baja demanda, para ser aprovechados en momentos de alta demanda [16], como se puede visualizar en la Figura 2.9.

Mediante el uso de energía eléctrica, se traslada el agua contenida desde el embalse inferior al acopio superior por medio de una bomba hidráulica. El acopio superior actúa como unidad de almacenamiento. Cuando se requiere generar energía eléctrica, se libera el agua para mover las turbinas del generador asociado al reservorio inferior de la planta, funcionando como una central hidroeléctrica [21]. La Figura 2.9 muestra los principales componentes de una central de bombeo. La central eléctrica que se encuentra en el reservorio inferior se compone una unidad de bombeo, una turbina y una unidad de motor-generador.

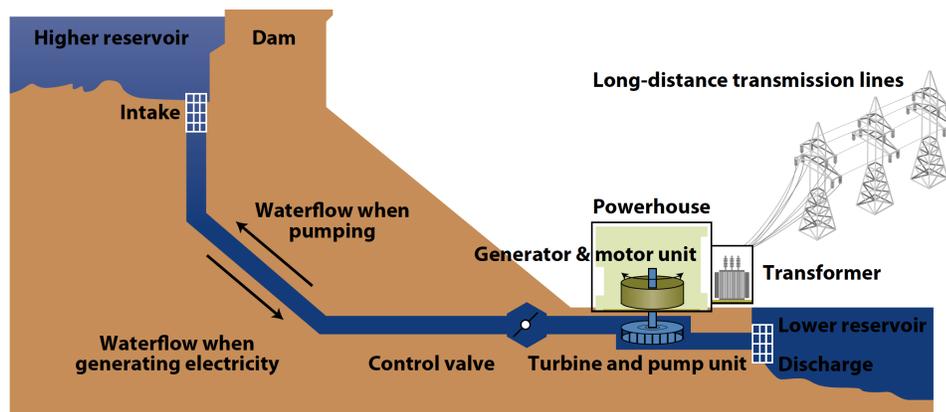


Figura 2.9: Componentes de una central de bombeo hidráulico [1].

Sus principales ventajas son el bajo costo de la energía, su gran flexibilidad y la posibilidad de aplicar esta tecnología para regular la frecuencia de la red [15]. Dentro de sus desventajas se encuentran sus altos costos de inversión, las limitaciones geográficas, el acceso al recurso hídrico y problemas medioambientales relacionados a la conservación de especies acuáticas raras y protegidas [17]-[24].

- **Volantes de inercia:** también conocidos como FESS (de su sigla en inglés *Flywheel Energy Storage System*), son un tipo de almacenamiento energía mecánica que utiliza energía eléctrica de la red durante el proceso de carga y la almacenan en forma de energía cinética en un disco giratorio, para liberarla posteriormente mediante la desaceleración del sistema [17].

La cantidad de energía que es posible almacenar en un sistema FESS depende principalmente del momento de inercia del rotor (su masa) y de la velocidad angular a la que gira [1]. En la Figura 2.10 se muestran los componentes básicos de un sistema FESS.

La unidad de motor-generador se encargan de convertir la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa durante los proceso de carga y descarga. Los rodamientos tienen

como función soportar la masa rotatoria y lo mantienen en la posición correcta para poder girar libremente [25].

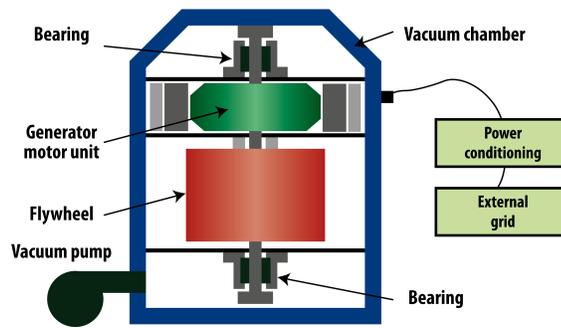


Figura 2.10: Componentes de un volante de inercia [1].

Para reducir las pérdidas debido a la resistencia del aire contra las piezas móviles se utilizan rodamientos magnéticos puestos al vacío. Estos no están en contacto con el rotor o el eje, ofrecen bajas pérdidas, una larga vida útil y no requieren lubricación [23]-[25].

Se clasifican generalmente en dos tipos según su velocidad de rotación. Existen de volantes de inercia de baja velocidad y de alta velocidad, los primeros poseen velocidades menores a las 10000  $[rpm]$  y proveen un menor tiempo de almacenamiento, mientras que los segundos poseen velocidades mayores a las 10000  $[rpm]$  y un suministro de energía prolongado [14].

Se consideran un tipo de almacenamiento de respuesta de corto plazo y juegan un rol importante en aplicaciones como el control primario de frecuencia y la regulación de voltaje [15]-[16].

- **Aire comprimido:** los sistemas de almacenamiento de energía de aire comprimido se conocen como CAES, del inglés *Compressed Air Energy Storage*, utilizan electricidad fuera de las horas punta para comprimir aire y almacenarlo en depósitos subterráneos. El aire es calentado y se libera en expansión para ser mezclado con combustible y así accionar un generador para producir electricidad durante períodos de alta demanda [14]. El sistema descrito corresponde a un sistema CAES tradicional o diabático.

Se ha desarrollado una variante adiabática de estos sistemas llamada ACAES, en la cual el aire calentado es almacenado previo a su expansión en la turbina, evitando el uso de combustible y mejorando la eficiencia. Sin embargo, si se pierde calor generado en la compresión, adicionalmente se debe suministrar calor hacia el aire por medio de la quema de combustible, formando un sistema híbrido de almacenamiento [15]. La Figura 2.11 muestra los elementos básicos de un sistema CAES.

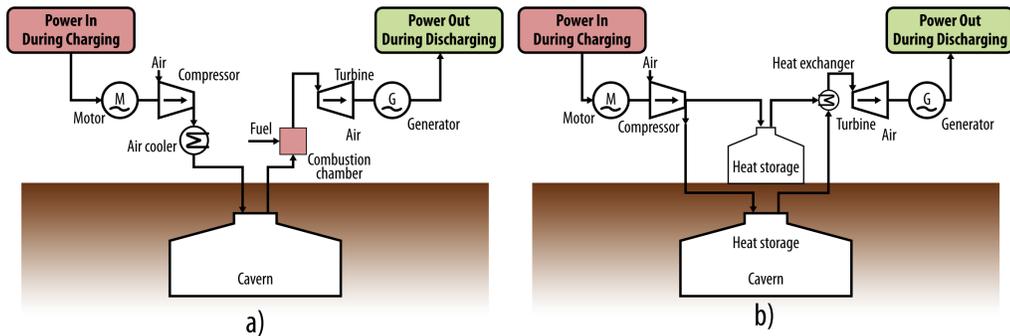


Figura 2.11: Componentes de un CAES, (a) Tradicional, (b) Adiabático [1].

Corresponden a una tecnología de almacenamiento de largo plazo que puede suministrar energía por varios días. La aplicación más común es proveer respaldo de potencia durante largos *blackouts* [16].

Sus ventajas son su durabilidad y flexibilidad de tamaño. Entre sus desventajas se encuentran los altos costos en el capital inicial y limitaciones en términos de ubicación geográfica [17].

- **Supercondensadores:** también llamados supercapacitores, condensadores eléctricos de doble capa o SC (*Supercapacitors*), son dispositivos que almacenan energía de manera similar que los condensadores convencionales, pero la carga no se acumula entre dos conductores, sino que en una interfaz entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica [26]. La capacitancia y la densidad de energía de los supercondensadores son mil veces mayores que los condensadores electrolitos convencionales [23].

Debido a que los supercapacitores almacenan energía eléctrica de forma directa, los procesos de carga y descarga son muy rápidos y eficientes [23]. Se caracterizan por su rápida respuesta, bajo mantenimiento, larga vida útil [17]. La eficiencia de un SC se encuentra entre un 95 % y un 98 %. Poseen una alta disponibilidad, pudiendo suministrar alta cantidad de energía en intervalos de tiempo de milisegundos [26].

Entre sus desventajas se encuentran sus altos costos y una baja densidad de energía [17]-[23]. Para aumentar la densidad, una combinación híbrida con tecnologías de altas densidades como las baterías pueden ofrecer soluciones a este problema [23].

Los SC han sido utilizados para la recuperación de energía ante contingencias y en la estabilización de voltaje y frecuencia [16]-[21].

- **Superconductores magnéticos:** los superconductores magnéticos o SMES, del inglés *Superconducting Magnetic Energy Storage* son dispositivos que almacenan energía en forma de un campo magnético inducido por un flujo de corriente continua en una bobina superconductora criogénicamente congelada [17]. La magnitud de la energía almacenada depende del valor de la auto-inductancia de la bobina a través de la cual circula la corriente [21].

La Figura 2.13 muestra la estructura y componentes de un sistema SMES.

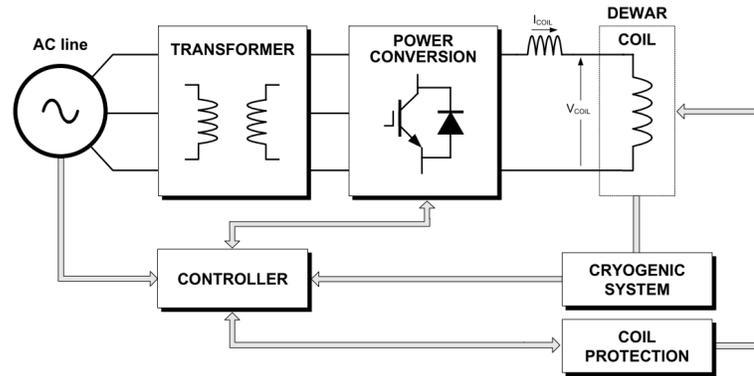


Figura 2.12: Componentes de un SMES [15].

Dentro de sus principales ventajas se encuentra una rápida respuesta temporal, una alta confiabilidad y baja mantención [17]. Además, estos dispositivos proveen de una alta eficiencia, ya que la bobina superconductor prácticamente no posee pérdidas joule. Solo se consideran las pérdidas del convertidor electrónico [15].

Las desventajas de estos sistemas son su alto costo, poseen una baja densidad de energía, son sensibles a la temperatura y requieren de un sistema de criogenización que puede resultar complejo para aplicaciones de gran escala [16]-[26].

Los SMES son dispositivos de respuesta de corto plazo y han sido aplicados en niveles de distribución para mejorar la calidad de la energía de usuarios finales [16]-[17].

- **Sales fundidas:** son una forma de almacenamiento térmico de energía. Se utilizan comúnmente en plantas de concentración solar o CSP, *Concentrated Solar Power* en inglés [27].

Las plantas recolectan energía solar mediante espejos parabólicos que concentran la luz del sol en un foco caliente y la convierten en calor [16]. Este calor se puede utilizar para producir vapor y generar energía eléctrica de forma inmediata o, alternativamente, se puede almacenar para un uso posterior utilizando sales fundidas [27].

La sal fundida es una mezcla no inflamable y no tóxica de 60% de nitrato de sodio y 40% de nitrato de potasio [28].

Entre sus ventajas destaca su alta capacidad de transferencia de calor y poseen bajos costos comparados con otras tecnologías de almacenamiento. Por otra parte, dentro de sus desventajas se encuentran que las sales pueden ser corrosivas y se debe tener especial cuidado su congelamiento [28].

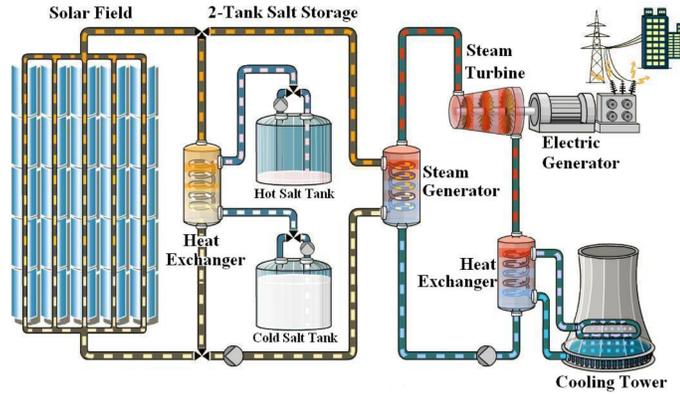


Figura 2.13: Configuración de una central de almacenamiento térmico [29].

- **Hidrógeno:** distintas características hacen del hidrógeno una alternativa útil y atractiva para la generación de energía eléctrica. El hidrógeno es almacenable, transportable, altamente versátil y eficiente. Además posee una alta densidad de energía [14].

El proceso de almacenamiento contempla el uso de electricidad fuera de las horas punta para electrolizar agua y producir hidrógeno, el cual usualmente es almacenado como gas comprimido o gas licuado [14]. Durante la descarga, el hidrógeno almacenado se utiliza en celdas de combustible (*Fuell cell* o FC en inglés) o es quemado de forma directa para producir electricidad. Uno de los inconvenientes importantes del uso del hidrógeno para el almacenamiento de electricidad son las pérdidas sustanciales de energía durante un solo ciclo [14]-[17].

A continuación se presentan dos tablas comparativas para las tecnologías caracterizadas anteriormente. En la tabla 2.3 se comparan parámetros técnicos que son de interés para esta memoria, tales como la capacidad, la densidad de energía, el tiempo de suministro, el tiempo de respuesta y la cantidad de ciclos. La tabla 2.2 agrupa características económicas relevantes para este trabajo, entre ellas la eficiencia, la vida útil, sus costos y su madurez tecnológica y comercial.

Tabla 2.2: Características económicas de los ESS [14]-[17]-[18]-[30].

	Tecnología	Eficiencia [%]	Vida útil [años]	Costo de inversión [USD\$/kW]	Costo de operación [USD \$/kWh]	Madurez
BESS	Ión-litio	90 - 100	5 - 20	1200 - 4000	600 - 2500	Madura
	Plomo-ácido	85 - 90	5 - 15	300 - 600	200 - 400	Madura
	NaS	75 -90	10 - 15	1000 - 3000	300 - 500	Comercializada
	Flujo VRB	65 -85	10 -20	600 - 1500	150 - 1000	Demostraciones
ESS	PHES	60 - 90	40 - 60	600 -2000	5 - 100	Madura
	FESS	90 - 95	15 - 20	250 - 350	1000 - 5000	Demostraciones
	CAES	40 - 80	20 - 60	400 - 800	2 - 50	Demostraciones
	SC	+ 97	20 - 30	100 - 300	300 - 2000	Despliegue
	SMES	85 - 99	+ 20	200 -300	1000 - 10000	Demostraciones
	Sales fundidas	30 - 60	10 - 40	200 - 300	3 - 60	Comercializada
	Hidrógeno FC	20 - 70	5 - 20	+ 10000	6000- 20000	Demostraciones

Tabla 2.3: Características técnicas de los ESS [14]-[17]-[18]-[30].

	Tecnología	Capacidad [MW]	Densidad de energía [kWh/m <sup>3</sup> ]	Tiempo de suministro	Tiempo de respuesta	Cantidad de ciclos
<b>BESS</b>	Ión-litio	0,1 - 100	200 - 600	min - días	~ ms	1000 - 10000
	Plomo-ácido	0,001 - 50	50 - 80	s -hrs	~ ms	500 - 1200
	NaS	0,05 - 50	150 - 240	s -hrs	~ ms	2000 - 5000
	Flujo VRB	0,005 - 1,5	15 - 33	hrs- meses	~ ms	12000 - 14000
<b>ESS</b>	PHES	100 - 5000	0,5 - 1,5	hrs- meses	~ min	10000 - 30000
	FESS	0,002 - 20	20 - 80	s -min	~ s	1000000
	CAES	5 - 300	3 - 6	hrs- meses	~ min	8000 - 12000
	SC	0,001 - 10	+ 100000	s -hrs	~ ms	+ 1000000
	SMES	0,01 - 10	0,2 - 2,5	min -hrs	~ ms	100000
	Sales fundidas	0,1 - 300	50 - 500	min - días	min	-
	Hidrógeno FC	0 -50	500 - 3000	hrs - días	~ s	1000 - 10000

A partir de la caracterización de las distintas tecnologías de almacenamiento presentadas y debido a que este trabajo se enfoca en el análisis de sistemas BESS, se seleccionan como tecnologías de almacenamiento de energía para el desarrollo del modelo de optimización las baterías de **Ión-litio**, **Sodio-Sulfuro** y **Plomo-ácido**, ya que destacan por su desempeño y complemento de atributos técnico-económicos, por ejemplo la cantidad de ciclos, la vida útil y los costos asociados.

### 2.3. Aplicaciones de BESS en redes eléctricas

A continuación, se detallan las principales aplicaciones de los sistemas de energía en baterías en distintos segmentos y puntos de un sistema eléctrico de potencia, profundizando en aquellos servicios relacionados con la operación de una empresa generadora, sus servicios ofrecidos y sus clientes.

Se identifican como sitios frente de medidor (en inglés *Front of the Meter*, FTM) al sector de generación, transmisión y la prestación de servicios complementarios, mientras que los clientes libres (industriales) corresponde a instalaciones detrás de medidor (en inglés *Behind the Meter*, BTM). La tabla 2.4 resume las aplicaciones descritas en esta sección.

Tabla 2.4: Aplicaciones de BESS en redes eléctricas.

Segmento		Aplicación
FTM	Generación 	Arbitraje Integración de renovables y energía firme
	Transmisión 	Descongestión líneas de transmisión Aplazamiento de las inversiones
	Servicios complementarios 	Regulación de frecuencia Regulación de voltaje Arranque en negro
BTM	Clientes libres 	Recorte de punta Respaldo de energía

■ **Generación:**

1. **Arbitraje:** consiste en el almacenamiento de energía a un menor precio durante períodos de baja demanda para posteriormente ser vendida en momentos de mayor consumo donde los precios son mayores [31]. Esto permite obtener un beneficio económico por parte de la empresa generadora y reducir la presión ejercida sobre el sistema eléctrico en períodos de baja demanda [31].

Los sistemas BESS pueden ser una alternativa atractiva para esta aplicación. Si la diferencia entre los precios de la energía en horas punta y no punta, sumado al ahorro de la reducción de los cargos por demanda máxima logran compensar las pérdidas del sistema de baterías y los costo del sistema de almacenamiento (inversión, operación, mantenimiento y reemplazo), el uso del sistema BESS será rentable para el propietario del almacenamiento [32].

2. **Integración de energías renovables y energía firme:** la energía firme de un sistema eléctrico se refiere a aquella energía que se encuentra garantizada en todo momento, sin importar las condiciones propias del sistema eléctrico factores externos. En este sentido, las fuentes de energías renovables variables como la solar y eólica se consideran fuentes de energía no firme, ya que dependen fuertemente de las condiciones climáticas, lo que hace que la generación de electricidad sea más variable y menos predecible [33].

El acoplamiento de una fuente de generación de energía renovable variable específica con un sistema BESS reduce la variabilidad de la potencia de salida en el punto de interconexión a la red, lo que facilita una mejor integración de energías renovables al sistema eléctrico [20].

## ■ Servicios complementarios:

1. **Regulación de frecuencia:** un desequilibrio entre la generación de energía y la demanda, puede provocar desviaciones de los valores permitidos para la frecuencia de operación del sistema.

Tradicionalmente las centrales térmicas han sido las encargadas de proporcionar servicios de control de frecuencia. Sin embargo esto puede resultar costoso, ineficiente y aumentar los costos de electricidad.

A diferencia de las plantas convencionales, que pueden tardar de varios segundos a minutos en responder a los requerimientos de los operadores del sistema, la rapidez de respuesta de los sistemas BESS los convierte en una tecnología adecuada para aplicar control primario de frecuencia [20].

2. **Regulación de voltaje:** muchos consumidores industriales deciden instalar sistemas de generación renovables para reducir su consumo y dependencia de la red eléctrica. Sin embargo, la integración de energías renovable puede generar fluctuaciones no deseadas en los niveles de voltaje y flujos de potencia inversos [34].

La integración de unidades renovables con sistemas BESS permite reducir las pérdidas de energía y mejorar la estabilidad de voltaje, ya que las baterías son capaces de regular potencia activa y reactiva [34].

3. **Arranque en negro:** también llamado *Black Start* en inglés, consiste en la restauración total o parcial de la red eléctrica o de una unidad de generación de energía. Para esto, las plantas de generación necesitan de energía para volver a arrancar, la cual normalmente la suministran generadores diésel que se encuentran en sus instalaciones [20].

Gracias a su velocidad de respuesta y sus sistemas de control avanzados los BESS pueden ser usados como alternativa a los tradicionales generadores diésel [20].

Utilizar los sistemas de almacenamiento de energía en baterías en centrales de generación también puede traer beneficios económicos y ahorros, ya que pueden ser utilizados para proporcionar otros servicios cuando no son utilizados para para prestar servicios de arranque en negro [31].

## ■ Clientes libres:

1. **Recorte de punta:** en inglés *Peak Shaving*, consiste en la reducción de demanda punta de energía durante un período determinado de tiempo mediante el uso de un sistema de almacenamiento, el cual descarga su energía, almacenada previamente en horarios de menor consumo y cuando los precios de la energía son menores. En la Figura 2.14 se ilustra el funcionamiento general de esta aplicación.

El *peak shaving* es particularmente atractivo para clientes industriales de gran tamaño, debido a que frecuentemente utilizan aparatos o dispositivos que requieren una cantidad significativa de energía en intervalos relativamente cortos de tiempo durante su consumo diario [35].

Existen dos componentes principales presentes en la factura de consumo de la energía para los clientes libres: Primero, se tiene un cargo por consumo o energía [ $\$/kWh$ ], el cual es proporcional a la energía total consumida. En segundo lugar, se

encuentra cargo por demanda o capacidad  $[\$/kW]$ , proporcional al consumo máximo de potencia [32].

Los cargos por demanda punta son calculados típicamente en base a la demanda máxima durante un mes y usualmente alcanza un nivel del 50 % de la factura de energía de la planta [32]-[35].

En la práctica, para satisfacer la demanda punta variable en el tiempo, las empresas generadoras deben recurrir a unidades de generación menos eficientes y costosas. Estos costos elevados de generación para mantener la demanda punta se traspasan desde las empresas generadoras a los clientes en términos de cargos por demanda [35]-[36].

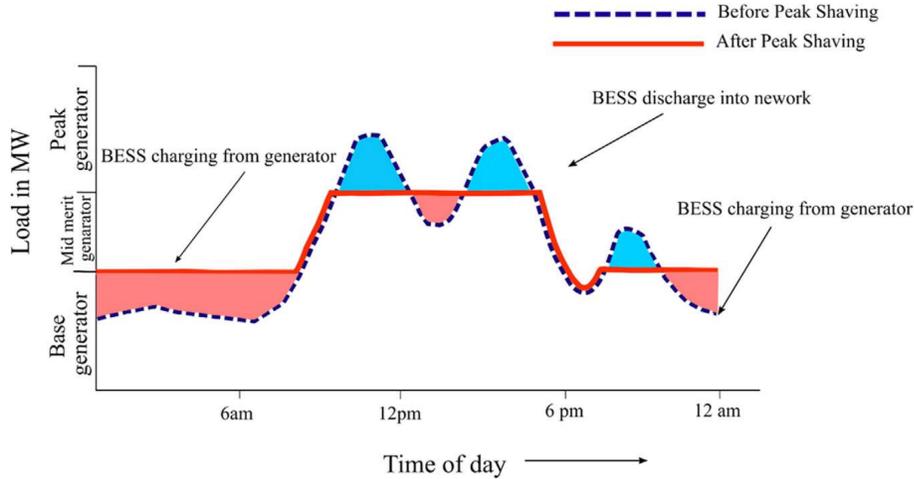


Figura 2.14: Funcionamiento del recorte de punta [36].

Las plantas industriales pueden instalar sistemas BESS capaces de descargarse en cortos períodos de tiempo durante las horas punta y cargarse en momentos de menor consumo como en las noches, reduciendo así el su cargo por demanda máxima y obteniendo un beneficio económico [35].

Si sumado al ahorro económico por cargos en la demanda máxima se compensan los costos de inversión, operación, reemplazo y mantenimiento del sistema BESS, incluida sus pérdidas, entonces el almacenamiento será rentable para el usuario [32]. En [37] se menciona que las tecnologías actuales de baterías permiten realizar son económicamente viables para peaks de demanda de menos de 1 hora.

Una métrica que funciona como indicador de factibilidad para la realización de recorte de punta por parte de un consumidor es el factor de carga o  $LF$  (*Load Factor*). El factor de carga es una técnica útil para medir la variabilidad del consumo en una planta y determina si la energía está siendo utilizada de manera eficiente [34]-[36]. El factor de carga (ecuación 2.1) se expresa matemáticamente como:

$$LF(\%) = \frac{P_{avg}}{P_{peak}} \quad (2.1)$$

Donde  $P_{avg}$  es la potencia promedio consumida y  $P_{peak}$  es la potencia máxima registrada, ambas medidas en un período de determinado de tiempo.

Un LF bajo significa que el número de peaks altos es bajo y que la carga asociada al consumo es altamente variable. Mientras que un alto factor de carga implica un perfil de consumo relativamente equilibrado [34]-[36].

- **Transmisión:**

1. **Descongestión líneas de transmisión:** en períodos de alta demanda, el flujo de potencia a través de las redes de transmisión puede exceder la capacidad de carga de dichas redes, generando una congestión en la red [20].

En este contexto, los BESS ofrecen una alternativa de solución si se ubican en puntos de alta congestión y se utilizan como “capacidad virtual” para mejorar la confiabilidad y rendimiento del sistema [20]-[31].

2. **Aplazamiento de las inversiones:** con el fin de aumentar la capacidad de carga de las líneas de transmisión, usualmente los operadores del sistema invierten en activos de transmisión, interviniendo la infraestructura actual [20]. Sin embargo, cuando la congestión ocurre solo en situaciones específicas durante un período acotado, las inversiones para reforzar toda la red podrían no representar una solución óptima [20]. En este sentido, una inversión en un sistema BESS puede reemplazar parte de la capacidad de los sistemas de transmisión mediante el recorte de punta, de esta forma se aplaza o elimina la necesidad de actualizaciones en la capacidad de las redes. Esto trae beneficios económicos para los operadores del sistema en términos del ahorro de las inversiones innecesarias [20]-[31].

## 2.4. Legislación nacional e internacional

En esta sección se realiza una revisión general sobre la legislación nacional y de países que han podido integrar sistemas de almacenamiento de energía en distintas aplicaciones de forma exitosa a sus sistemas eléctricos. Para el caso de Chile, además se define lo que se entiende por horario punta para este trabajo.

- **Chile:** la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) se pronuncia sobre las bases regulatorias que permiten la operación y el desarrollo del sistema eléctrico nacional. Por primera vez en 2016, por medio de la ley N°20.936, la LGSE definió los sistemas de almacenamiento de energía de la siguiente manera:

“Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”. (Artículo 225°) [38].

En el mismo artículo de la Ley se indica que los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.

Además, esta legislación establece (en el artículo 72°-2) que aquellos sistemas de almacenamiento que se encuentren interconectados al sistema eléctrico estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y el reglamento

podrá establecer exigencias distintas para los Coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.

Se presentan a continuación aquellos reglamentos de la legislación chilena que establecen definiciones y normativas para la operación y funcionamiento de los ESS y sus aplicaciones en el sistema eléctrico nacional.

- **Reglamento Centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica:** este reglamento se publicó en octubre del año 2016 mediante el decreto número 128. Este aplica para las centrales de bombeo que posean una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 [MW] y que no estén sujetas a variabilidad hidrológica, es decir, aquellas centrales en donde el reservorio superior sólo podrá presentar afluentes naturales menores, de baja probabilidad de ocurrencia y que, cuando ocurren, representan anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación menor al 1 % del volumen total de acumulación [39].

- **Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional:** el Reglamento de Coordinación y Operación del SEN se publicó en el diario oficial en diciembre del año 2019. Este reglamento establece las disposiciones que aplican a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como aquellas materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación [40].

El documento incluye la definición de Sistemas de Almacenamiento, distinguiendo dos categorías principales: **Las Centrales con Almacenamiento por Bombeo** y **Las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento**.

El tratamiento de estas categorías se especifica en el capítulo 6 del título III del reglamento, donde el reglamento se refiere en detalle a los sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico.

Se establece que los Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentren interconectados al sistema eléctrico pueden destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

- **Reglamento para Servicios Complementarios:** el Reglamento de Servicios Complementarios fue publicado en el diario oficial en marzo de 2019, el cual tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional [41].

En el Título II del reglamento, dentro del capítulo de consideraciones generales, se establece que los Sistemas de Almacenamiento forman parte de los recursos técnicos a través de los cuales se materializa la prestación de Servicios Complementarios.

En el título V capítulo 1 se refiere a la participación de los usuarios finales y la prestación de servicios complementarios. Se establece que aquellos servicios complementarios que se relacionen con incrementos o reducciones de la demanda de los usuarios finales, podrán prestarse por los mismos consumidores finales, de manera individual o de forma agrupada.

- **Instrucción Técnica RGR N°06/2020:** establece de manera general los requerimientos de diseño, seguridad, instalación, ejecución, inspección y mantención de instalaciones de BESS en instalaciones eléctricas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el objetivo de proveer un servicio

eficiente y de proteger la seguridad de las instalaciones, operarios y personas que hacen uso de ellas [42].

Esta memoria trabaja con la definición de **Hora Punta** entregada en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo publicado en enero del año 2020 [43].

El SEN se divide en subsistemas de acuerdo a la ubicación geográfica de sus instalaciones. Las horas que son consideradas horario punta varía para dichos subsistemas, teniéndose:

- **Subsistemas Centro-Norte y Sur:** se entiende por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, con excepción de los días sábados, domingos y festivos de dichos meses. El resto de las horas del año serán horas fuera de punta [43].

El 16 de junio de 2006, se publicó en el Diario Oficial el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante el cual se aprobó el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

La Norma Técnica para este reglamento establece las exigencias, procedimientos, metodologías, mecanismos y condiciones de aplicación que resulten necesarios para llevar a cabo las transferencias de potencia entre empresas generadoras en los sistemas interconectados. En ella se definen los conceptos de **Demanda Punta** y **Demanda Punta Equivalente de Cada Cliente**:

- **Demanda de Punta:** corresponde a la demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema, para el año de cálculo [44].
- **Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente:** se define como el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo [44].

A continuación se detallan las principales políticas relacionadas con los sistemas de almacenamiento de energía implementadas en distintos países:

- **Estados Unidos:** en Estados Unidos existen distintos entes reguladores encargados de establecer normas, supervisar y fiscalizar la operación de los sistemas eléctricos en los distintos estados. A nivel país, las Comisiones de Servicios Públicos (PUC), se encargan de regular la estructura de tarifas, la gestión de la capacidad y de servicios de energía de gran escala.

Por otra parte, a nivel federal, la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) es el órgano que se encarga de regular las transacciones de energía interestatales, asegura la competitividad de los mercados de energía y entrega las bases en las cuales deben basarse las regulaciones de los sistemas eléctricos [45]-[46].

La FERC ha emitido una serie de órdenes donde se refieren a la operación de los sistemas de almacenamiento de energía. Se presentan a continuación algunas órdenes emitidas por la FERC que han permitido la integración y despliegue de los ESS en los Estados Unidos:

- La orden 890 permite a los sistemas de almacenamiento prestar servicios complementarios, ya sea en un mercado competitivo o regulado [46].
  - La orden 755 introduce el concepto de “pago por desempeño” en la regulación de frecuencia. Entre los criterios monitoreados se encuentra la velocidad y precisión para seguir las señales de control de las fuentes de regulación de frecuencia. Esto permite integrar a los sistemas de almacenamiento en baterías en la prestación de servicios, debido a su buen desempeño en estos parámetros [46].
  - La Orden 841 mandata a todas las Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO) y a los Operadores de Sistemas Independientes (ISO) a diseñar e implementar reglas que permitan la participación de sistemas de almacenamiento de energía en los siguientes servicios: mercados de energía de gran capacidad y servicios complementarios [47]-[48].
  - La orden 845 se refiere al proceso de interconexión de generadores grandes para incluir el almacenamiento de energía y fomentar los sistemas híbridos [48].
- **Alemania:** uno de los conceptos principales de la política energética alemana es el *Energiewende*, o cambio de rumbo energético el cual describe la transición de los combustibles fósiles y la energía nuclear hacia fuentes de generación energía renovables.

Uno de los principales programas impulsado y financiado por el gobierno Alemán es es Battery 2020, el cual tiene por objetivo aumentar el desarrollo de proyectos de energías renovables y movilidad eléctrica en el país. El programa proporciona financiamiento de hasta el 50 % de los costos en investigaciones de proyectos relacionados con la ingeniería de materiales para sistemas BESS de ión-litio [49].

- **Italia:** el desarrollo proyectos y políticas de integración de los sistemas de almacenamiento de energía al sistema eléctrico en Italia, se debe al rápido aumento de las plantas de generación que utilizan fuentes renovables variables.

El operador del sistema de transmisión italiano (Terna) ha implementado distintos proyectos que utilizan sistemas de almacenamiento de energía conectados a la Red Nacional de Transmisión de Electricidad (NTG). El primer proyecto, lanzado por Terna en 2011, se centra en plantas de almacenamiento a gran escala, conectadas a secciones de la red de alta tensión (AT) en el sur de Italia, que son críticas debido a los altos niveles de penetración de las energías renovables no convencionales (ERNC). Este proyecto consiste en la descongestión de líneas de transmisión, utilizando baterías de Sodio-sulfuro [49].

- **Reino Unido:** la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad o OFGEM (*Office of Gas and Electricity Markets*), el regulador eléctrico de Reino Unido, publicó en 2017 el Plan de Flexibilidad y Sistemas Inteligentes (*Smart systems and Flexibility Plan*), actualizado en octubre de 2018, el cual entrega información sobre la eliminación de barreras para distintas tecnologías inteligentes como el almacenamiento de energía y la creación de un mercado para recursos flexibles. En este plan se anuncia la incorporación de una definición para el almacenamiento de energía, entendidos como un subconjunto de la clase de activos de generación. Además se crea un nuevo servicio Respuesta de Frecuencia Mejorada (EFR) y se anuncia su licitación [48].

El EFR corresponde a un un servicio de regulación de frecuencia que requiere una activación en un máximo de un segundo luego de registrada una desviación en la frecuencia.

Esta medida nace debido a la necesidad de responder a las variaciones de la generación renovable, principalmente eólica. Este servicio constituye uno de los principales incentivos para el uso de los sistemas BESS en la red eléctrica en Reino Unido, debido a la rapidez de respuesta de estos sistemas [49].

Otro proyecto relacionado con uso de sistemas de baterías es Smart Network Storage el cual utiliza baterías de litio-manganeso, con el objetivo de almacenar energía generada a partir de fuentes renovables y ser utilizada para brindar soporte a las redes de distribución en horas punta. También se espera que esto reduzca las facturas de electricidad para los consumidores [49].

- **Japón:** una de las principales políticas que ha tenido como objetivo impulsar el desarrollo y la incorporación de proyectos de sistemas BESS en el sistema eléctrico es la Estrategia de Almacenamiento de Baterías (*Storage Battery Strategy*) en el año 2012 por parte del Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón (METI)

La estrategia contempló la creación de un equipo que integra la Agencia de Recursos Naturales y Energía, la Oficina de Políticas de Comercio e Información y la Oficina de Industrias de Manufactura. El objetivo del equipo es formular e implementar políticas estratégicas integradas para las baterías de almacenamiento, incluida la creación de futuros mercados de baterías de almacenamiento, la mejora de la competitividad industrial y la estandarización internacional de tecnologías relevantes [50].

En la tabla 2.5 se puede ver un resumen comparativo de las distintas iniciativas legales, de financiamiento y políticas implementadas que permiten caracterizar a los países analizados de acuerdo a la gestión y avance en la integración de los sistemas de almacenamiento de energía.

Tabla 2.5: Regulación e iniciativas de países asociadas a los ESS.

País		Regulación e iniciativas
Chile		Inyecciones, retiros y arbitraje. Infraestructura de transmisión. Servicios complementarios. Instrucción Técnica para el uso de BESS.
Estados Unidos		Órdenes FERC. California: incentivos para instalación BESS detrás de medidor.
Alemania		BESS y sistemas fotovoltaicos. Financiamiento en I+D.
Reino Unido		Respuesta de Frecuencia Mejorada. Respaldo en redes de distribución.
Italia		Descongestión en líneas de transmisión.
Japón		Subsidios para BESS en redes de distribución.

### 2.4.1. Análisis de la revisión

De acuerdo a la revisión anterior se pueden establecer conclusiones acerca del estado actual de los sistemas de almacenamiento de energía en Chile y extranjero en cuanto a su estado regulatorio.

- Chile ha establecido un marco regulatorio que permite la integración y operación de los sistemas de almacenamiento de energía en los siguientes aspectos y aplicaciones: Arbitraje de Energía (Retiros e Inyecciones), Centrales de Bombeo, Servicios Complementarios e instrucción técnica para la instalación de sistemas BESS.
- La legislación chilena no se refiere al uso de los sistemas de almacenamiento para la aplicación del recorte de punta en el sistema eléctrico. Solo una aproximación puede encontrarse en el Reglamento para Servicios Complementarios, donde se establece que aquellos SSCC que se relacionen con reducciones de la demanda de los usuarios finales, podrán prestarse por los mismos consumidores finales.
- A nivel global se presenta una directa relación entre las políticas de integración de energías renovables y la necesidad de incorporar elementos de flexibilidad en las redes eléctricas como el almacenamiento de energía.
- Sobre la regulación de los ESS en el mundo, se pudo identificar un elemento común en países desarrollados y es que presentan programas públicos y privados de financiamiento para proyectos relacionados con el almacenamiento de energía en baterías.
- Chile tiene el desafío de imitar iniciativas de países desarrollados, implementado políticas públicas y de financiamiento, con el fin de generar incentivos para que los BESS se utilicen en aplicaciones detrás de medidor con el fin de aportar a la flexibilidad del sistema, permitir una mayor autonomía del consumo y gestión de la energía por parte de los usuarios finales.

## 2.5. Modelos de optimización

En la siguiente sección se exponen los principales estudios y publicaciones que han abordado el problema del dimensionamiento de sistemas de almacenamiento de energía en baterías mediante modelos de optimización para la aplicación del recorte de punta. Se revisan principalmente los aspectos metodológicos, las distintas formulaciones del problema y sus métodos de resolución.

### 2.5.1. Ejemplo 1

El trabajo desarrollado en [35] propone un modelo de optimización que busca estimar dos parámetros que definen la operación de los sistemas BESS en la aplicación de recorte de punta. El primero corresponde a la capacidad nominal ( $B_{cap}$ ) en  $[kWh]$  y el segundo es la potencia nominal ( $B_{pwr}$ ) en  $[kW]$ .

En la Figura 2.15 se ilustra un ejemplo de perfil de carga arbitrario, en este caso se utilizan rectángulos para simplificar las ecuaciones. El peak de potencia corresponde a una noción relativa que requiere de un valor de referencia. El artículo no especifica métodos para

establecer esta referencia. De esta forma, el valor peak en las curvas de carga se definen como el área por encima del valor de referencia establecido. En la Figura 2.15 se identifican las siguientes variables:

- $P_{shave}$ : representa el valor de potencia de referencia, el cual no debería ser sobrepasado.
- $B_{pwr}$ : es la cantidad máxima de potencia requerida a recortar.
- $\Delta T$ : corresponde a la duración del peak de potencia y debe ser igual al tiempo de descarga del BESS a utilizar.

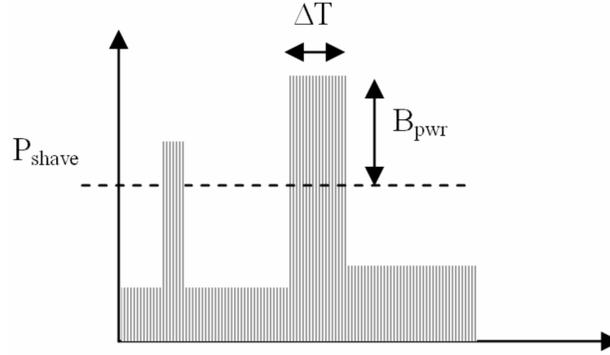


Figura 2.15: Aplicación de recorte de punta [35].

Además, el área por sobre  $P_{shave}$  es la capacidad del sistema de baterías, es decir  $B_{cap}$ . Así, la relación entre  $B_{pwr}$  y  $B_{cap}$  se presenta en la ecuación 2.2.

$$B_{cap} = B_{pwr} \Delta T \quad (2.2)$$

La metodología plantea como función objetivo el beneficio obtenido debido a la aplicación del recorte de punta durante el período determinado. El beneficio ( $B$ ) se define como la diferencia entre el ahorro ( $A$ ) y los costos ( $C$ ), los cuales dependen del tamaño de la batería ( $Size$ ), es decir, de  $B_{pwr}$  y  $B_{cap}$ , y del horario de funcionamiento del sistema BESS ( $OS$ ). El costo incluye la instalación, operación y mantenimiento del sistema de baterías.

La ecuación 2.3 muestra el problema de optimización, donde se desea maximizar el beneficio económico por medio de la reducción del pago de demanda de potencia con un BESS de mínima capacidad es decir, un sistema con el menos costo posible.

$$\max A(Size, OS) - B(Size, OS) \quad (2.3)$$

El ahorro ( $A$ ) depende de la reducción de la cantidad de potencia demandada, expresada como la diferencia entre el valor de la factura eléctrica sin considerar la aplicación del sistema BESS y el valor de factura cuando sí se aplica un sistema de baterías para aplicar un recorte de punta.

Usualmente para clientes industriales, la factura o cobro por uso de electricidad es dividido en dos partes, una componente de energía y una de potencia demandada. El cobro por

energía corresponde al producto entre la cantidad de energía consumo y la tarifa asociada. Por otra parte el cobro por potencia demandada viene dada por la multiplicación entre la demanda máxima y los cargos asociados. Si este máximo de demanda excede el límite contratado se cobran penalizaciones adicionales al cliente. Donde  $P_{max}$  es la demanda promedio (usualmente registrada cada 15 minutos).

### 2.5.2. Ejemplo 2

El trabajo desarrollado en [51] propone una metodología para el dimensionamiento de un BESS para el recorte de punta en redes de distribución, con el fin de realizar un análisis de viabilidad técnico-económica para el uso de distintas tecnologías de baterías en esta aplicación. Se considera que el propietario del sistema BESS es la empresa de distribución.

Como datos de entrada, se utiliza un conjunto de datos que contiene característica técnicas de sistemas BESS comercialmente disponibles, tales como la eficiencia, la profundidad de descarga y ciclos de vida, como también sus costos de capital, operación y mantenimiento.

La Figura 2.16 muestra la metodología propuesta para el dimensionamiento de baterías, la cual se basa en minimizar los costos totales de la red de distribución. Esta consiste en un proceso iterativo dividido en tres etapas principales:

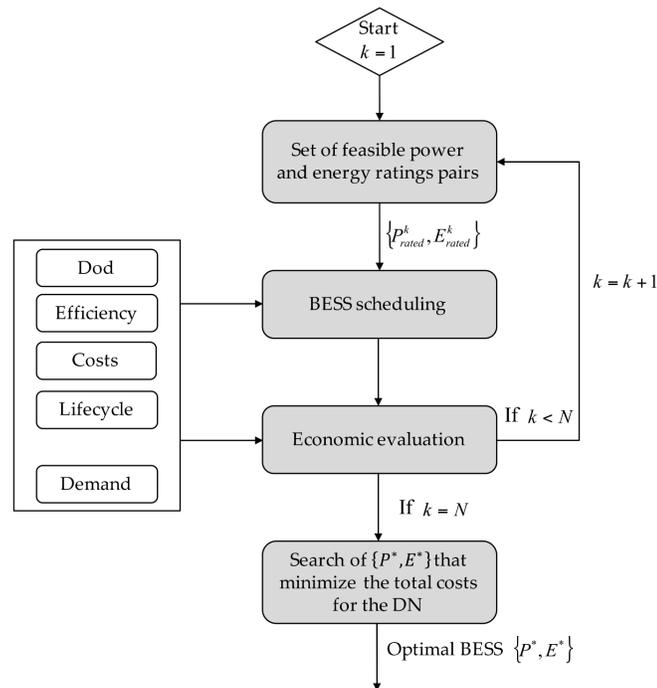


Figura 2.16: Metodología propuesta en [51].

1. **Selección de un conjunto factible de pares Energía y Potencia:** la primera etapa consiste en seleccionar un conjunto factible de pares de energía y potencia (valores nominales)  $\{P^k, E^k\}$  para sistemas de baterías que se encuentren comercialmente disponibles, donde el índice  $k$  representa el número de cada par.

Esta selección se realiza considerando que para la aplicación del recorte de punta el BESS debe ser capaz de suministrar energía durante al menos algunas horas al día.

2. **Operación y programación del BESS:** en esta etapa se determina la programación diaria óptima de carga y descarga del sistema de baterías. Para minimizar los costos de la red de distribución, la carga de energía se programa para operar en períodos donde la energía posee un menor costo, mientras que el proceso de descarga se programa para liberar energía durante las horas punta.

El nivel de energía presente en el sistema de batería en un determinado tiempo  $t$  ( $SoC_t$ ) se calcula como la diferencia entre el estado de carga en dos instantes de tiempo consecutivos. Las ecuaciones 4.3 y 2.5) representan la energía disponible en el BESS en los procesos de carga y descarga respectivamente.

$$SoC_t = SoC_{t-1} + \Delta t \cdot P_t \cdot \eta_c \quad (2.4)$$

$$SoC_t = SoC_{t-1} + \Delta t \cdot P_t \cdot \eta_d \quad (2.5)$$

Donde:

- $\Delta t$ : es el intervalo de tiempo considerado, en este caso corresponde a una hora.
- $P_t$ : es la potencia descargada desde la unidad de almacenamiento o la potencia cargada desde la red en el tiempo  $t$ .
- $\eta_c$  y  $\eta_d$ : son las eficiencia de carga y descarga del BESS respectivamente.

La energía que es posible almacenar en la unidad de almacenamiento se encuentra limitada por los valores mínimos y máximos del estado de carga ( $SoC_{min}$  y  $SoC_{max}$ ) del sistema de baterías, resultando en la siguiente restricción:

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \quad (2.6)$$

Adicionalmente el BESS debe satisfacer durante su operación que la potencia  $P_t$  sea menor que la tasa máxima de carga  $P_{BESS}^{max}$ , representado en la siguiente restricción:

$$|P_t| \leq P_{BESS}^{max} \quad (2.7)$$

Finalmente, se considera una restricción que impone que al final de cada día en el período de control el nivel de energía debe ser el mismo que al comienzo de cada día.

$$SoC_T = SoC_0 \quad (2.8)$$

3. **Evaluación económica:** esta etapa se encarga de evaluar los costos totales de la red de distribución ( $OF$ ) en base a la ecuación 2.9, durante la vida útil del sistema de baterías.

$$OF = C_{capital}^{BESS} + NPV(O\&M) + NPV(ELC_{BESS}) + NPV(PPC) \quad (2.9)$$

Se explican a continuación las variables involucradas en el cálculo de los costos totales:

- $C_{capital}^{BESS}$ : es el costo de capital del sistema de baterías.
- $NPV(O\&M)$ : es el valor presente neto de los costos de operación y mantenimiento ( $O\&M$ ) del BESS.
- $NPV(ELC_{BESS})$ : es el valor presente neto de los costos de energía debido a las pérdidas del BESS.
- $NPV(PPC)$ : es el valor presente neto del cargo de peak de energía/carga/potencia pagado por la red de distribución.

Los costos ( $O\&M$ ) se consideran como una tasa anual constante durante la vida útil del proyecto y se estiman como un porcentaje fijo del costo de capital. Los costos de capital de un BESS se pueden desglosar en un componente de energía y uno de potencia. Los costos de energía se expresan en costo por unidad de energía almacenada ( $$/kWh$ ), mientras que los costos de energía se expresan en costo por unidad de energía ( $$/kW$ ).

### 2.5.3. Ejemplo 3

En [52] se propone un método para estimar la capacidad de energía ( $E_s$ ) y potencia ( $p_{max}$ ) de un sistema de almacenamiento de energía en baterías y sus potenciales beneficios para aplicaciones detrás de medidor. El modelo desarrollado se aplica para obtener el tamaño óptimo de un BESS en edificios comerciales de distintas regiones de Estados Unidos.

En primera instancia se formula un modelo de optimización lineal cuya función objetivo se muestra en la ecuación 2.10, donde el primer término ( $C_E$ ) corresponde al costo de la energía consumida y el segundo término ( $C_D$ ) corresponde al costo por demanda máxima consumida por parte del usuario, durante un período de tiempo determinado.

El optimizador utiliza como datos de entrada el perfil de carga de los usuarios y su estructura tarifaria, mientras que las restricciones asociadas al problema las imponen la operación y programación del sistema de baterías en base a parámetros técnicos como la eficiencia y la tasa de descarga.

$$\min C_E + C_D \quad (2.10)$$

La función objetivo 2.10 permite estimar el beneficio económico donde los valores  $E_s$  y  $p_{max}$  del sistema BESS se tratan como parámetros. Los costos de capital de la batería están predeterminados y por lo tanto no se incluyen en la optimización.

Luego, la formulación anterior del problema es adaptada para incluir el costo de la batería en función de  $E_s$  y  $p_{max}$  con el fin de capturar la compensación entre beneficios y costos, y de esta manera determinar el tamaño de batería más económico.

$$\min C_E + C_D - \alpha (aE_s + bp_{max}) \quad (2.11)$$

Donde:

- $a$  : es el costo de capital equivalente con el respectivo costo del tamaño de energía en  $[kWh]$ .

- $b$  : Es el costo de capital equivalente en  $[kW]$ .
- $\alpha$  : es el factor de recuperación de capital para una vida útil determinada de la batería.

El costo de capital equivalente incluye los costos de inversión, instalación y los costos de operación y mantenimiento para una determinada vida útil de baterías.

#### 2.5.4. Ejemplo 4

En [53] se plantea y desarrolla un modelo de optimización lineal de dimensionamiento de baterías para la aplicar recorte de punta a clientes industriales. Una de las principales características del funcionamiento de un BESS consideradas en este estudio es la degradación o envejecimiento que sufren las baterías, un factor relevante al momento de evaluar la operación y los costos durante la operación de un BESS.

Se presenta un modelo de envejecimiento para baterías de Ión-litio, en el cual se identifican dos tipos de degradación: La degradación calendárica consiste en una pérdida irreversible de la capacidad de la batería producida por la evolución de capas de pasivación en las interfaces electrodo-electrolito. Por otra parte el envejecimiento cíclico se asocia con una disminución en el rendimiento energético y puede ser causado por distintos fenómenos, por ejemplo la tensión mecánica en los materiales activos de los electrodos o el revestimiento de litio. Ambas componentes de degradación definen el estado de salud de una batería (en inglés *State of Health*, SoH), el cual permite estimar la disminución de la capacidad de una batería. En este artículo, se asume que el BESS debe ser reemplazado cuando el SoH cae al 80% de la capacidad nominal. El envejecimiento total se puede estimar utilizando el principio de superposición, como se muestra en la ecuación 2.12.

$$\text{aging}_{\text{tot}} \approx \text{aging}_{\text{cal}} + \text{aging}_{\text{cyc}} \quad (2.12)$$

Además, se presenta un modelo linealizado de degradación de baterías basado en un circuito equivalente junto con un modelo térmico para una celda con ánodo de grafito y cátodo de níquel, manganeso y cobalto (NMC), el cual permite incorporar la variable de envejecimiento a las restricciones del modelo.

El problema de optimización se plantea en la ecuación 2.13 y se basa en minimizar los costos asociados al proyecto.

$$\min \quad C_{\text{energy-tot}} + C_{\text{power-max}} + C_{\text{storage-deg}} \quad (2.13)$$

Donde:

- $C_{energy-tot}$ : corresponde al costo asociado al consumo de energía por parte de los usuarios. Se compone del precio base de la energía, la estructura tarifaria y los impuestos asociados.
- $C_{power-max}$ : es el costo que se carga a los usuarios debido a su máximo consumo de potencia.
- $C_{storage-deg}$ : costo asociado al envejecimiento del sistema de baterías.

La función objetivo y las restricciones estructuradas en este estudio poseen relaciones lineales. Esto significa que el efecto de cambiar una variable de decisión es proporcional a su magnitud. Por esta razón, el método de solución que se utiliza es programación lineal mediante el algoritmo simplex dual.

Sobre los datos de entrada del modelo propuesto, se utilizan perfiles de carga de carga de clientes que cubren un año completo, con el fin de capturar todas las estaciones con sus características y patrones de consumo.

### 2.5.5. Análisis de la revisión

De acuerdo a la revisión anterior se pueden establecer conclusiones e identificar elementos comunes en el estado del arte sobre las distintas propuestas y soluciones para obtener el tamaño óptimo de sistemas de baterías para el recorte de punta. Estos elementos se utilizan como referencia para el diseño y la elaboración de la metodología propuesta en el presente trabajo:

- Existen distintas formulaciones de funciones objetivos, identificando principalmente dos tipos. El primero consiste en minimizar los costos asociados al consumo de energía y potencia de la factura eléctrica del usuario en conjunto con los costos totales del sistema de baterías (capital, inversión, degradación, mantenimiento y operación). El segundo tipo de formulación consiste en maximizar el beneficio económico, entendido como la diferencia entre la factura eléctrica sin la aplicación del recorte de punta y cuando se utiliza un sistema BESS para el peak shaving.
- El análisis y evaluación técnica contemplan la programación diaria del sistema de baterías y su degradación, en base a parámetros como la eficiencia, el estado de carga, el estado de salud, la tasa de descarga, entre otros. Por ejemplo, el estado de carga se identifica como un indicador de la cantidad de energía disponible en la batería, el cual se puede estimar como la transición de un valor de  $SoC$  a otro en un intervalo de tiempo determinado para asegurar una operación y programación diaria óptima.
- La evaluación y análisis económico se encargan de evaluar los distintos costos asociados de las distintas opciones comercialmente disponibles de sistemas de baterías. En general se realiza mediante el análisis del valor presente neto, considerando como proyección temporal la vida útil del BESS.
- Se pudo ver que en general los datos de entrada que ingresan a un modelo de optimización son el perfil de carga de los usuarios, la estructura tarifaria y de precios, y costos

asociados al sistema de baterías. Se analiza el comportamiento de clientes o posibles usuarios de baterías detrás de medidor para la aplicación del recorte de punta, durante el período de un año, con el fin de captar patrones de consumo en distintas estaciones del año.

- Sobre los métodos de solución, la optimización lineal se plantea como una alternativa en [52]-[53]. Se mencionan otros métodos de mayor complejidad como la programación dinámica utilizada en [35].
- En la revisión realizada no se hace mención sobre los métodos para fijar el nivel de recorte de energía. Esto abre un espacio de propuesta para esta memoria, la cual se aborda en la sección 4.3.2.

# Capítulo 3

## Casos de estudio

En este capítulo se presentan los casos que serán estudiados por medio de la aplicación de la metodología expuesta anteriormente, en cada una de las siguientes secciones se exponen las características relevantes que que posicionan estos casos como escenarios relevantes, y a su vez se especifican aquellas cualidades que hacen de estos una aproximación concluyente para la aplicación de un BESS en el recorte de punta de clientes industriales.

### 3.1. Base de Datos

Los datos de consumo de los clientes industriales que se analizan en esta memoria se obtuvieron desde la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, específicamente desde la sección Informes y Estudios, donde es posible obtener datos históricos de los retiros de energía del sistema eléctrico nacional. A continuación se detallan las columnas y características que contiene esta base de datos:

- **Clave Año-Mes:** Indica el año y mes de los retiros de energía, por ejemplo 1804 indica que el año corresponde al 2018 y al mes de abril.
- **Hora mensual:** Representa la hora mensual en la que efectúa cada retiro de energía.
- **Suministrador:** Contiene los nombres de las empresas generadoras encargadas de suministrar la energía a los distintos clientes del sistema eléctrico.
- **Medida [kWh]:** Esta columna corresponde a los retiros de energía de los clientes en [kWh], los cuales se encuentran muestreados cada 1 hora.

El presente trabajo utiliza tres clientes de una empresa generadora para aplicar la metodología propuesta en el capítulo anterior. Se escogió una variedad de industrias con el objetivo de abarcar y analizar distintos comportamientos y patrones de consumo, y cómo estos afectan la factibilidad del uso de un sistema BESS en la aplicación de recorte de punta.

Los tres clientes escogidos corresponden a una **Universidad**, una empresa **Minera** y una empresa **Viñatera**. Con el fin de analizar comportamiento estacional e histórico de los clientes escogidos se observan y analizan los retiros de tres años consecutivos (2018, 2019 y 2020).

## 3.2. Clientes libres

En esta sección se presenta el comportamiento de consumo de los clientes escogidos durante el período a analizar mediante visualizaciones y métricas de interés.

Las Figuras 3.1, 3.2 y 3.3 muestran el promedio mensuales de los retiros de energía para los clientes analizados durante los años 2018, 2019 y 2020. Se puede observar que el cliente **Universidad**, en la Figura 3.1, posee una curva similar para el consumo promedio de energía mensual hasta el mes de septiembre durante los años 2018 y 2019. La diferencia en los siguientes meses se atribuye al inicio de la crisis social en Chile durante octubre de 2019. La curva correspondiente al año 2020 posee un comportamiento distinto a los años anteriores, lo cual se explica por la pandemia del coronavirus que ha obligado a los establecimientos educacionales a dictar clases de manera remota, lo que se refleja en la disminución del consumo de energía en las instalaciones del cliente. De acuerdo a lo explicado anteriormente, el año que se considerará para el desarrollo del optimizador será el año 2018, que contiene condiciones normales de operación en un contexto universitario.

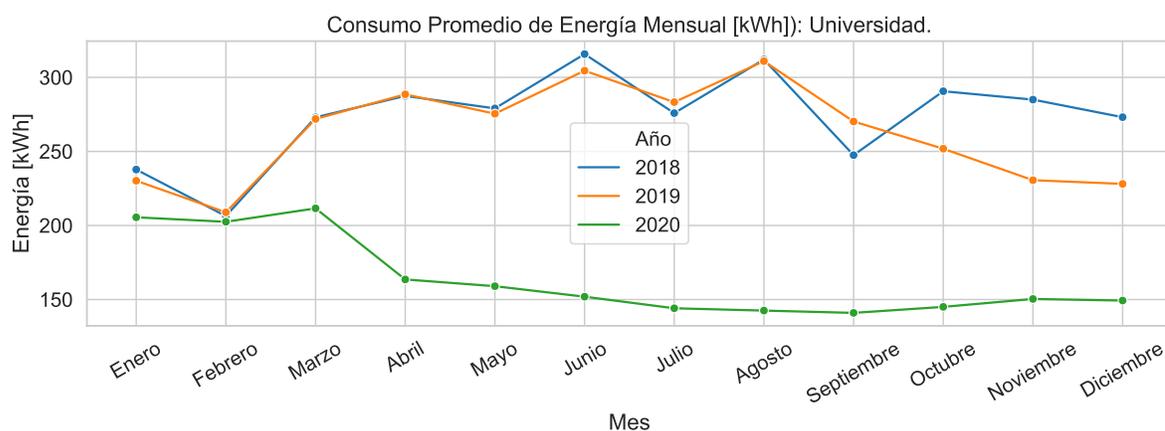


Figura 3.1: Consumo promedio energía mensual Universidad.

Para el caso del cliente **Viña**, en la Figura 3.2, se observa un patrón de consumo similar cada mes durante los tres años analizados con algunas diferencias y perturbaciones en algunos momentos del año. Factores externos que pueden explicar estas diferencias son la disponibilidad del recurso hídrico para regadío de una viña. Es por esta razón que podría utilizarse cualquiera de los tres años para el estudio, en este caso se opta por trabajar con el año 2018.

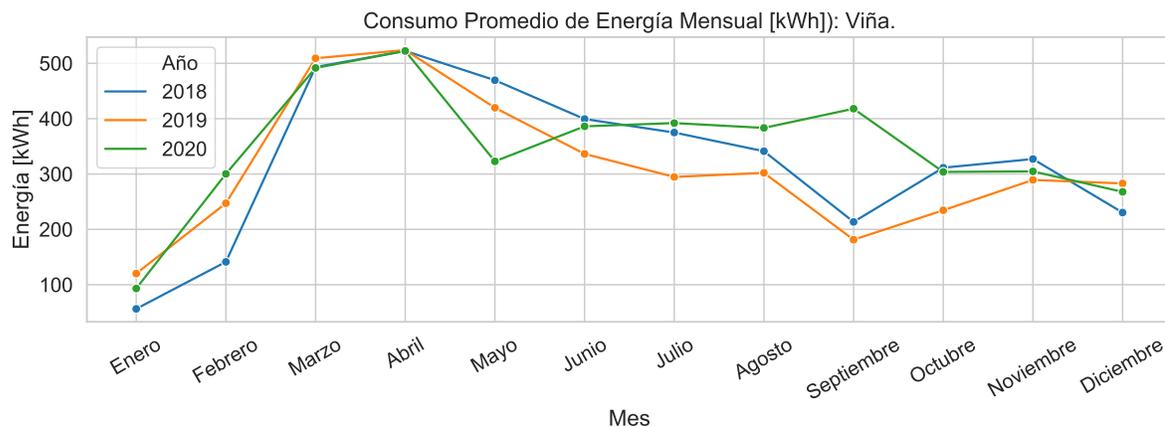


Figura 3.2: Consumo promedio energía mensual Viña.

El cliente **Minera**, en la Figura 3.3, posee un comportamiento irregular y no se identifica un patrón estacional en los años analizados. Algunas de las principales variables explicativas de estas variaciones pueden ser los cambios del precio del cobre y las huelgas asociados a los sindicatos mineros. Para este cliente se analizan dos años de operación con el objetivo de estudiar como se modifican los resultados del dimensionamiento de baterías en curvas de consumo distintas para un mismo cliente.

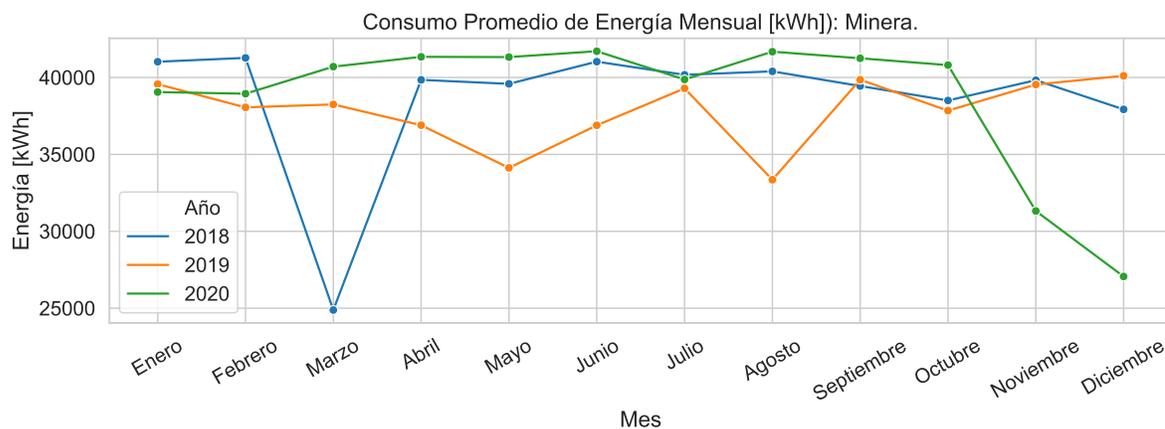


Figura 3.3: Consumo promedio energía mensual Minera.

En las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6 se puede visualizar el factor de carga mensual promedio, calculado de acuerdo a la ecuación 2.1, para cada cliente en los años escogidos en el análisis desarrollado anteriormente. Un factor de carga mensual promedio bajo indica que la cantidad peaks de energía es alta y que sus cargas asociadas al consumo son altamente variables. Debido a esto, aquellos meses que posean bajos factores de carga, son de interés de analizar para la aplicación del recorte de punta. Por otra parte, un alto factor de carga implica un perfil de consumo relativamente equilibrado. El cliente **Universidad** (Figura 3.4) alcanza su menor factor de carga el mes de julio 41,75 %. El factor de carga promedio en los doce meses es de 47,91 % y el máximo se alcanza en el mes de marzo 54,39 %.

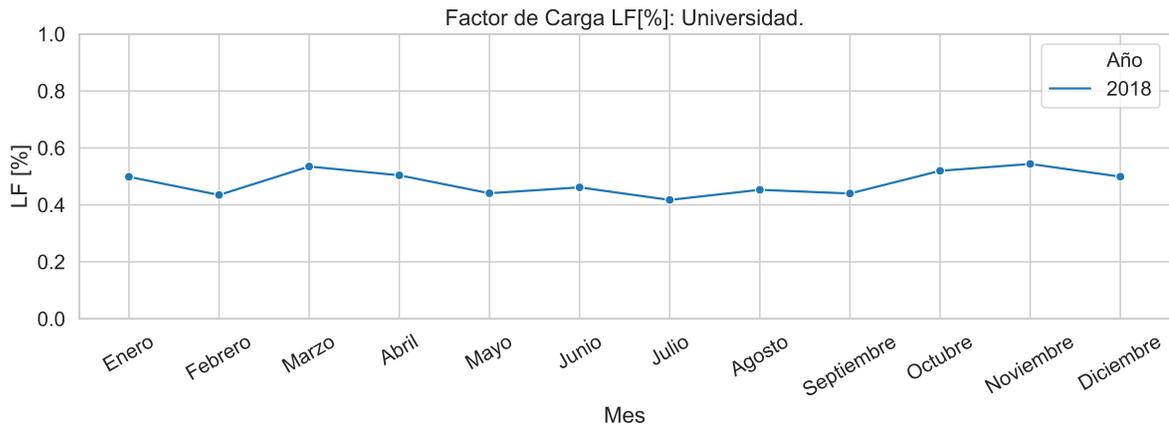


Figura 3.4: Factor de carga Universidad, año 2018.

El cliente **Viña** (Figura 3.5) posee un factor de carga promedio mensual de 46,56 % para el año 2019, el valor mínimo se alcanzó en el mes de febrero (27,18 %), mientras que el valor máximo se alcanzó en enero (66,40 %). Este cliente posee factores de carga medios, lo que significa que su consumo y perfil de carga puede ser mejorado si se limitan los peaks de energía.

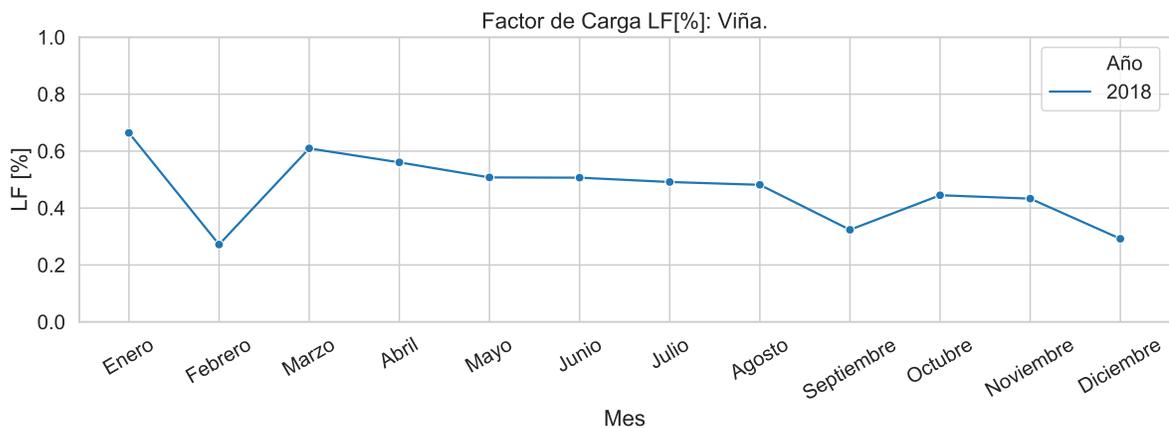


Figura 3.5: Factor de carga Viña, año 2018.

El factor de carga promedio mensual de factor de carga para el cliente **Minera** (Figura 3.6) en el año 2018 es de un 89 %. Este año, todos los meses se alcanzó un factor de carga mayor o igual 89 %, excepto el mes marzo, que corresponde al menor valor (57,55 %) . Para el año 2019 también se alcanzó un promedio de 89 % para el factor de carga mensual, el mes con menor valor fue agosto (76,6 %) y el resto de los meses posee factores de carga mayores a 89 %. Se puede ver que este cliente posee factores de carga elevados, lo que indica que su consumo y perfil de carga es relativamente balanceado.

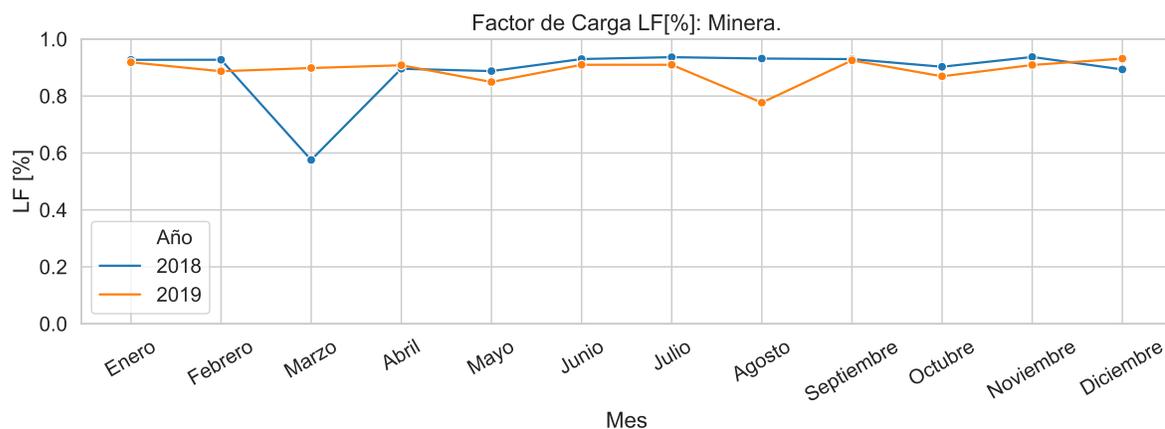


Figura 3.6: Factor de carga Minera, años 2018-2019.

Las Figuras 3.7, 3.8 y 3.9 muestran el consumo promedio de energía durante las horas del día de los años analizados para cada cliente. A las 11:00 AM se concentra el mayor consumo promedio de energía para el caso de la **Universidad** (Figura 3.7), lo cual se condice con lo mostrado en la tabla 3.1 que muestra que la mayor concentración de máximos (33,61 %) se alcanza a las 11:00 AM.

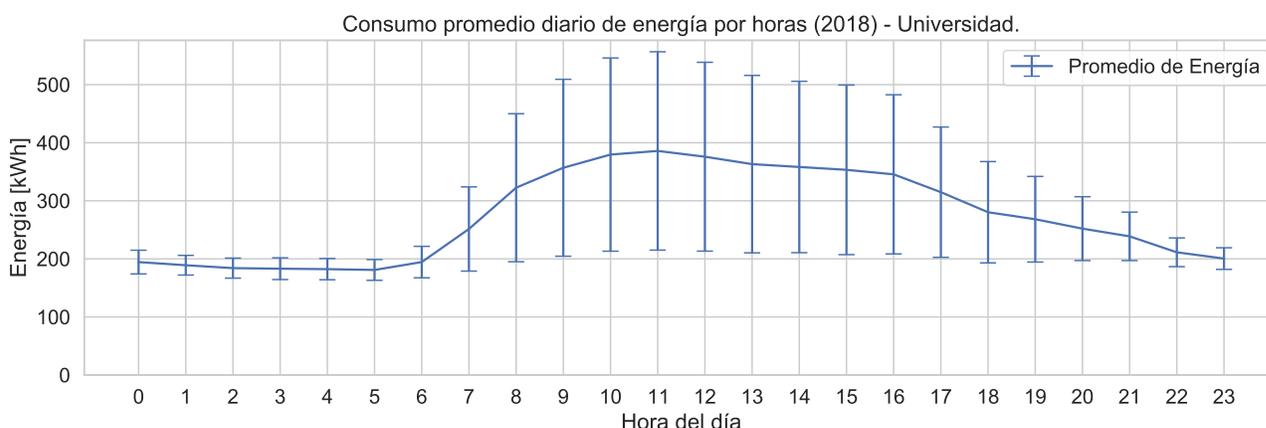


Figura 3.7: Consumo promedio horario Universidad, año 2018.

Tabla 3.1: Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 - Universidad.

Hora del día	Máximos de energía alcanzados [%]
10:00 hrs	12,84
11:00 hrs	33,61
12:00 hrs	12,02
20:00 hrs	10,66

En la Figura 3.8 se observa que la **Viña** posee una alta varianza en el consumo de energía promedio por hora para el año 2018. Además se puede ver que a las 12 AM se concentra

mayor cantidad de de consumo promedio, sin embargo la tabla 3.2 muestra que los máximos de energía se concentran a las 15:00 PM. Esta discrepancia se puede explica por la alta varianza en el consumo horario observada.

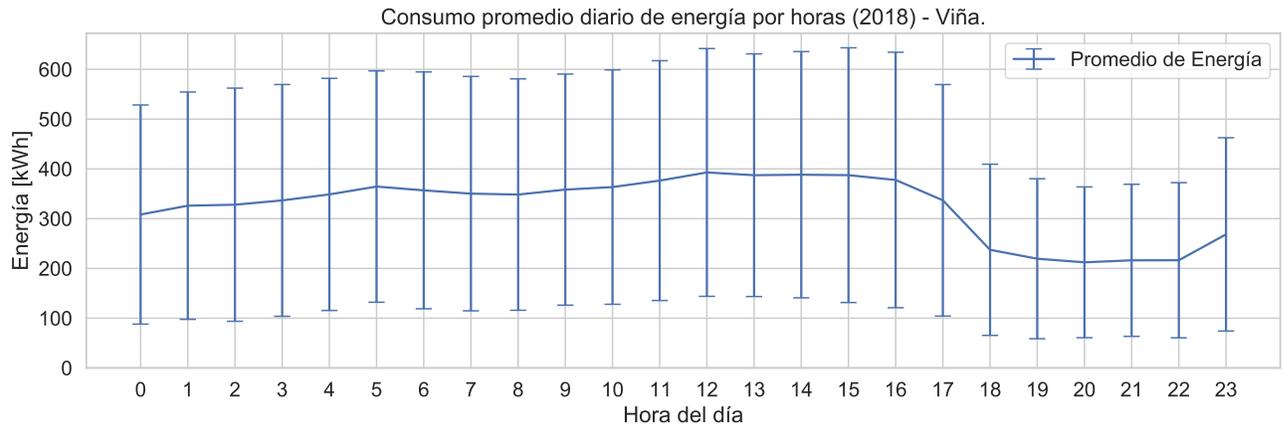


Figura 3.8: Consumo promedio horario Viña, año 2018.

Tabla 3.2: Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 - Viña.

Hora del día	Máximos de energía alcanzados [%]
05:00 hrs	9,56
12:00 hrs	10,38
13:00 hrs	10,66
14:00 hrs	9,02
15:00 hrs	13,39
16:00 hrs	9,02

De acuerdo a la Figura 3.9, se puede ver que el cliente **Minera** posee una baja varianza horaria consumo de energía, tanto para el año 2018 y 2019. Esto, sumado a los altos factores de carga que caracterizan a este cliente, se desprende que la minera posee un consumo similar a lo largo de las horas del día. Como se puede ver en la tabla 3.3 los máximos de energía se encuentran dispersos a lo largo del día y no se concentran en un momento exacto del día. De acuerdo a la tabla 3.3, no existe una hora del día que concentre más del 12% y 8% de los máximos de energía alcanzado para los años 2018 y 2019 respectivamente.

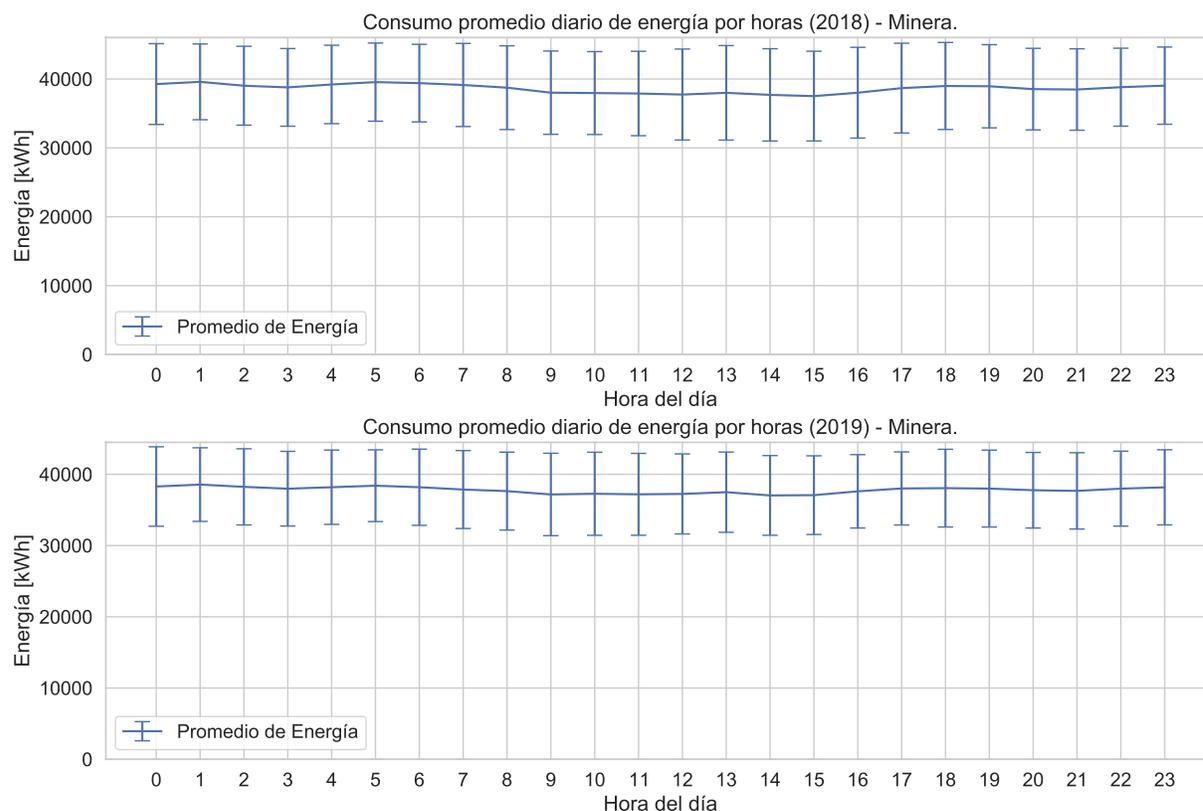


Figura 3.9: Consumo promedio horario Minera, años 2018 y 2019.

Tabla 3.3: Porcentaje de máximos de energía alcanzados en horas del día año 2018 y 2019 - Minera.

Año 2018		Año 2019	
Hora del día	Máximos de energía alcanzados [%]	Hora del día	Máximos de energía alcanzados [%]
01:00 hrs	12,30	01:00 hrs	8,72
05:00 hrs	12,30	18:00 hrs	8,17
06:00 hrs	7,92	23:00 hrs	7,36
18:00 hrs	8,47	00:00 hrs	7,36

Finalmente, se puede establecer que las diferentes industrias poseen un comportamiento distinto en cuanto a los peaks promedios horarios. Esto implica que en la estrategia de despacho de energía de un sistema de baterías de recorte de punta debe ser optimizado para operar en los períodos distintos del día según los patrones de consumo de los distintos casos.

### 3.2.1. Proyección de consumo

Con el fin de evaluar, proyectar y traer a valor presente los costos y beneficios del proyecto se requiere proyectar el consumo futuro de los clientes en estudio. Para ello se toman como referencia las tasas anuales de crecimiento en la demanda las cuales se encuentran en el informe Proyección de Demanda Eléctrica 2018 –2038 (disponible en [54]), publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional el día 22 de enero de 2019. En este documento se hace una distinción entre los tipos de clientes presentes en el sistema eléctrico:

- **Vegetativos:** Corresponden a clientes de empresas distribuidoras sometidos a regulación de precios.
- **Industriales:** No se encuentran sometidos a regulación de precios por parte de empresas distribuidoras. Caben dentro de esta categoría clientes que no pertenecen al rubro minero y usualmente se asocian con procesos del tipo productivo.
- **Grandes Clientes:** Principalmente pertenecientes a la gran minera u otros similares en cuanto al comportamiento de su crecimiento del nivel de demanda de energía.

Por tanto de acuerdo a esta clasificación, los clientes sometidos a estudio en este trabajo se catalogan de la siguiente manera: Viña y Universidad son clientes industriales y Minera se incluye dentro de los Grandes Clientes. En Anexo 1 se puede encontrar la tabla con los valores de las tasas anuales de crecimiento en el consumo para cada tipo de cliente.

El cálculo del consumo energía en un determinado año  $C_{t+1}$  se puede estimar mediante la ecuación 3.1, donde  $C_t$  corresponde al consumo de energía en el año anterior al calculado y  $k$  es la tasa de crecimiento anual del consumo de energía.

$$C_{t+1} = C_t + k \cdot C_t \quad (3.1)$$

Debido a que los datos de consumo disponibles para los tres clientes analizados contemplan los años 2018, 2019 y 2020, se debe fijar el año basal para proyectar a futuro los retiros. En las Figuras 3.10, 3.11 y 3.12, se presenta la proyección a 10 años para los tres clientes, tomando como año de referencia el 2018 y 2020.

La curvas graficadas para el cliente Viña en la Figura 3.10, indican que, utilizando como referencia el año 2018, existe una diferencia entre el valor real del consumo total de energía y los valores proyectados para los años 2019 y 2020. Debido a esto, para el cliente Viña se utiliza como año basal de proyección el año 2020 con el fin de obtener valores futuros que representen de manera más precisa el consumo en los años siguientes.

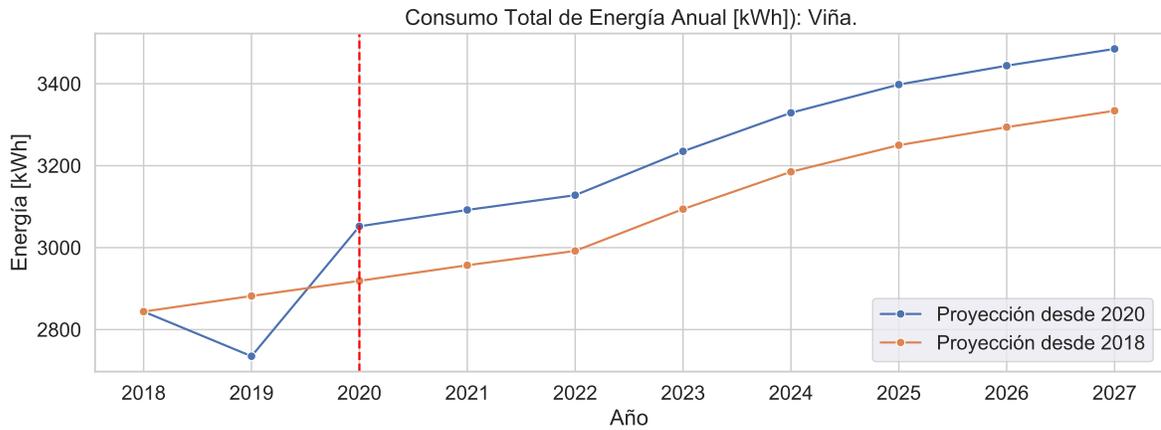


Figura 3.10: Proyección de consumo: Viña.

Con respecto al consumo del cliente Universidad, en la Figura 3.11 se puede ver que realizando una proyección del consumo desde el año 2020, los valores obtenidos no son fidedignos a los de un año de operación normal, explicado principalmente por la ausencia de actividades presenciales en el campus universitario producto de la pandemia del coronavirus durante el año 2020. Es por esta razón que el año de referencia para consumos futuros en este caso, corresponde al año 2018.

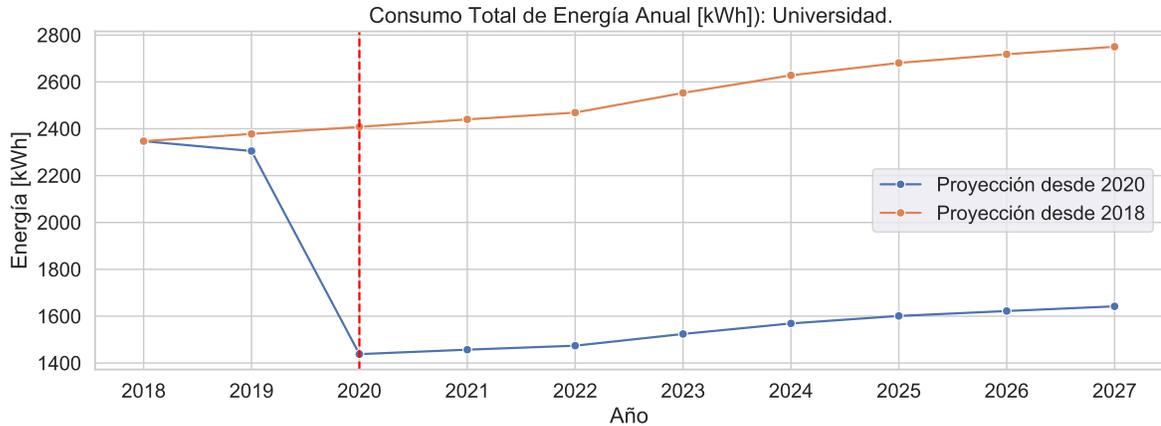


Figura 3.11: Proyección de consumo: Universidad.

Para el cliente Minera, en la Figura 3.12, de manera similar al cliente Viña, se obtiene una discrepancia entre el valor real y proyectado de los consumos totales de los años 2019 y 2020. De manera análoga al caso del cliente Viña, para el cliente se utilizan valores actualizados y reales, por lo que los años de referencia para la proyección de consumo y posterior optimización son 2018 y 2019.

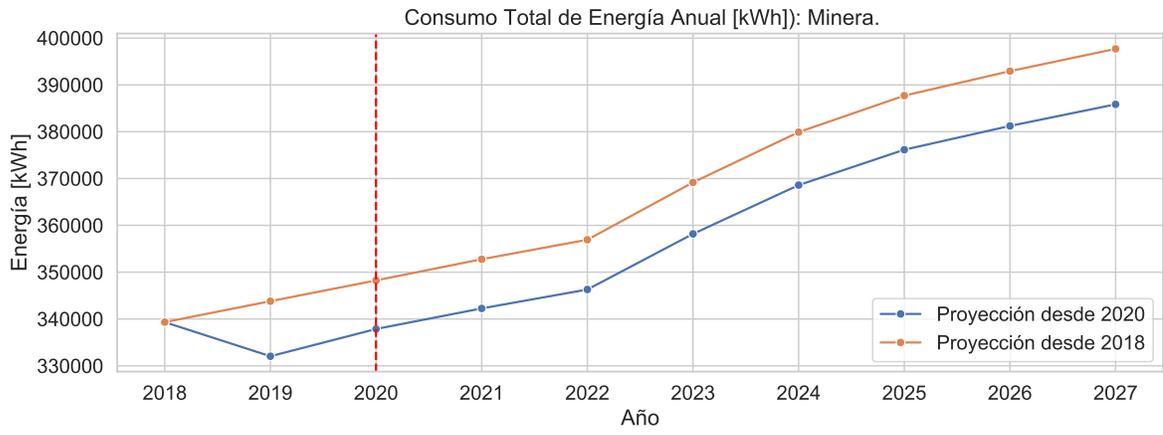


Figura 3.12: Proyección de consumo: Minera.

# Capítulo 4

## Optimizador

En el presente capítulo, se presentan la función objetivo del modelo propuesto, además, por medio del análisis técnico y económico se derivan las restricciones del problema. Posteriormente, se presentan las métricas utilizadas para realizar la evaluación económica de los resultados del modelo. Finalmente, se explican los distintos escenarios propuestos a considerar para la obtención de resultados y evaluación del modelo.

### 4.1. Función objetivo

La función objetivo del modelo de optimización planteado (ecuación 4.1) consiste en el beneficio económico percibido por los clientes gracias a la utilización de un sistema de baterías para el recorte de punta. El beneficio económico se calcula como la diferencia entre el ahorro en la tarifa  $\Delta Fee$  (ecuación 4.16) y el costo total de almacenamiento de energía ( $C_{storage}$ ). Una de la principales contribuciones de esta memoria consiste en incluir un modelo de tarifa variable a una función objetivo, que consiste en el beneficio económico que percibe un cliente gracias a la utilización de un sistema de baterías para el recorte de punta.

$$B(E_{nom}, P_{nom}) = \Delta Fee - C_{storage} \quad (4.1)$$

El problema se resuelve maximizando la función 4.1, obteniendo el tamaño óptimo de un sistema de baterías en términos de su energía nominal  $E_{nom}$  y potencia nominal  $P_{nom}$ . Esto se expresa en la ecuación 4.17.

$$\max_{(E_{nom}, P_{nom})} B(E_{nom}, P_{nom}) \quad (4.2)$$

En las siguientes secciones se derivan los términos de la función objetivo ( $\Delta Fee$  y  $C_{storage}$ ) y las restricciones que forman parte del modelo.

### 4.2. Análisis técnico

#### 4.2.1. Baterías

Los tipos de baterías que se consideran en el análisis y desarrollo del modelo de dimensionamiento de sistemas BESS se escogen en base a las tablas 2.3 y 2.2, donde se analizan las características técnicas y económicas de las tecnologías de almacenamiento comercialmente

disponibles. De acuerdo a lo anterior, aquellos sistemas de baterías que presentan una ventaja comparativa en cuanto a costos, número de ciclos, madurez y eficiencia para una aplicación de recorte de punta sostenida en el tiempo son **Ión-litio**, **Plomo-ácido** y **Sodio Sulfuro (NaS)**.

Los valores de las características y parámetros técnicos que se utilizan en el modelo de optimización se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Costos de capital sistemas BESS [51]-[55].

Tecnología	DoD [%]	SoC útil [%]	Cantidad de ciclos	Eficiencia de doble vía [%]	Vida útil [años]
Ión-litio	85	15-95	7500	95	20
Plomo-ácido	50	50-95	1200	83	10
Sodio-sulfuro	80	20-95	5500	90	15

Se explican a continuación las variables de la tabla 4.1.

- DoD:** representa la profundidad de descarga del sistema de baterías, también llamado *DoD*, (*Deep of Discharge*), es la fracción o porcentaje de la capacidad que se ha eliminado de una batería completamente cargada. Se utiliza como una medida de la cantidad de energía que se puede extraer de una batería con respecto a la capacidad máxima [15]. Es una métrica alternativa para indicar el estado de carga (*SoC*) de una batería. Un *DoD* del 0% representa una batería llena, mientras que uno del 100% significa que la batería está vacía. La profundidad de descarga se usa normalmente cuando se habla de la vida útil de la batería después de un uso repetido.
- SoC útil:** indica el rango de valores del estado de carga o *SoC* (*State of Charge*) que puede alcanzar cada sistema de baterías. El *SoC* es una medida en porcentaje de la cantidad de energía presente en una batería en relación a su capacidad nominal [15]. Un *SoC* del 0% representa una batería vacía, mientras que uno del 100% significa que la batería está llena. El estado de carga se usa normalmente cuando se habla del estado actual de una batería en uso.
- Cantidad de ciclos:** es una medida de la durabilidad del sistema BESS. Viene dada por la cantidad de veces que un dispositivo de almacenamiento puede suministrar energía. Se expresa como un número máximo de ciclos  $N$ , donde cada uno representa un ciclo completo de carga y descarga.
- Eficiencia de doble vía:** En inglés *Round Trip Efficiency*, corresponde a la relación entre la salida de energía del sistema de almacenamiento baterías de batería y la entrada de energía al dispositivo durante un ciclo de carga-descarga [14]. Esta métrica considera las pérdidas que se producen como resultado del almacenamiento y la extracción de energía. Su unidad se expresa en porcentajes.

#### 4.2.2. Operación y despacho

A continuación se profundiza en el trabajo realizado en [51], revisado en la sección 2.5.2 del marco teórico, el cual sirve como base y fundamento para el desarrollo de un modelo de

operación técnica y despacho de energía del sistema de baterías en el modelo de optimización propuesto en esta memoria. En [51] se consideran como restricciones de operación las ecuaciones 4.3 y 4.9, mientras que las restricciones representadas en las ecuaciones 4.5 y 4.8 corresponden a una propuesta y contribución de esta memoria.

El modelo de optimización desarrollado en este trabajo contempla el estudio de la operación de un BESS durante los meses del año indicado en la sección 3.2 para cada cliente. La programación del BESS define el programa óptimo de carga y descarga para cada día. Para que cada cliente logre minimizar los costos de operación del sistema BESS instalado, el proceso de carga debe programarse para almacenar energía durante los período de bajo precio de la energía (períodos de carga ligera) y la descarga durante las horas del día en las que se produce los peak de demanda.

El nivel de energía presente en el sistema de batería en un determinado tiempo  $t$  ( $SoC_t$ ) se calcula como la diferencia entre el estado de carga en dos instantes de tiempo consecutivos. La ecuación 4.3 representa la energía disponible en el BESS en los procesos de carga y descarga respectivamente.

$$SoC_t = SoC_{t-1} + \Delta t \cdot P_t \cdot \eta \quad (4.3)$$

Donde:

- $\Delta t$ : es el intervalo de tiempo entre un valor de energía y el siguiente, en este caso los datos fueron muestrados cada una hora.
- $P_t$ : es la potencia descargada desde la unidad de almacenamiento o la potencia cargada desde la red en el tiempo  $t$ .
- $\eta$  es la eficiencia de doble vía del tipo de batería que se esté utilizando.

Un valor de  $P_t > 0$  indica el proceso de carga del BESS, mientras que  $P_t < 0$  corresponde a la descarga.

Se deriva a continuación la restricción que impone la operación de descarga del BESS en un determinado tiempo  $\Delta t^*$ , lo cual se relaciona con la mínima potencia y energía nominal requerida para la aplicación del sistema. La Figura 4.1 muestra un ejemplo de operación diario para un cliente arbitrario, donde la curva mostrada corresponde al día en que se alcanza la máxima potencia  $E_{max}$  de un determinado mes. De este gráfico se distinguen las siguientes variables:

- Consumo diario de energía: es la curva azul que indica el consumo de energía del cliente en [kWh].
- $E_{shave}$ : corresponde al nivel de energía donde se realiza el recorte de punta.

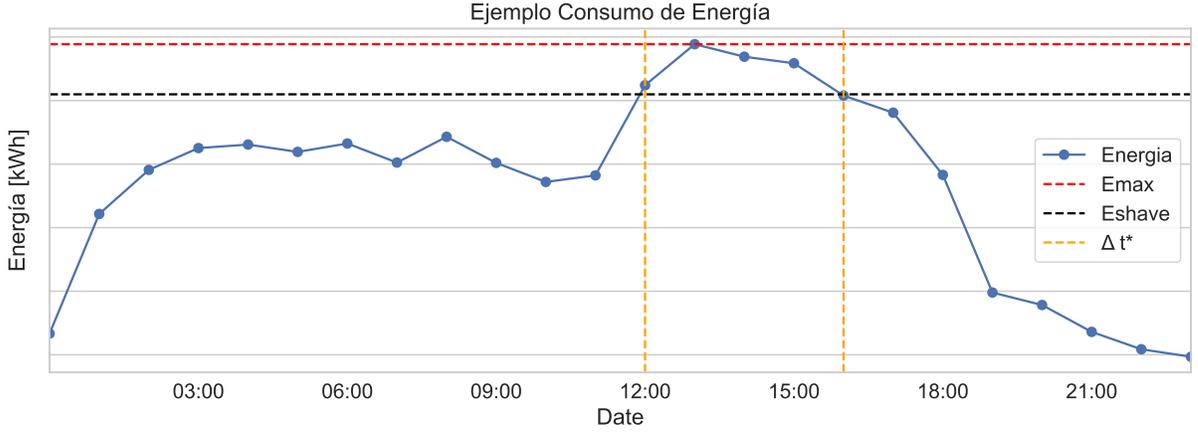


Figura 4.1: Ejemplo de consumo de energía.

La potencia  $P(t)$  que debe suministrar el sistema BESS en el tiempo  $\Delta t^*$  durante la aplicación del recorte de punta en el nivel  $E_{shave}$  viene dada por:

$$P(t) = \frac{E_{shave}}{\Delta t^*} \quad (4.4)$$

De esta forma, el sistema BESS debe satisfacer durante su operación que la potencia  $P(t)$  sea menor que la capacidad nominal  $P_{nom}$ , representado en la siguiente restricción:

$$P_{nom} \geq \frac{E_{shave}}{\Delta t^*} \quad (4.5)$$

Por otra parte, la energía nominal mínima requerida para la correcta operación del sistema, se relaciona con la profundidad de descarga ( $DoD$ , por sus siglas en inglés *Depth of Discharge*) como lo muestra la ecuación 4.6 o 4.7. Donde  $E_{req}$  es la suma total de energía consumida por el cliente en el intervalo  $\Delta t^*$ .

$$E_{req} = E_{nom} \cdot DoD \quad (4.6)$$

$$E_{nom} = \frac{E_{req}}{DoD} \quad (4.7)$$

De esta manera, el sistema de baterías debe asegurar durante su operación que la energía nominal  $E_{nom}$  sea mayor o igual que el cociente  $\frac{E_{req}}{DoD}$ , lo cual se representa en la ecuación 4.8.

$$E_{nom} \geq \frac{E_{req}}{DoD} \quad (4.8)$$

Por último, la energía que es posible almacenar en el BESS se encuentra limitada por los valores mínimos y máximos del estado de carga ( $SoC_{min}$  y  $SoC_{max}$ ) del sistema de baterías utilizado, resultando restricción expresada en la ecuación 4.9.

$$SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \quad (4.9)$$

## 4.3. Análisis económico

### 4.3.1. Costos

Con respecto a los costos involucrados en la instalación de un sistema de baterías, se toma como referencia el trabajo realizado en [35] y [51], en donde se consideran los costos de capital y los costos de mantenimiento. A continuación se detallan los costos asociados a la aplicación de un sistema de baterías para el recorte de punta que se utilizarán en este trabajo.

Los costos totales de un BESS pueden definirse en función de los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento. Los costos de capital de un BESS se pueden desglosar en un componente de energía y uno de potencia. El costo de la energía para el almacenamiento es el costo de los dispositivos que realmente almacenan la energía (medio de almacenamiento). Por otra parte el costo de potencia incluye la electrónica de potencia del inversor del sistema de baterías.

Los costos de energía se expresan en costo por unidad de energía almacenada [ $USD/kWh$ ], mientras que los costos de potencia se expresan en costo por unidad de potencia [ $USD/kW$ ]. En consecuencia, los costos de capital (ecuación 4.10) de BESS se pueden expresar como:

$$C_{cap}(E_{nom}, P_{nom}) = C_{cap-energy} \cdot E_{nom} + C_{cap-power} \cdot P_{nom} \quad (4.10)$$

Donde:

- $P_{nom}$  y  $E_{nom}$  son la potencia y energía nominal de un sistema BESS en [ $kW$ ] y [ $kWh$ ] respectivamente.
- $C_{cap-energy}$  y  $C_{cap-power}$  son los costos de capital del sistema de baterías en [ $USD/kWh$ ] y [ $USD/kW$ ] respectivamente.

La tabla 4.2 detalla los valores de los costos de capital para las tecnologías consideradas en este trabajo.

Tabla 4.2: Costos de capital de sistemas de baterías.

Tecnología	Costo por unidad de energía [USD/kWh]	Costo por unidad de potencia [USD/kW]
Ión-litio	500	600
Plomo-ácido	180	450
Sodio-sulfuro	450	750

Los costos de operación y mantenimiento ( $O\&M$ ) (ecuación 4.11) se consideran como una tasa anual constante durante la vida útil del proyecto. Estos incluyen tanto el mantenimiento del sistemas de baterías como los costos asociados a la electrónica de potencia del inversor. Los costos anuales fijos de operación y mantenimiento se definen como:

$$C_{O\&M} = C_{op} \cdot P_{nom} \quad (4.11)$$

Donde  $C_{op}$  son los costos de operación y mantenimiento en  $[USD/kW/año]$  y  $P_{nom}$  es la potencia nominal del BESS en  $[kW]$ . La tabla 4.3 muestra los costos de operación y mantenimiento para las tecnologías analizadas.

Tabla 4.3: Costos de operación y mantenimiento de sistemas de baterías.

Tecnología	Costos O&M [USD/kW/año]
Ión-litio	25
Plomo ácido	40
Sodio-sulfuro	36

Finalmente se define el costo total por almacenamiento  $C_{storage}$  como la suma entre el costo de capital ( $C_{cap}$ ) y los costos de operación ( $C_{O\&M}$ ) y mantenimiento, expresado en la ecuación 4.12.

$$C_{storage}(E_{nom}, P_{nom}) = C_{cap-energy} \cdot E_{nom} + C_{cap-power} \cdot P_{nom} + C_{O\&M} \quad (4.12)$$

### 4.3.2. Estructura Tarifaria

Una de la principales contribuciones de esta memoria consiste en el modelo de estructura tarifaria, el cual permite ponderar variables técnicas y económicas. Las tarifas para los clientes libres e industriales varía según los acuerdos y contratos que posean con los proveedores de energía (empresas generadoras). Estos clientes pueden negociar directamente el abastecimiento de energía con su suministrador. Los casos de estudios utilizados en esta memoria consideran una tarifa mensual de cobro aproximada, en donde existe un cobro por consumo de energía en  $[KWh]$  y un cobro por el máximo de energía alcanzada en el período en  $[KWh]$ . El costo asociado a la tarifa total de régimen mensual  $Fee_{Total}$  que percibe un cliente se expresa en la ecuación 4.13.

$$Fee_{Total} = E \cdot Fee_{energy} + E_{max} \cdot Fee_{energy-max} \quad (4.13)$$

De la ecuación 4.13 se identifican los siguiente componentes:

- $E$ : corresponde al consumo de energía (retiros) mensuales de un cliente en unidades  $[kWh]$ . Los datos de consumo se encuentran muestreados cada una hora.
- $Fee_{energy}$ : es el valor de la tarifa mensual que percibe el cliente por consumo de energía. Su unidad es  $[USD/kWh]$ .
- $E_{max}$ : indica el máximo consumo de energía en el período considerado (régimen mensual) Se mide en  $[kWh]$ .
- $Fee_{energy-max}$ : corresponde al cargo mensual que recibe el cliente por concepto de energía máxima o peak. Su unidad es  $[USD/kWh]$ .

La empresa generadora que suministra energía a los clientes utilizados en este trabajo no puede entregar valores de las tarifas por protocolos de confidencialidad. Sin embargo, fue recomendado por su parte utilizar valores valores cercanos a los 50  $[USD/MWh]$  por

el consumo de energía como referencia (lo cual no considera los costos por transmisión o peajes). La tabla 4.4 indica los valores por cobro de consumo de energía y energía máxima fuera del horario punta.

Tabla 4.4: Estructura tarifaria horario no punta.

Parámetro	Valor	Unidad
Precio de energía	50	[USD/kWh]
Precio energía peak	10	[USD/kWh]

Para el horario punta diario considerado (18:00 - 23:00 hrs )el consumo de la energía es penalizado mediante un cobro mayor en el precio de la energía, mientras que el precio de la energía peak se mantiene. La tabla contiene los valores de la tarifa percibida por los cliente durante el horario punta.

Tabla 4.5: Estructura tarifaria horario punta.

Parámetro	Valor	Unidad
Precio de energía	52,5	[USD/kWh]
Precio energía peak	10	[USD/kWh]

No se poseen datos para la variación anual de los componentes de las tarifas, pues esta corresponde a una información confidencial entre la empresa generadora y los clientes. Con el fin de simular un ajuste anual y un aumento en las tarifas se considera un valor arbitrario de un crecimiento a una tasa del 2,5 anual para cada componente.

Con el fin de calcular el beneficio económico mensual que se obtiene al aplicar un recorte de punta mediante un sistema BESS, en la ecuación 4.14 se presenta la tarifa al momento de considerar la instalación y funcionamiento de un sistema BESS ( $Fee_{Total}^{BESS}$ ):

$$Fee_{Total}^{BESS} = E_* \cdot Fee_{energy} + E_{max} \cdot \lambda \cdot Fee_{energy-max} \quad (4.14)$$

Los componentes de la ecuación 4.14 son los siguientes:

- $E_*$ : es el consumo de energía (retiros) mensuales de un cliente en unidades [kWh] cuando se utiliza un sistema de baterías.
- $\lambda$ : corresponde a la **razón de recorte**, es un parámetro que determina la fracción de energía máxima que será recortada. El valor de  $\lambda$  se encuentra entre 0 y 1 y su valor varía al momento de realizar la optimización con el objetivo de evaluar el impacto económico de recortar más o menos energía.

El ahorro  $\Delta Fee$  en la tarifa gracias a la aplicación del sistema BESS para el recorte de punta se presenta en las ecuaciones 4.15-4.16 y corresponde a la diferencia entre  $Fee_{Total}$  y  $Fee_{Total}^{BESS}$ .

$$\Delta Fee = Fee_{Total} - Fee_{Total}^{BESS} \quad (4.15)$$

$$\Delta Fee = (E - E_*) \cdot Fee_{energy} + (1 - \lambda) \cdot E_{max} \cdot Fee_{energy-max} \quad (4.16)$$

Finalmente, considerando las restricciones expresadas en las ecuaciones 4.3, 4.5, 4.8 y 4.9 y la función objetivo (ecuación 4.1), el problema (conjunto de ecuaciones 4.17) que soluciona el dimensionamiento y obtiene la energía nominal  $E_{nom}$  y potencia nominal  $P_{nom}$  es el siguiente:

$$\begin{aligned}
& \max_{(E_{nom}, P_{nom})} B(E_{nom}, P_{nom}) \\
\text{sujeto a: } & SoC_t = SoC_{t-1} + \Delta t \cdot P_t \cdot \eta \\
& P_{nom} \geq \frac{E_{shave}}{\Delta t^*} \\
& E_{nom} \geq \frac{\sum E_{req}}{DoD} \\
& SoC_{min} \leq SoC_t \leq SoC_{max} \\
& E_{nom} \geq 0 \\
& P_{nom} \geq 0
\end{aligned} \tag{4.17}$$

El problema de optimización planteado en 4.17 resuelve el tamaño óptimo de un sistema de baterías en términos de su energía  $E_{nom}$  nominal y potencial nominal  $P_{nom}$ . El modelo planteado corresponde a un problema de optimización lineal, debido a que todas las relaciones entre variables son lineales, tanto en la función objetivo como en las restricciones del problema. Se hace uso del software libre Python y su librería Pulp para resolver el problema de manera computacional mediante el método simplex.

## 4.4. Evaluación económica

La evaluación económica para los proyectos de instalación de sistemas de baterías para la aplicación del recorte de punta analizados en este trabajo contempla el cálculo de valor actual neto (VAN). Para el cálculo del VAN, se utiliza un horizonte de evaluación de 10 años, que corresponde a la menor vida útil de los sistemas de baterías considerados en este estudio (baterías de Plomo-ácido). De esta manera, no es necesario incluir un costo de reemplazo para la evaluación de los distintos proyectos.

El cálculo del VAN (ecuación 4.18) contempla la inversión inicial ( $C_0$ ) igual al costo de capital (ecuación 4.10) del proyecto evaluado, para el año cero ( $t = 0$ ). Los flujos futuros ( $F_i$ ) se calculan como la diferencia entre el ahorro anual en la tarifa ( $B_i$ ) y los costos anuales de operación y mantenimiento para el sistema ( $C_i$ ).

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{(1+r)^i} \tag{4.18}$$

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^N \frac{(B_i - C_i)}{(1+r)^i} \quad (4.19)$$

El ahorro anual en la tarifa ( $B_i$ ) se calcula mediante la suma del ahorro mensual en el año  $i$ . El índice  $j$  indica el número del mes del año  $i$  calculado.

$$B_i = \sum_{j=1}^{12} B_j \quad (4.20)$$

$$C_{O\&M} = C_{op} \cdot P_{nom} \quad (4.21)$$

Se considera una tasa de descuento del 10%, la cual se considera adecuada para proyectos del tipo energético que contemplan almacenamiento, según [56].

Otra métrica a considerar para la evaluación económica es el costo nivelado de almacenamiento o LCOS (en inglés, *Levelized Cost of Storage*), el cual es una medida del costo de la energía utilizada por el sistema BESS a lo largo de la vida útil del proyecto [57]. Este cálculo permite comparar tecnologías y proyectos de almacenamiento con distinta vida útil. La ecuación 4.22 permite calcular el LCOS de un proyecto.

$$LCOS = \frac{C_0 + \frac{\sum_n C_{O\&M}}{(1+r)^n}}{E_{Proyecto}} \quad (4.22)$$

Donde:

- La suma entre  $C_0$  y  $C_{O\&M}$  denota el costo a lo largo de la vida útil del proyecto.
- $E_{Proyecto}$ : corresponde al total de energía que entrega por el sistema BESS a lo largo de su vida útil.

## 4.5. Escenarios

El problema de optimización formulado en 4.17 se puede utilizar para obtener una solución de dimensionamiento ( $E_{nom}$  y  $P_{nom}$ ) para cada día de operación dentro de la vida útil del sistema BESS. Por esta razón y debido a que la tarifa que perciben los clientes libres es de carácter mensual, se requiere fijar un mes y día al interior del año de referencia para obtener los valores nominales del BESS que se instalara. Para lograr esto, se plantean distintos escenarios con el fin de comparar el beneficio económico de utilizar un tipo determinado de batería para la aplicación del recorte de punta. Los escenarios se definen en base al año de referencia para el dimensionamiento en la sección 3.2 y al mes del año correspondiente en el cual se alcanza el mayor peak de potencia para cada cliente. Se definen a continuación los tres escenarios a analizar:

1. **Sobre-dimensionamiento:** se resuelve el modelo de optimización planteado tomando como referencia el día del mes en que se alcanza el mayor peak de energía dentro del mes en donde se mide la mayor energía máxima.

2. **Sub-dimensionamiento:** se resuelve el modelo de optimización planteado tomando como referencia el día del mes en que se alcanza el menor peak de potencia dentro del mes en donde se mide la mayor energía máxima.
3. **Dimensionamiento intermedio:** se toma un punto intermedio entre los escenarios anteriores, es decir un día en que se alcanza el un valor intermedio de peak de energía dentro del mes en donde se mide la mayor energía máxima.

La tabla 4.6 indica el año de referencia para el dimensionamiento y los máximos de energías para cada escenario definido anteriormente.

Tabla 4.6: Estructura de escenarios propuestos.

Cliente	Año referencia	Mes máxima potencia	Escenario		
			Sobre-dimensionamiento	Sub-dimensionamiento	Dimensionamiento intermedio
			Máximo peak de energía [kWh]	Mínimo peak de energía [kWh]	Valor intermedio peak de energía [kWh]
Viña	2018	Abril	932	214	573
Universidad	2018	Agosto	689	206	531
Minera	2018	Mayo	44598	26416	37286
	2019	Octubre	43538	15982	25633

Por último, para cada escenario se obtiene el tamaño óptimo y evalúa económicamente para un rango determinado de valores de la razón de recorte  $\lambda$ . El rango escogido se encuentra entre 0,9 y 0,45 con un intervalo de separación entre 0,5 entre cada valor. Se recuerda que  $\lambda$  determina el valor de la energía de recorte ( $E_{shave}$ ) con respecto al máximo de energía ( $E_{max}$ ) de acuerdo a la expresión  $E_{shave} = \lambda \cdot E_{max}$ .

$$\lambda \in [0, 95; 0.9; 0.85; 0.8; 0.75; 0.7; 0.65; 0.6; 0.55; 0.5; 0.45] \quad (4.23)$$

# Capítulo 5

## Resultados y análisis

El presente capítulo expone los resultados obtenidos tras la aplicación de la metodología propuesta sobre los casos de estudios establecidos. En primer lugar se muestran resultados generales, luego se da paso a aquellos resultados específicos de cada cliente, y finalmente se exponen los resultados en términos de una propuesta de dimensionamiento para un proyecto BESS para la aplicación de recorte de punta.

### 5.1. Resultados generales

Se presenta como primer resultado los costos de capital y el beneficio económico del proyecto (VAN) asociado a las distintas tecnologías de baterías consideradas, para los diferentes escenarios planteados con valor de razón de recorte  $\lambda$  igual a 0,9. Las Figuras 5.1 y 5.1 muestran los costos y el VAN para el cliente Viña. En este caso, se puede observar que el aumento en el costo posee una tendencia de crecimiento para los tres tipos de baterías en estudio. En Anexos 2 se encuentran las figuras que exponen los resultados para los costos de capital y VAN de los clientes Universidad y Minera.

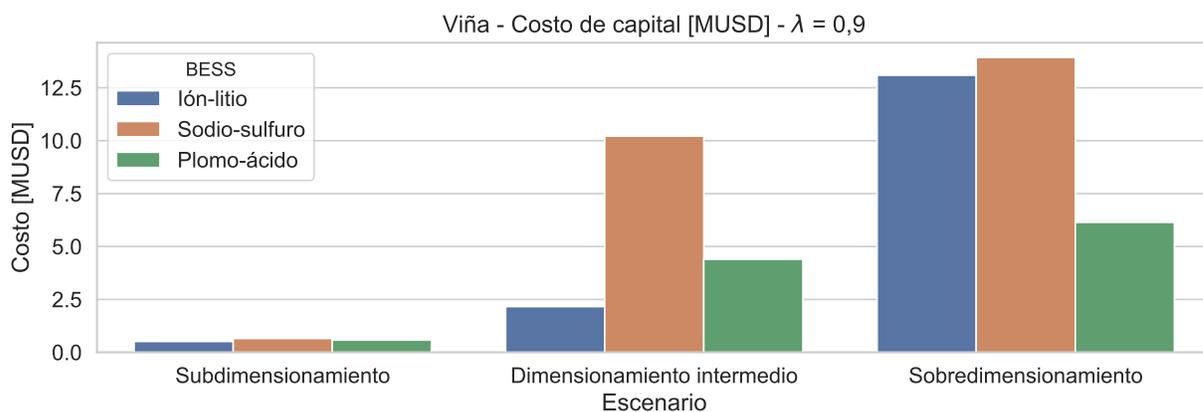


Figura 5.1: Costo de capital [MUSD] - Viña - Razón de recorte  $\lambda = 0,9$ .

De estos gráficos se puede establecer que para todos los casos analizados, los menores costos se obtienen cuando el problema de optimización se resuelve utilizando el escenario de Sub-dimensionamiento. Por otra parte, al considerar una solución con escenario de Sobre-dimensionamiento los costos son los más elevados y en el escenario de Dimensionamiento Intermedio se obtienen costos en un punto entremedio.

En cuanto al VAN, los resultados poseen una patrón similar al resultado de los costos de capital. Es decir, para todos los casos analizados el mayor VAN se alcanzan cuando el problema de optimización se resuelve utilizando el escenario de Sobre-dimensionamiento. Por el contrario, al considerar una solución con el escenario de Sobre-dimensionamiento se consiguen los menores beneficios económicos y en el escenario de Dimensionamiento Intermedio se obtiene un VAN en un punto medio.

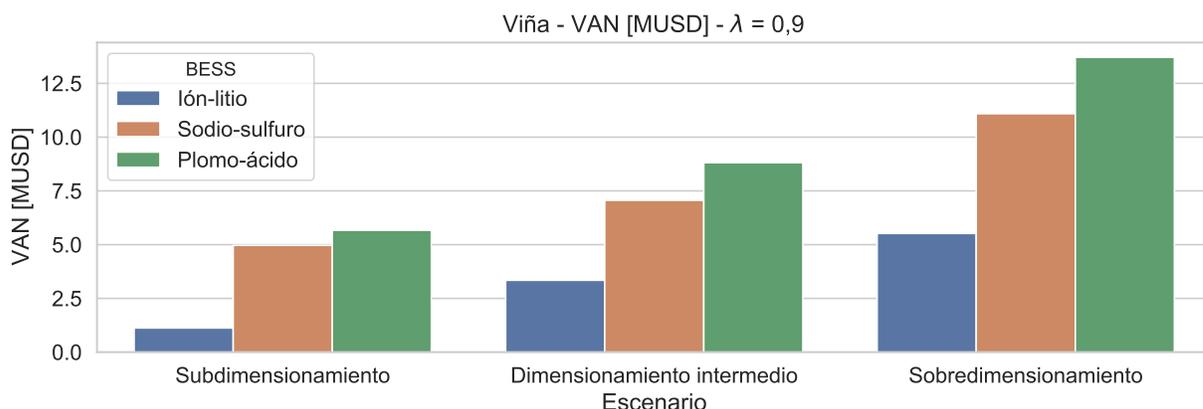


Figura 5.2: VAN [MUSD] - Viña - Razón de recorte  $\lambda = 0,9$ .

Esto plantea situación de *trade-off* o compensación al momento de decidir cuál escenario de dimensionamiento considerar para resolver el optimizador. Si bien el escenario de Sobre-dimensionamiento reporta el beneficio más alto para los clientes, este no es más conveniente en términos del costo de capital en que se incurre al momento de la inversión del BESS. En cambio, en un escenario de Sub-dimensionamiento, los clientes incurren en un menor costo, sin embargo, el beneficio económico de los proyectos son los menores de los tres escenarios considerados. Por esta razón, se opta por el escenario de Dimensionamiento Intermedio como referencia para la resolución del optimizador y obtención de una propuesta de distintos proyectos de dimensionamiento para los casos en estudio.

## 5.2. Variación de la razón de recorte $\lambda$

A pesar de que se ha optado por considerar la solución del optimizador mediante un escenario de dimensionamiento intermedio, es importante analizar que ocurre con los distintos escenarios al momento de variar la razón de recorte  $\lambda$  dentro del intervalo valores definido en la expresión 4.23, ya que la solución del optimizador propuesto no es única y se podría optar por una alternativa distinta dependiendo de las condiciones económicas y presupuesto de los clientes.

Las Figuras 5.3 y 5.3 muestran los costos y el VAN de un proyecto de baterías de Ión-litio para el cliente Viña. En Anexos se encuentran las figuras que muestran las curvas del costos de capital y VAN de los clientes Viña y Minera cuando se varía el parámetro  $\lambda$  para los distintos proyectos BESS analizados.

La curva de costos de capital de los tres clientes considerados es siempre creciente, esto se explica por la estructura analítica del costo de capital (ecuación 4.10), donde los valores de  $E_{nom}$  y  $P_{nom}$  aumentan a medida que se considera un menor valor de  $\lambda$ , debido a que se requiere suplir una mayor cantidad de energía para el consumo del cliente.

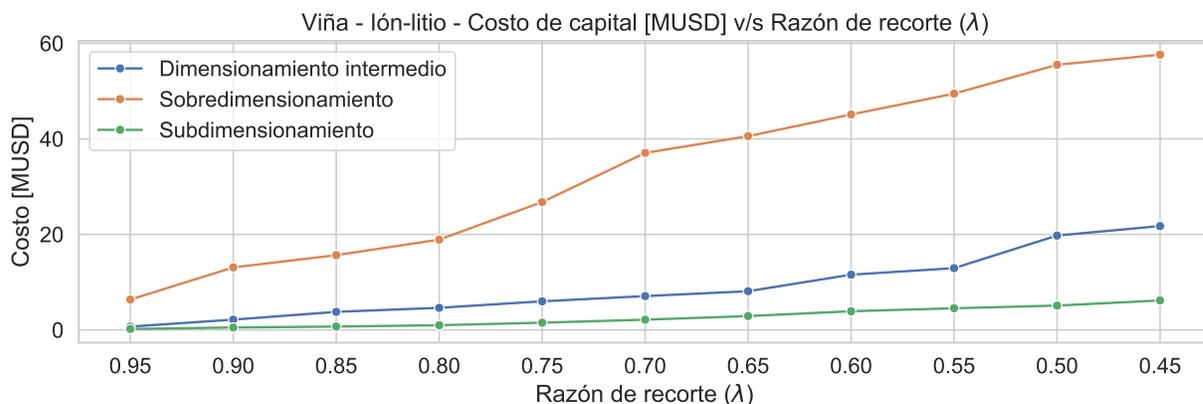


Figura 5.3: Costo de capital [MUSD] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña.

Con respecto a la curva que representa el beneficio económico, esta posee un comportamiento creciente hasta un determinado valor de la razón de recorte  $\lambda$ , el cual es denotado por  $\lambda_{crítico}$ . Es en este punto donde el VAN alcanza su máximo valor (punto de máximo beneficio) y la curva comienza a disminuir y decrecer, dado que los beneficios (ahorro en la tarifa mensual) no son capaces de compensar el aumento en el costo de capital debido al aumento el tamaño ( $E_{nom}$  y  $P_{nom}$ ) del sistema BESS. Las figuras que contienen el detalle de los clientes Universidad y Minería se encuentran en Anexos 3.

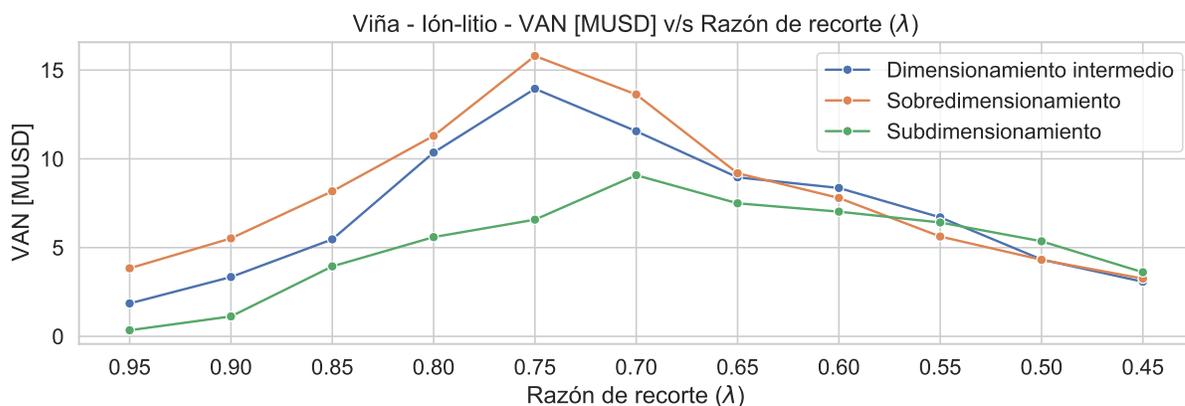


Figura 5.4: VAN [MUSD] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña.

### 5.3. Propuesta de dimensionamiento

Una vez evidenciado el comportamiento general de la solución del optimizador y sus distintos parámetros, se da paso a definir distintas propuesta de tamaños de sistemas de baterías en base al escenario de Dimensionamiento Intermedio para un proyecto de recorte de punta en cada cliente, ponderando variables económicas y técnicas.

#### 5.3.1. Viña

Las curvas de costo de capital y beneficio económico de los distintos proyectos de BESS para el cliente Viña se ilustran en las Figuras 5.5 y 5.6, respectivamente. En base a ambas figuras, se observa que tanto las sistemas BESS de Ión-litio y Plomo-ácido, alcanzan el valor de razón de recorte crítica en  $\lambda_{critico} = 0,75$ . En este punto, ambas alternativas de almacenamiento (Ión-litio y Plomo-ácido) ofrecen un beneficio similar ( $\sim 13$  *MUSD*) a un costo similar ( $\sim 6$  *MUSD*). Por otra parte, a este valor de razón de recorte, las baterías de Sodio-sulfuro poseen un menor beneficio a un costo superior, por lo que no son viables para este caso.

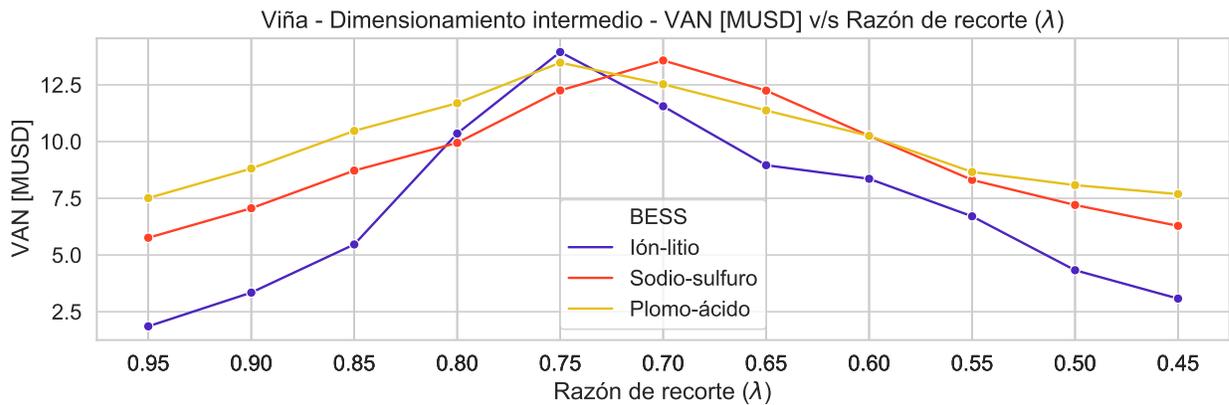


Figura 5.5: VAN [*MUSD*] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Viña.

Con un valor de razón de recorte  $\lambda = 0,7$ , las baterías de Sodio-sulfuro alcanza su punto crítico en la curva del VAN a un costo de capital de 8,21 *MUSD*.

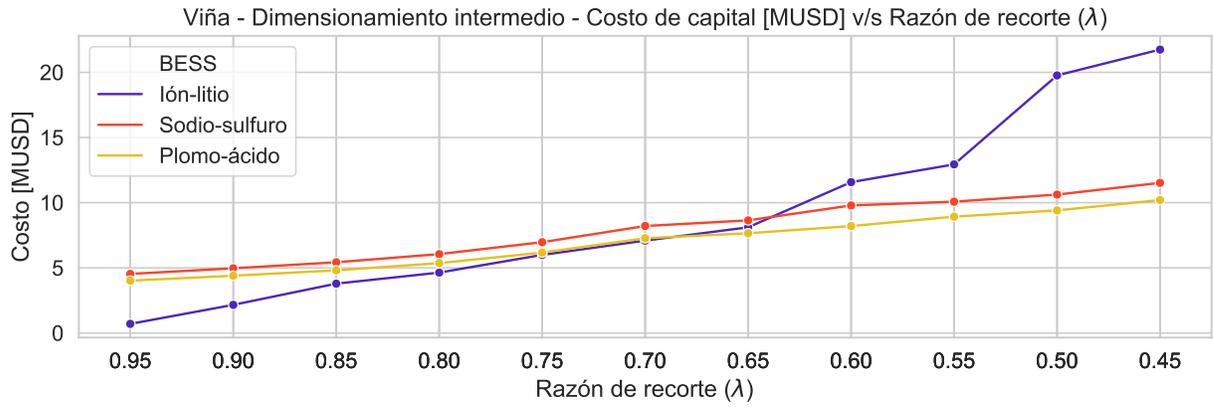


Figura 5.6: Costo de capital [MUSD] v/s Razón de recorte (λ) - Viña.

De acuerdo al análisis previo, se pueden establecer propuestas de dimensionamiento, dependiendo del costo de capital que el cliente esté dispuesto a incurrir. En la tabla 5.1 se muestran las alternativas de dimensionamiento que reportan los máximos beneficios para este cliente. En Anexos 4 se encuentra el resto de los posibles resultados del optimizador para el cliente Viña.

Tabla 5.1: Propuesta de dimensionamiento: Cliente Viña.

BESS	Razón de recorte λ	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]	Costo de capital [MUSD]	VAN [MUSD]	LCOS [USD/MWh]
Ión-litio	0,75	1,66	9,99	5,99	13,95	412
Plomo-ácido		29,75	1,81	6,17	13,48	641
Sodio-sulfuro	0,7	2,62	9,37	8,21	13,58	491
Plomo-ácido		32,8	3,04	7,27	12,53	573

Al optar por una de las dos alternativas de sistemas BESS propuestos en la tabla 5.1, esta decisión puede basarse en el LCOS, en donde las baterías de Ión-litio poseen un menor costo de almacenamiento en el horizonte de evaluación.

### 5.3.2. Universidad

En las Figuras 5.8 y 5.5 se muestran las curvas del costo de capital y VAN de los distintos proyectos de BESS para el cliente Universidad. En base a ambas figuras, se puede establecer que los sistemas de baterías de Ión-litio alcanzan el máximo beneficio en el valor crítico de razón de recorte  $\lambda_{crítico} = 0,85$ , a un costo 4,54 MUSD. Por otra parte, las alternativas de almacenamiento de Plomo-ácido y Sodio-sulfuro ofrecen un beneficio menor, por lo que no son viables para este caso.

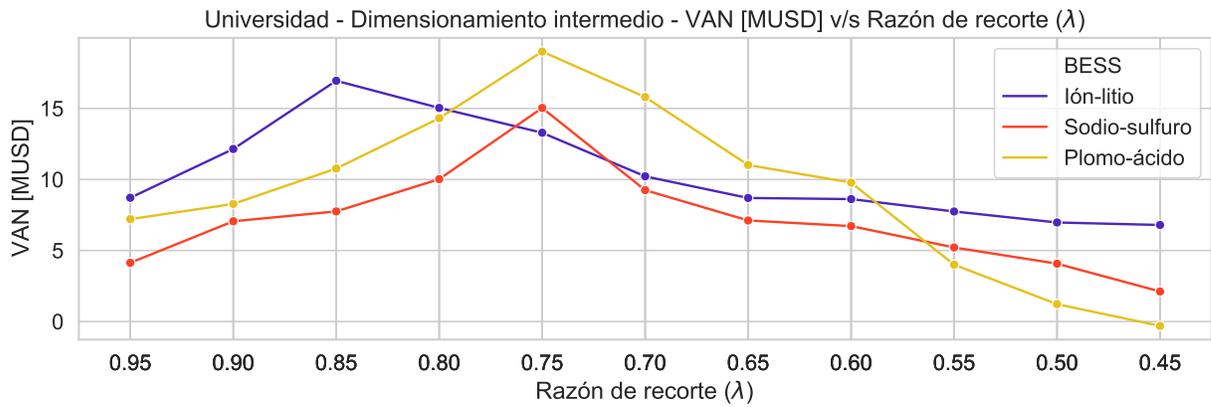


Figura 5.7: VAN [MUSD] v/s Razón de recorte (λ) - Universidad.

Por otra parte los BESS Sodio-sulfuro y Plomo-ácido alcanzan el valor de razón de recorte crítica  $\lambda_{crítico} = 0,75$ . Es en este punto donde las baterías de Plomo-ácido generan un mayor beneficio (con un costo de capital de 4,97 MUSD).

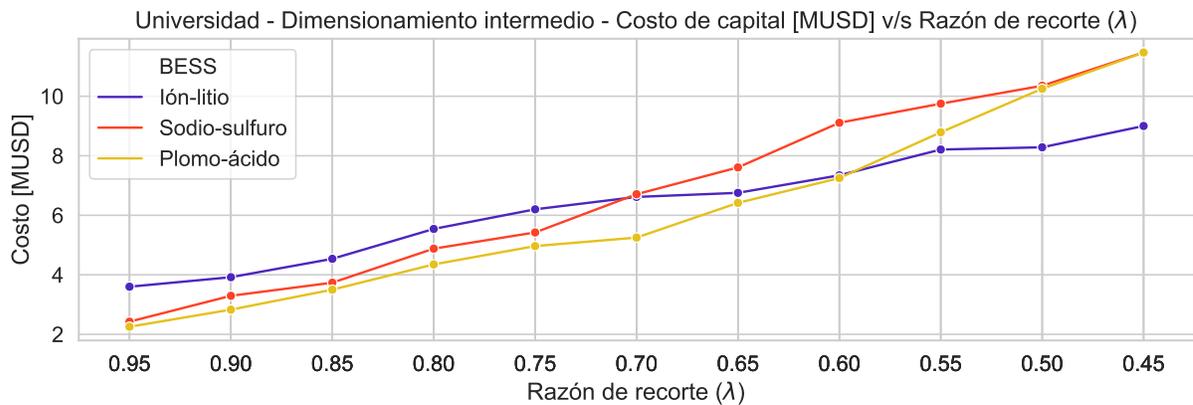


Figura 5.8: Costo de capital [MUSD] v/s Razón de recorte (λ) - Universidad.

Recogiendo el análisis previo, las propuestas de dimensionamiento que maximizan el beneficio económico del proyecto se muestran en la tabla 5.2, en donde se puede ver que las tecnologías que poseen el menor costo de almacenamiento durante el horizonte de evaluación para los puntos de corte 0,85 y 0,75 son las baterías de Ión-litio y Plomo-ácido, respectivamente. En Anexos 4 se encuentra el resto de los posibles resultados del optimizador para el cliente Universidad.

Tabla 5.2: Propuesta de dimensionamiento: Cliente Universidad.

BESS	Razón de recorte $\lambda$	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]	Costo de capital [MUSD]	VAN [MUSD]	LCOS [USD/MWh]
Ión-litio	0,85	0,77	8,14	4,54	16,95	242
Plomo-ácido		6,37	5,23	3,5	10,77	369
Plomo-ácido	0,75	6,91	8,27	4,97	19	481
Sodio-sulfuro		3,08	5,39	5,42	15,03	504

### 5.3.3. Minera

#### 5.3.3.1. Año 2018

Las Figuras 5.9 y 5.9 muestran las curvas del costo de capital y VAN de los distintos proyectos de BESS para el cliente Minera, considerando el año 2018 como referencia para la optimización. De estos gráficos, se puede notar que el valor crítico de la razón de recorte en la curva del VAN para las baterías de Ión-litio y Sodio-sulfuro se alcanzan en el valor de corte  $\lambda_{critico} = 0,8$ . En este valor de  $\lambda$ , el mayor beneficio económico se alcanza cuando se utilizan las baterías de Ión-litio.

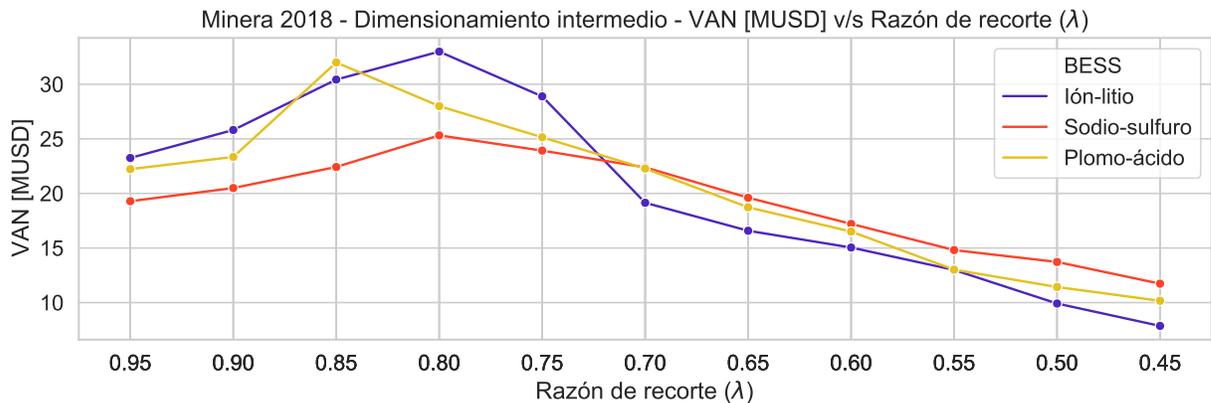


Figura 5.9: VAN [MUSD] v/s Razón de recorte (λ) - Minera.

Por otra parte el BESS de Plomo-ácido alcanzan el valor de razón de recorte crítica  $\lambda_{critico} = 0,85$ . En este punto todas las opciones de almacenamiento poseen un costo de capital similar ( $\sim 11$  MUSD).

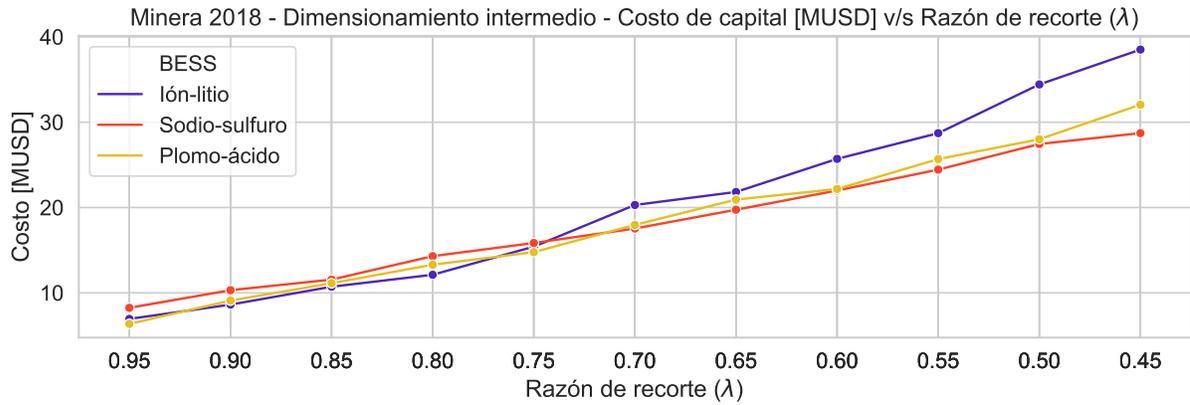


Figura 5.10: Costo de capital [MUSD] v/s Razón de recorte (λ) - Minera.

Las propuestas de dimensionamiento que maximizan el VAN del proyecto para este cliente se resumen en la tabla 5.3. En Anexos 4 se encuentra el resto de los posibles resultados del optimizador para el cliente Minera, tomando como referencia el año 2018 para la optimización.

Tabla 5.3: Propuesta de dimensionamiento: Cliente Minera.

BESS	Razón de recorte λ	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]	Costo de capital [MUSD]	VAN [MUSD]	LCOS [USD/MWh]
Plomo-ácido	0,85	33,47	11,33	11,12	32	637
Ión-litio		8,18	11,62	10,72	30,43	857
Ión-litio	0,8	9,64	12,67	12,12	32,99	975
Plomo-ácido		15,76	9,61	14,3	25,32	1128

De las alternativas propuestas en la tabla 5.1, las tecnologías que ofrecen un menor costo de almacenamiento para los puntos de corte 0,85 y 0,8 son las baterías de Plomo-ácido y Ión-litio, respectivamente.

### 5.3.3.2. Año 2019

Las Figuras 5.11 y 5.11 muestran las curvas del costo de capital y VAN de los distintos proyectos de BESS para el cliente Minera, considerando el año 2019 como referencia para la optimización. Se puede observar que la curva del VAN del proyecto al considerar un BESS de Ión-litio se encuentra por sobre las otras curvas de beneficios para todo valor de la razón de recorte, excepto para  $\lambda = 0,8$ . El máximos beneficio para las baterías de Plomo-ácido se alcanza en  $\lambda_{critico} = 0,8$ . Los puntos de interés para las tecnologías de Ión-litio y Sodio-sulfuro se generan en  $\lambda_{critico} = 0,85$ .

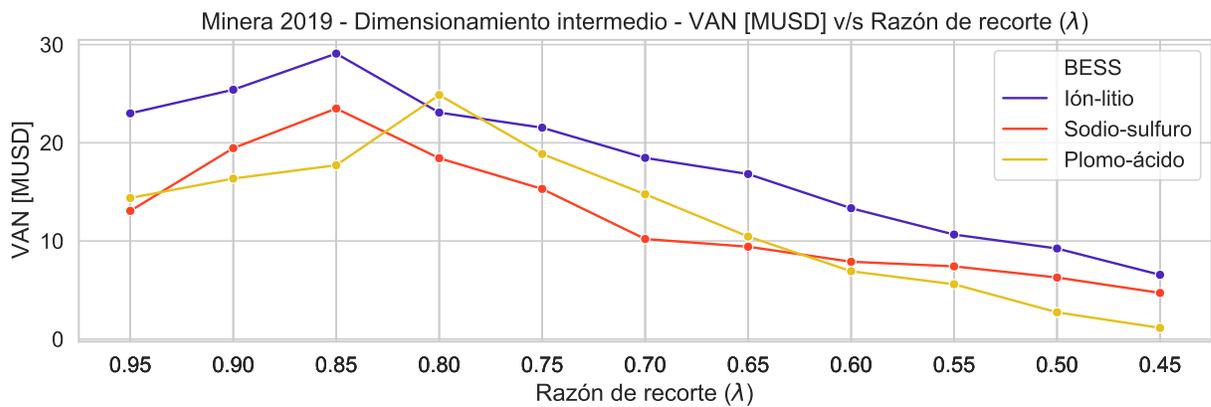


Figura 5.11: VAN [MUSD] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera.

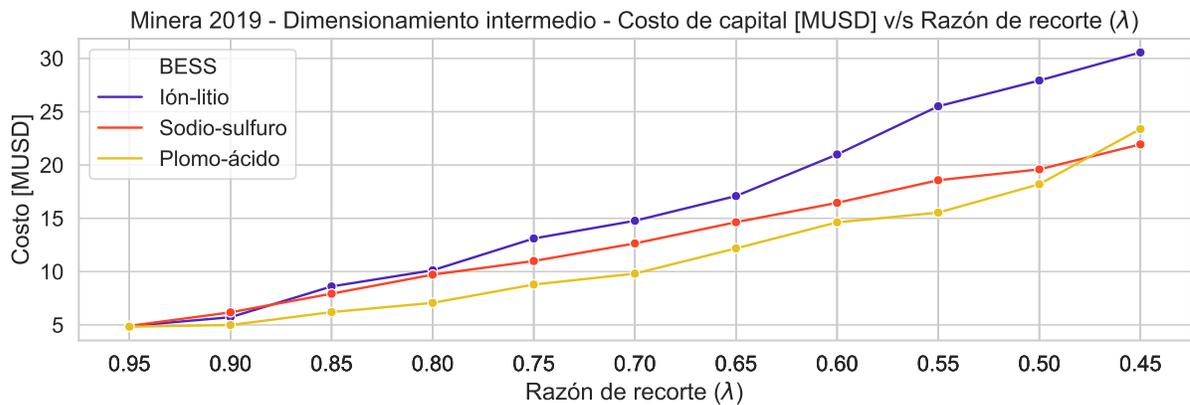


Figura 5.12: Costo de capital [MUSD] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ ) - Minera.

Tomando en cuenta el análisis realizado previamente, las propuestas de dimensionamiento que maximizan el VAN del proyecto se muestran en la tabla. En Anexos 4 se encuentra el resto de los posibles resultados del optimizador para el cliente Minera, tomando como referencia el año 2019 para la optimización. De las alternativas propuestas en la tabla 5.4, las tecnologías que ofrecen un menor costo de almacenamiento para los puntos de corte 0,85 y 0,8 son las baterías de Ión-litio.

Tabla 5.4: Propuesta de dimensionamiento: Cliente Minera.

BESS	Razón de recorte $\lambda$	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]	Costo de capital [MUSD]	VAN [MUSD]	LCOS [USD/MWh]
Ión-litio	0,85	6,05	9,96	8,61	29,09	712
Sodio-sulfuro		9,83	4,67	7,93	23,49	747
Ión-litio	0,8	8	10,65	10,13	23,08	835
Plomo-ácido		27,61	4,67	7,07	24,87	958

Recapitulando, en esta sección de Resultados y Análisis se analizó el desempeño de los distintos escenarios propuestos para evaluar el modelo de optimización, además se examinó el comportamiento de la razón de recorte y su relación con el máximo beneficio alcanzado y el costo de capital asociado al utilizar los distintos tipos de tecnologías de baterías consideradas.

# Capítulo 6

## Conclusión

En este capítulo, se exponen las conclusiones para cada uno de los objetivos planteados inicialmente. De forma adicional, se incluyen trabajos futuros que pueden abordar temáticas que quedaron fuera de los alcances de esta memoria.

Teniendo en cuenta el desarrollo general del presente trabajo, se ha colegido lo siguiente:

- La revisión bibliográfica realizada en la sección marco teórico y estado del arte permite concluir que los sistemas de almacenamiento de energía en baterías poseen una ventaja comparativa en términos de costos, madurez técnica y despliegue comercial con respecto a otros dispositivos. Sobre el estado del arte, la revisión de publicaciones e investigaciones que previamente han abordado problemas similares, permitieron guiar y ser una referencia para el diseño y la elaboración de la metodología y solución propuesta del presente trabajo.
- Se desarrolló un modelo de optimización que entrega los valores nominales de energía y potencial nominal de un sistema de baterías para la aplicación del recorte de punta en clientes libres, maximizando una función objetivo de beneficio económico. La solución del optimizador en términos dimensionamiento óptimo no corresponde a una solución estática, debido a que considera y se acondiciona a distintos escenarios y diferentes tipos de tecnologías de baterías.
- El análisis de resultados permite establecer que el modelo propuesto y su solución evalúan con un enfoque técnico-económico la incorporación de sistemas BESS a clientes libres del sistema eléctrico nacional con el objetivo de aplicar un recorte punta. Se pudo establecer que el escenario intermedio propuesto constituye una alternativa en términos de balance entre el beneficio económico y los costos de capital asociados en la implementación de un proyecto de recorte de punta con almacenamiento de energía de baterías en los casos de estudio.
- La razón de recorte  $\lambda$  del modelo propuesto permite incorporar, relacionar y ponderar restricciones técnicas y económicas, como por ejemplo el nivel de corte de energía ( $E_{shave}$ ), los costos de capital y el beneficio económico. Además, la razón de recorte crítica ( $\lambda_{critico}$ ) en la curva de beneficio económico indica el máximo beneficio para las distintas tecnologías de baterías consideradas y permite evaluar la conveniencia de utilizar diferentes BESS.

- La solución y el resultado del optimizador propuesto se comporta de manera distinta para diferentes datos de entrada, pues mide variables internas y propias de cada consumo, tales como la energía y potencia mínima requerida. Las propuestas de dimensionamiento para los casos en estudio incluyen a los tres tipos de baterías y varían según el valor de la razón de recorte ( $\lambda$ ).
- El modelo propuesto constituye una base teórica y práctica para el estudio y factibilidad de la incorporación de sistemas BESS en clientes libres.
- La legislación actual permite a clientes libres adquirir y operar sistemas de baterías (reglamento de servicios complementarios) y existe una norma técnica que permite un correcto diseño, funcionamiento y seguridad de la operación. Este marco regulatorio habilita a las empresas generadoras y clientes libres contar con un respaldo mínimo para elaborar proyectos de almacenamiento de energía.

Se propone como trabajo futuro:

- Incorporar restricciones al modelo de optimización que permitan modelar el envejecimiento y degradación de las distintas tecnologías de baterías.
- Incluir variables financieras al modelo, considerando el presupuesto interno de una empresa (cliente libre) y las alternativas de financiamiento para un proyecto de este tipo, por ejemplo un crédito bancario.
- Modificar y aplicar el modelo planteado a clientes del sector de distribución, con el objetivo de evaluar la factibilidad técnico-económica de incorporar sistemas de almacenamiento en baterías para el recorte de punta en clientes regulados.
- Implementar una interfaz gráfica para los resultados del modelo que permita explorar distintas alternativas de dimensionamiento, variando datos de entrada y parámetros del modelo.

# Bibliografía

- [1] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,” p. 132, 2017.
- [2] Ministerio de Energía, “Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional,” 2020.
- [3] F. Diaz, M. Rivera, H. Chevez, and P. Wheeler, “Present and future of the Chilean electrical grid,” *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, vol. 2020-Febru, pp. 630–635, 2020.
- [4] Ministerio de Energía, “Energía 2050: Política Energética De Chile,” 2015.
- [5] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Behind-The-Meter Batteries,” 2019.
- [6] Generadoras de Chile, “Generación eléctrica en Chile.” [Online]. Available: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- [7] W. Brooking Christie and R. Palma Behnke, *Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia*, 2018.
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, “Informe Mensual Septiembre 2020,” 2020.
- [9] Generadoras Chile, “Capacidad instalada de energías renovables ya representa el 50 % del sistema.” [Online]. Available: <http://generadoras.cl/prensa/capacidad-instalada-de-energias-renovables-ya-representa-el-50-del-sistema>
- [10] Comisión Nacional de Energía, “Proceso de Tarificación 2018-2022.” [Online]. Available: <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/proceso-de-tarificacion-2018-2022/>
- [11] Colbún, “Clientes Libres.” [Online]. Available: <https://www.colbun.cl/clientes/>
- [12] La Solar Group, “Energy Storage | Market Trends | LA Solar Group.” [Online]. Available: <https://la-solargroup.com/2018/06/18/2018-energy-storage-market-trends/>
- [13] Sandia National Laboratories, “DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,” 2015.
- [14] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review,” *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350–377, 2016.
- [15] J. I. Martín, I. Zamora, J. J. Martín, V. Aperribay, and P. Eguía, “Energy storage technologies for electric applications,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 9, pp. 593–598, 2011.
- [16] T. M. Masaud, K. Lee, and P. K. Sen, “An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?” *North American Power Symposium 2010*,

- [17] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, vol. 53, pp. 288–298, 2013.
- [18] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [19] Energy Market Authority (EMA), “Handbook for Energy Storage Systems,” 2008.
- [20] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Utility-Scale Batteries,” 2019.
- [21] P. K. Pathak and A. R. Gupta, “Battery Energy Storage System,” no. Cict, pp. 1–9, 2018.
- [22] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems-An overview,” pp. 511–520, 4 2009.
- [23] M. Farhadi and O. Mohammed, “Energy Storage Technologies for High-Power Applications,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 1953–1962, 2016.
- [24] A. D. Prasad, K. Jain, and A. Gairola, “Pumped Storage Hydropower Plants Environmental Impacts using Geomatics Techniques: An Overview,” *International Journal of Computer Applications*, vol. 81, no. 14, pp. 41–48, 2013.
- [25] P. Yulong, A. Cavagnino, S. Vaschetto, C. Feng, and A. Tenconi, “Flywheel energy storage systems for power systems application,” *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2017*, pp. 492–501, 2017.
- [26] M. A. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. I. Milanés, and E. González, “Overview of medium scale energy storage systems,” *CPE 2009 - 6th International Conference-Workshop - Computability and Power Electronics*, pp. 93–100, 2009.
- [27] R. I. Dunn, P. J. Hearps, and M. N. Wright, “Molten-salt power towers: Newly commercial concentrating solar storage,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 504–515, 2012.
- [28] World Energy Council, “Five Steps to Energy Storage. Innovation Insights Brief 2020,” 2020.
- [29] C. Roman, V. Fireteanu, J. Etay, and Y. Fautrelle, “An overview on solar energy, molten salts and electromagnetic pumping technologies,” *2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC.EU 2011 - Conference Proceedings*, pp. 2–5, 2011.
- [30] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [31] KMPG, “Electricity Storage Insight,” 2016.
- [32] E. Telaretti and L. Dusonchet, “Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis,” *IEEEIC 2016 - International*

*Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016.

- [33] E. Okafor, “Dispersed Energy Storage,” *Transmission & Distribution World*, no. March, pp. 52–57, 2011.
- [34] B. Bereczki, B. Hartmann, and S. Kertesz, “Industrial Application of Battery Energy Storage Systems: Peak shaving,” *7th International Youth Conference on Energy, IYCE 2019*, 2019.
- [35] A. Oudalov, R. Cherkaoui, and A. Beguin, “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application,” *2007 IEEE Lausanne POWER-TECH, Proceedings*, no. 1, pp. 621–625, 2007.
- [36] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, A. H. Abu Bakar, and T. Chia Kwang, “A review on peak load shaving strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, no. November, pp. 3323–3332, 2018.
- [37] R. Hidalgo-Leon, D. Siguenza, C. Sanchez, J. Leon, P. Jacome-Ruiz, J. Wu, and D. Ortiz, “A survey of battery energy storage system (BESS), applications and environmental impacts in power systems,” *2017 IEEE 2nd Ecuador Technical Chapters Meeting, ETCM 2017*, vol. 2017-Janua, pp. 1–6, 2018.
- [38] Comisión Nacional de Energía, “Almacenamiento de Energía En el Sistema Eléctrico Nacional,” 2017.
- [39] Ministerio de Energía, “Reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica,” 2016.
- [40] —, “Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional,” 2019.
- [41] —, “Reglamento de servicios complementarios,” 2013.
- [42] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, “Instrucción Técnica RGR N°06/2020: Diseño y ejecución de Instalaciones de sistemas de almacenamiento de energía a través de baterías en instalaciones eléctricas,” 2020.
- [43] Comisión Nacional de Energía, “Fijación de precios de nudo de corto plazo - Informe técnico definitivo enero 2020,” 2020.
- [44] —, “Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras,” 2016.
- [45] EU-Japan Centre for Industrial Cooperation., “The Energy Storage Landscape in Japan,” 2016.
- [46] Valgesta Energía, “Propuesta regulatoria para sistemas de almacenamiento en Chile,” 2019.
- [47] N. Padmanabhan, M. Ahmed, and K. Bhattacharya, “Battery Energy Storage Systems in Energy and Reserve Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 1, pp. 215–226, 2020.
- [48] World Energy Council, “Energy Storage Monitor,” 2019.
- [49] European Commission, “Battery Promoting Policies in Selected Member States,” 2018.
- [50] T. Tomita, “Policies and Regulations for Electricity Storage in Japan,” 2014.
- [51] C. Rahmann, B. Mac-Clure, V. Vittal, and F. Valencia, “Break-even points of battery

- energy storage systems for peak shaving applications,” *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017.
- [52] D. Wu, M. Kintner-Meyer, T. Yang, and P. Balducci, “Economic analysis and optimal sizing for behind-the-meter battery storage,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2016-Novem, 2016.
- [53] R. Martins, H. C. Hesse, J. Jungbauer, T. Vorbuchner, and P. Musilek, “Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications,” *Energies*, vol. 11, no. 8, 2018.
- [54] Coordinador Eléctrico Nacional, “Proyección de demanda eléctrica 2018-2038,” 2019.
- [55] H. Fathima and K. Palanisamy, “Optimized Sizing, Selection, and Economic Analysis of Battery Energy Storage for Grid-Connected Wind-PV Hybrid System,” *Modelling and Simulation in Engineering*, vol. 2015, no. December, 2015.
- [56] D. Parada, “Aplicaciones Técnicas Y Económicas De Sistemas Bess En Parques Eólicos Y Fotovoltaicos En El Sistema Eléctrico Chileno,” *Mamoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico*, Universidad de Chile, 2018.
- [57] A. Belderbos, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “Calculating the levelized cost of storage?” *Energy: Expectations and Uncertainty*, 39th IAEE International Conference, no. 39, pp. 1–2, 2016.

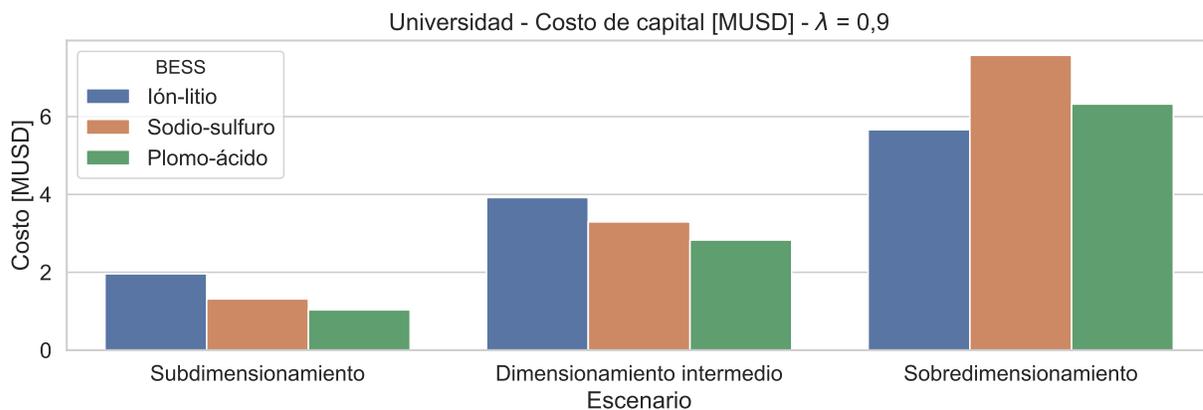
# Anexos

## ■ Anexo 1

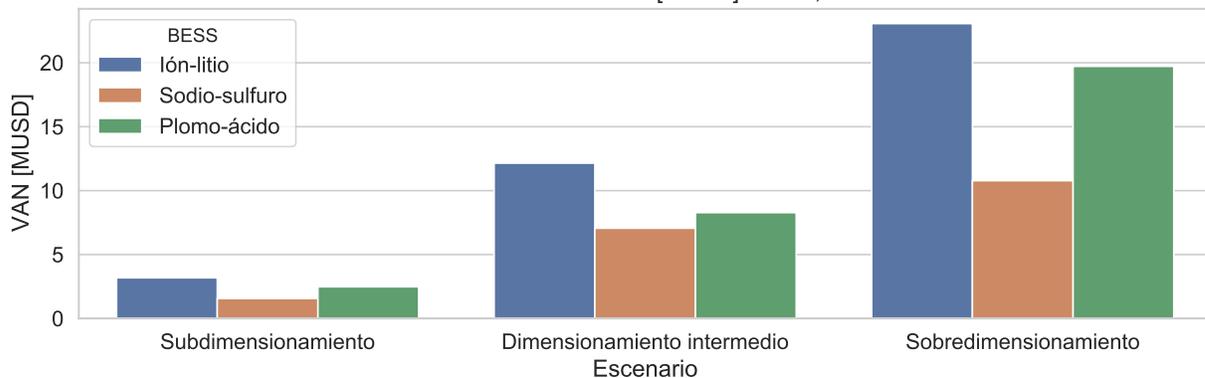
Tasas de crecimiento anual de consumo período 2019 - 2027 [54].

Año	Clientes Industriales	Grandes Clientes
2019	1,32 %	6,24 %
2020	1,29 %	4,48 %
2021	1,30 %	7,58 %
2022	1,18 %	1,85 %
2023	3,43 %	4,21 %
2024	2,91 %	0,20 %
2025	2,05 %	-0,60 %
2026	1,35 %	0,17 %
2027	1,21 %	0,57 %

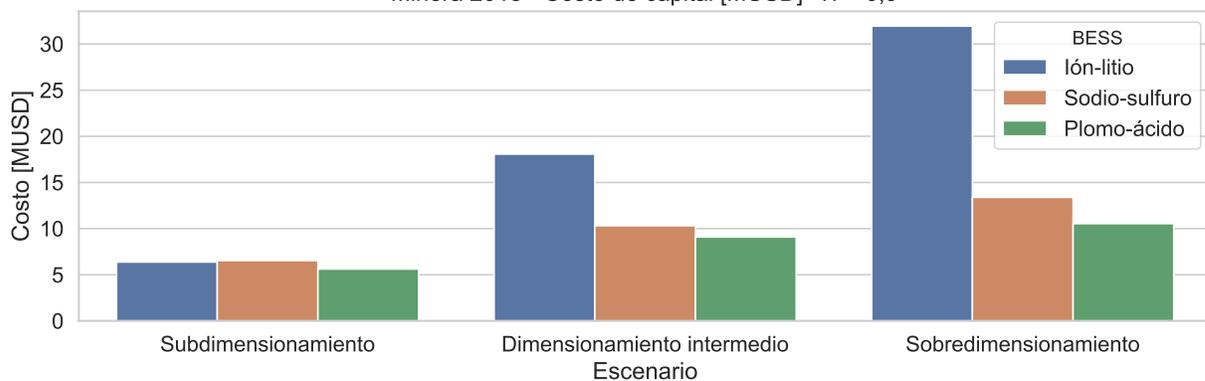
## ■ Anexo 2



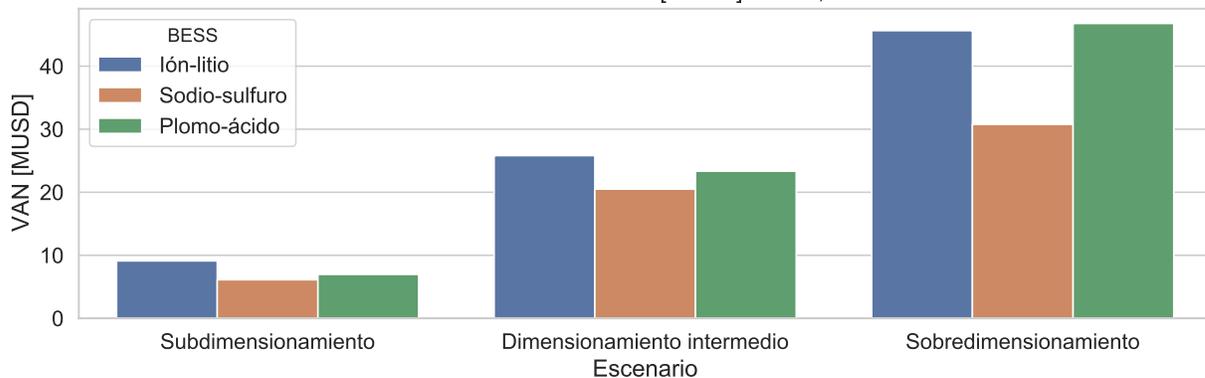
Universidad - VAN [MUSD] -  $\lambda = 0,9$



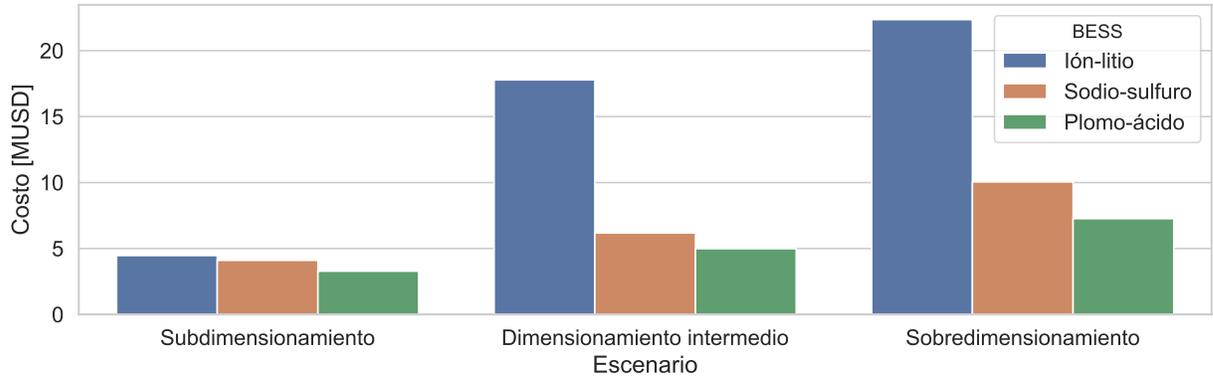
Minera 2018 - Costo de capital [MUSD] -  $\lambda = 0,9$



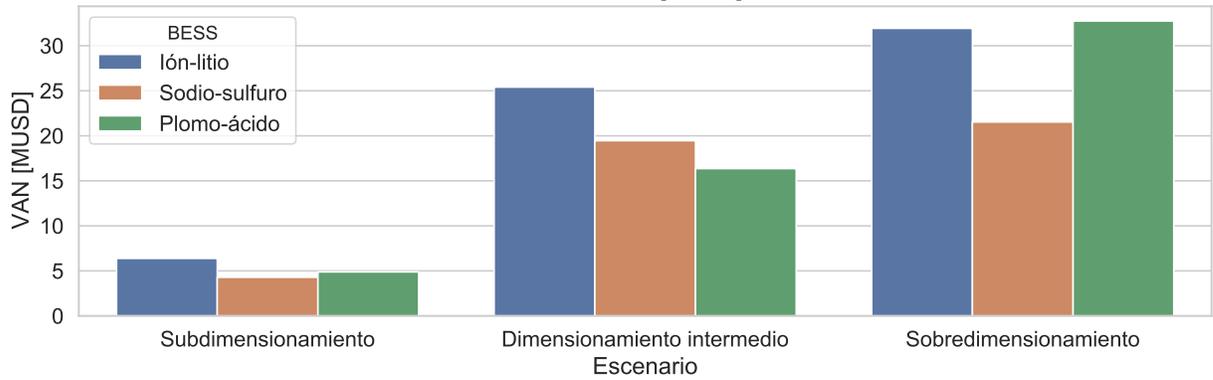
Minera 2018 - VAN [MUSD] -  $\lambda = 0,9$



Minera 2019 - Costo de capital [MUSD] -  $\lambda = 0,9$

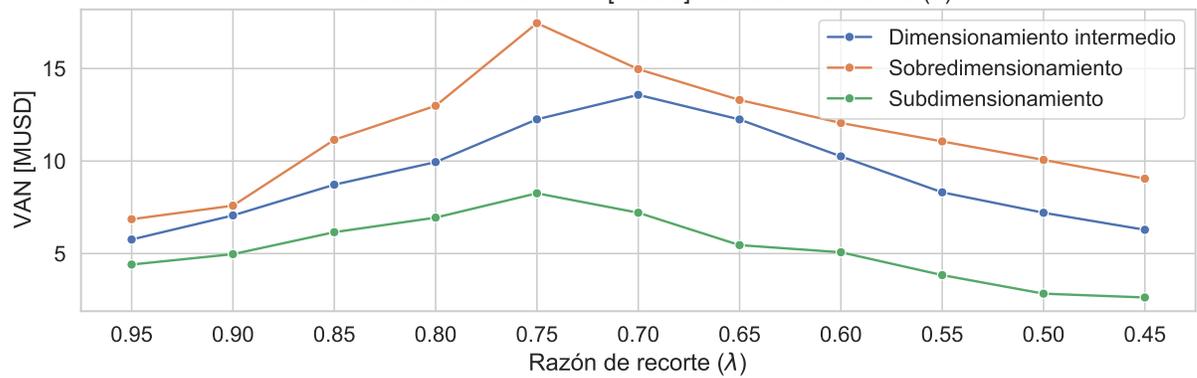


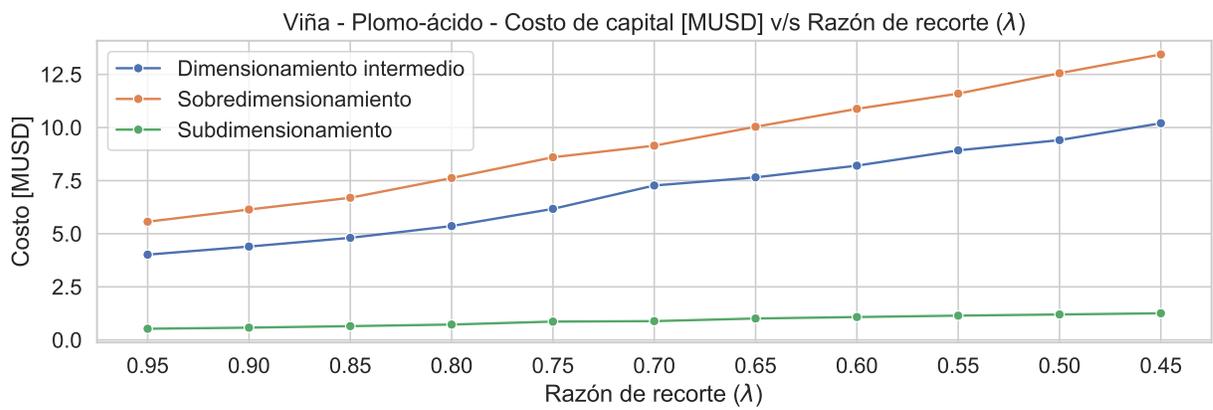
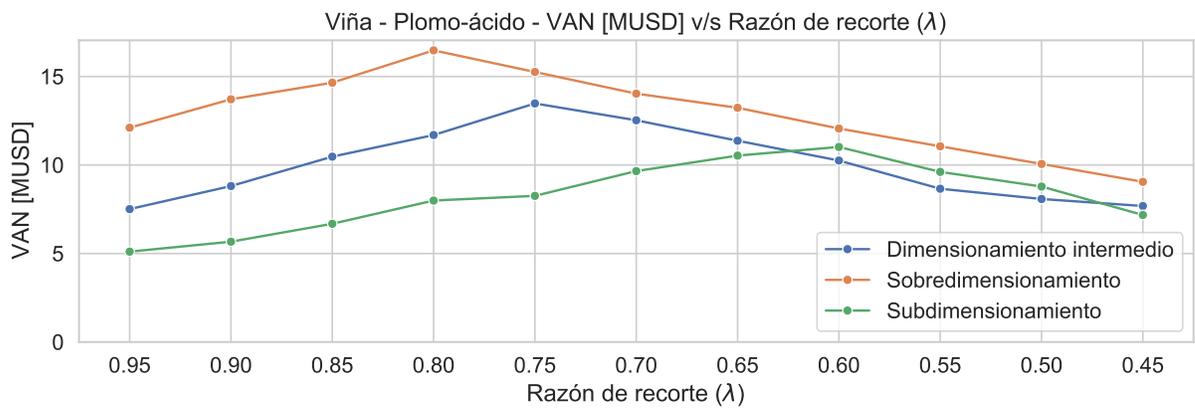
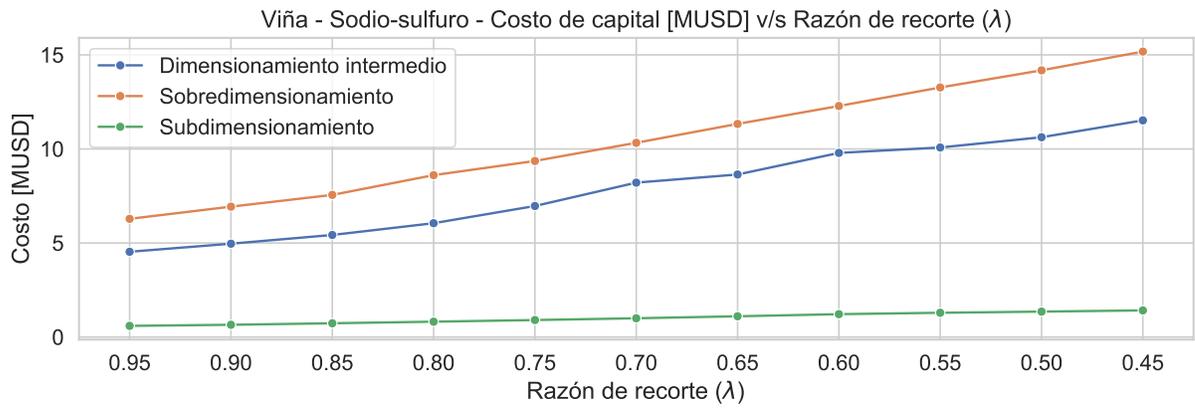
Minera 2019 - VAN [MUSD] -  $\lambda = 0,9$

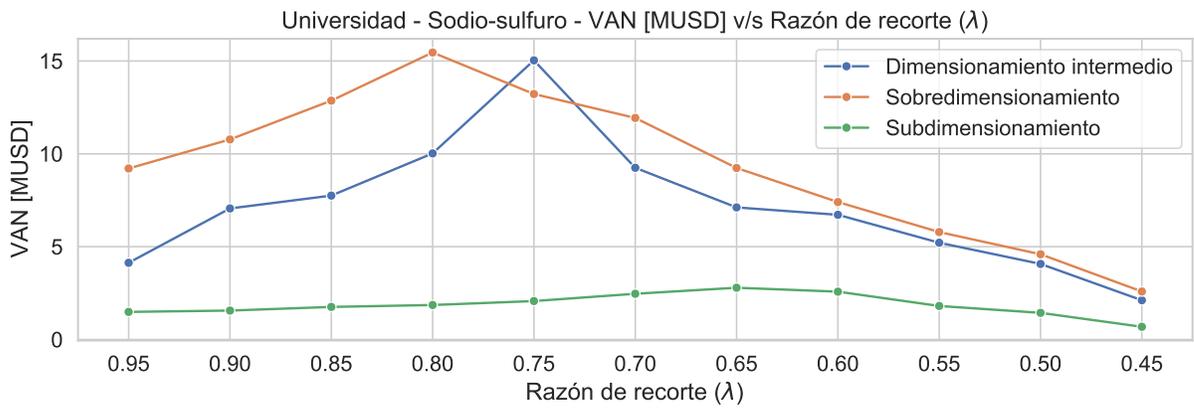
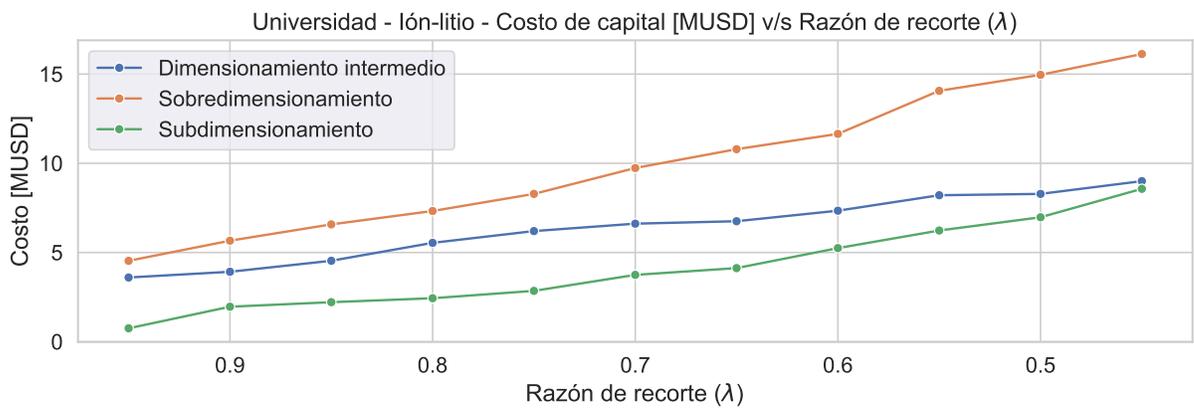
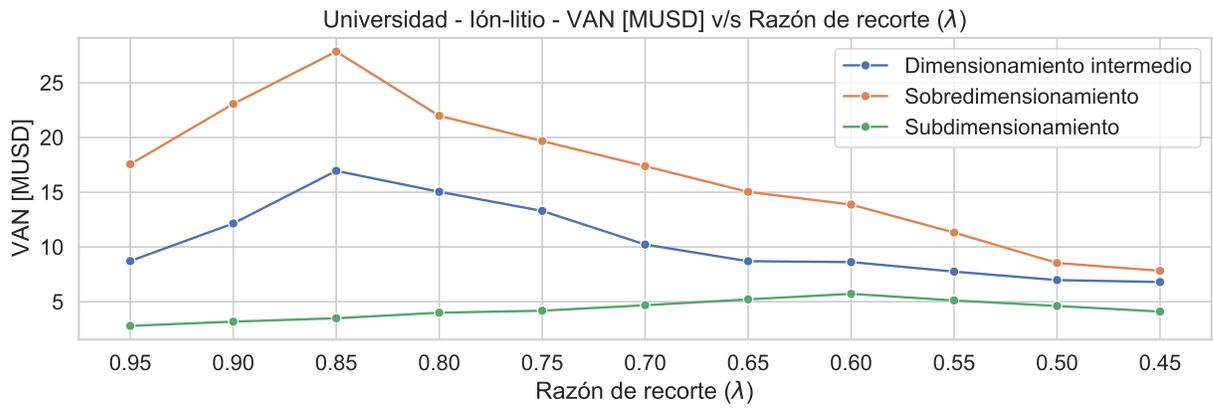


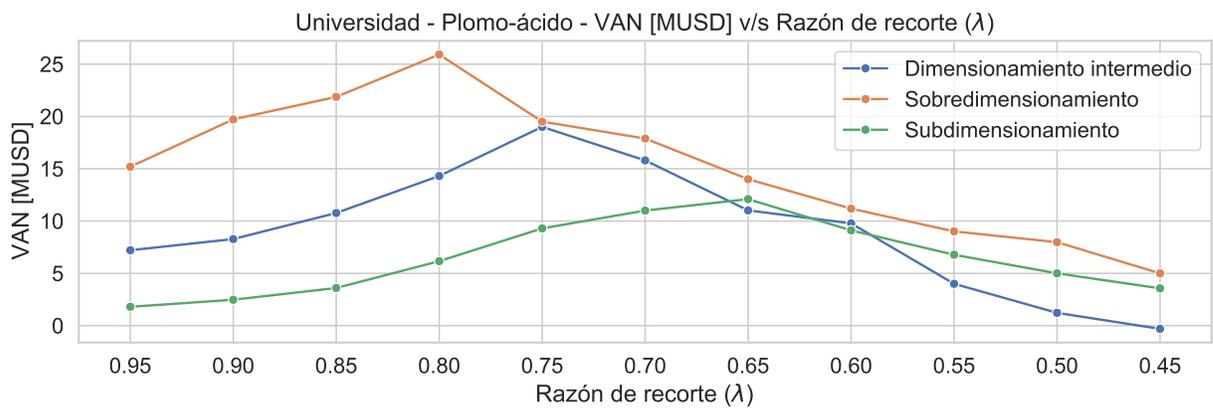
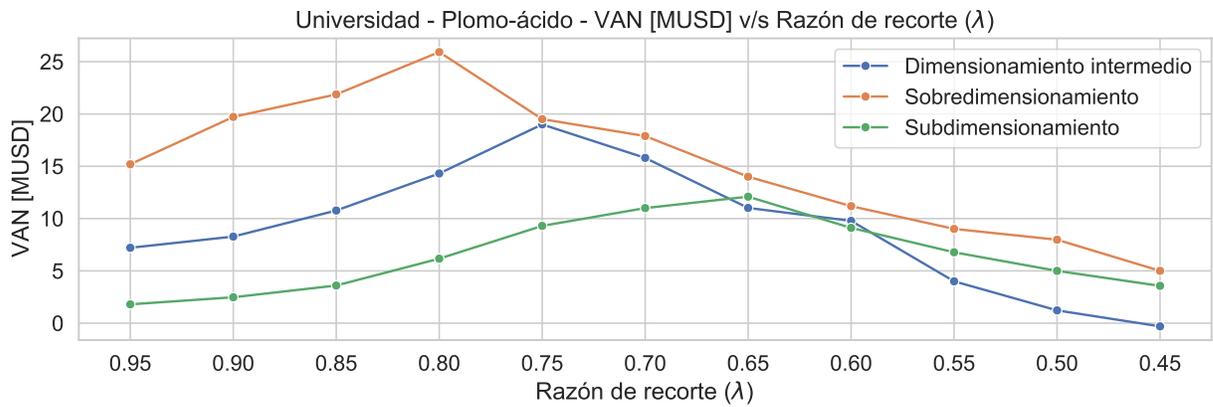
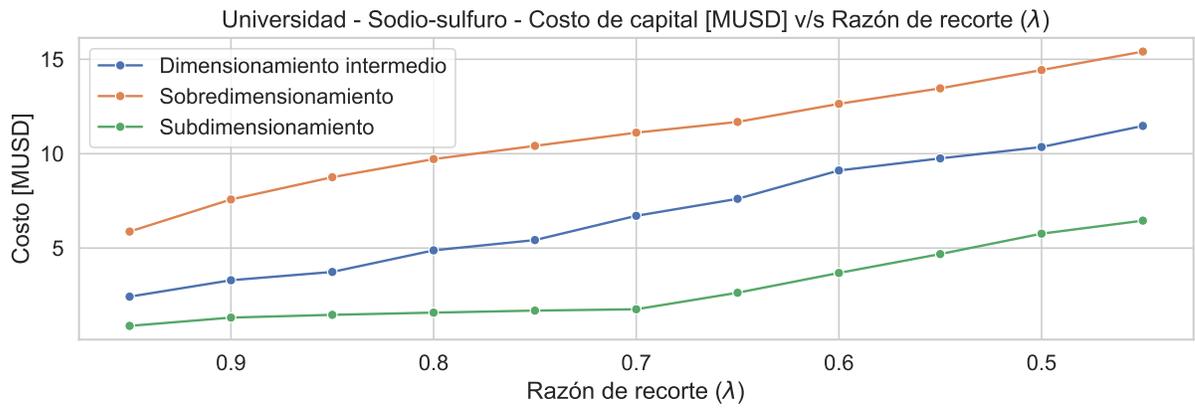
■ Anexo 3

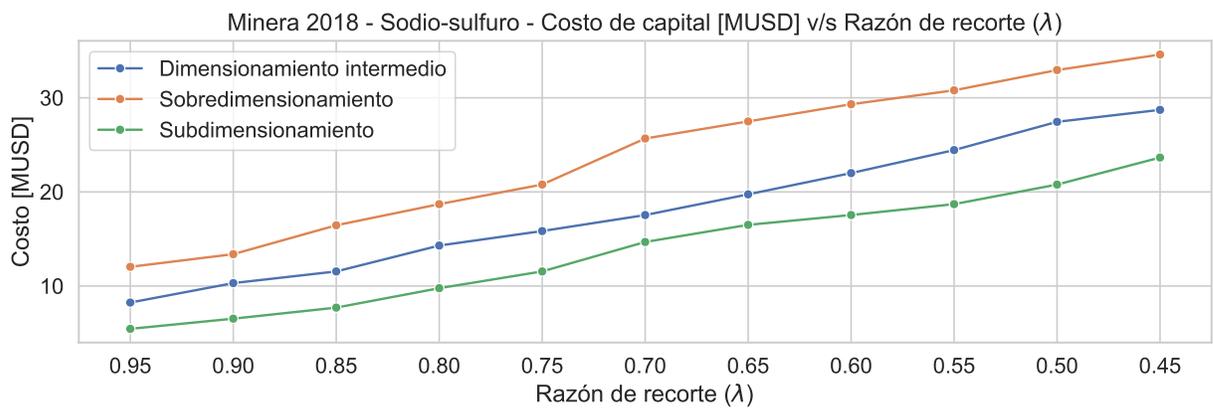
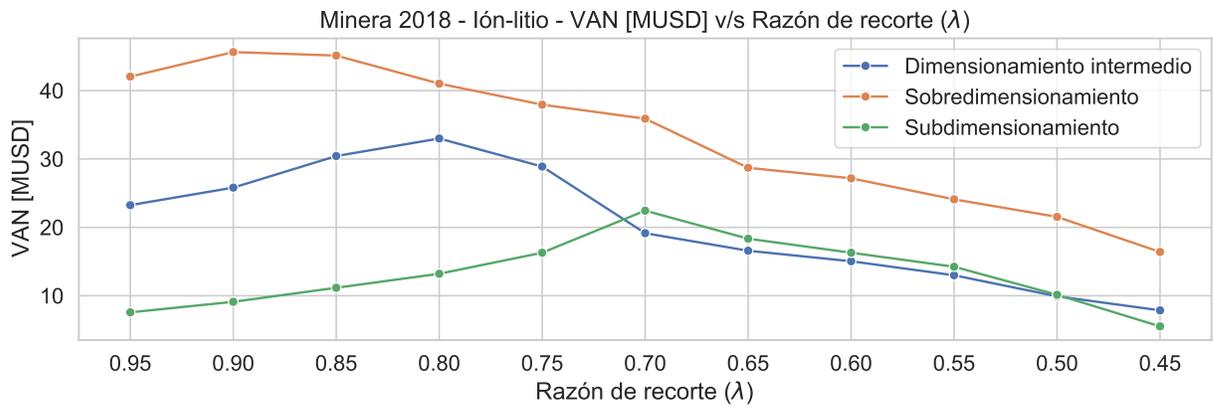
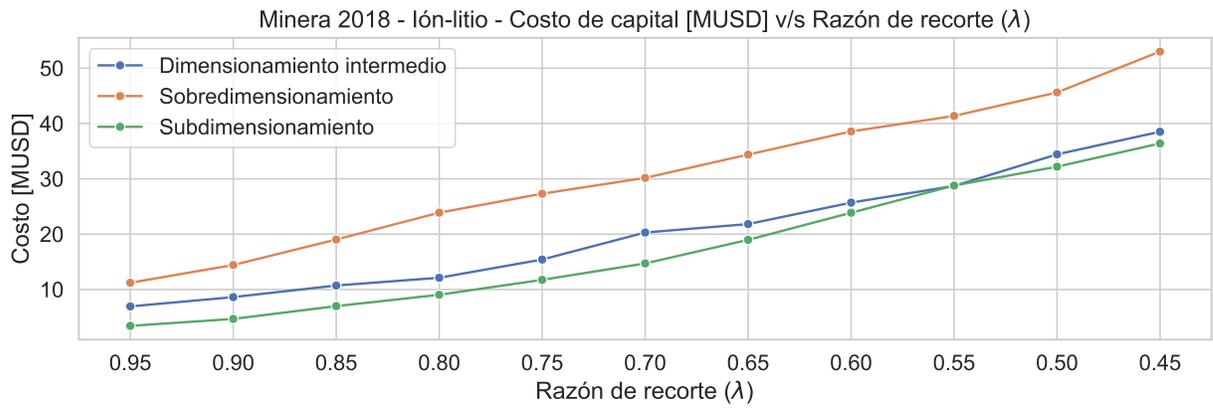
Viña - Sodio-sulfuro - VAN [MUSD] v/s Razón de recorte ( $\lambda$ )

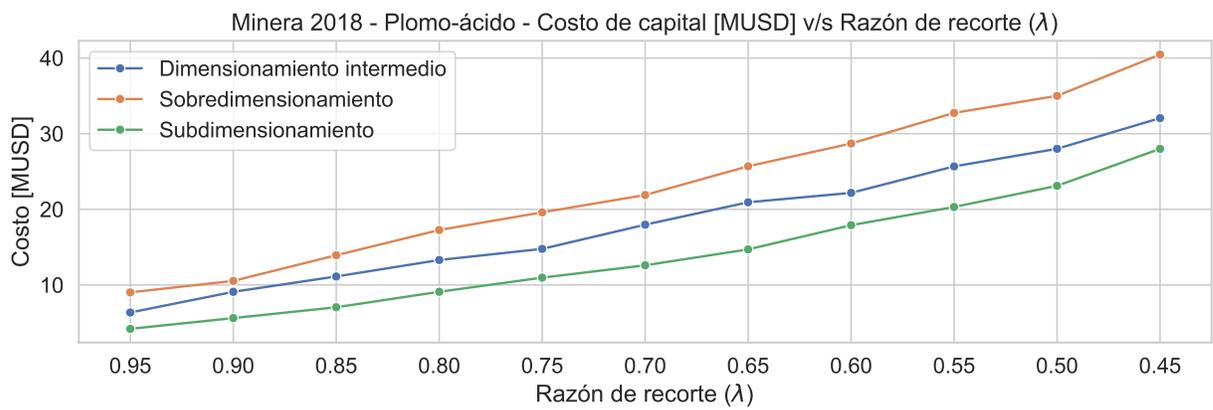
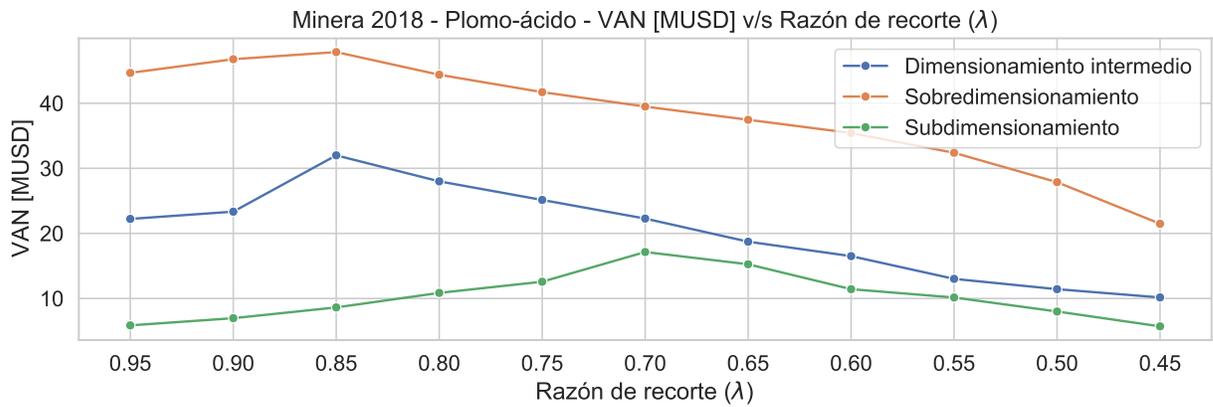
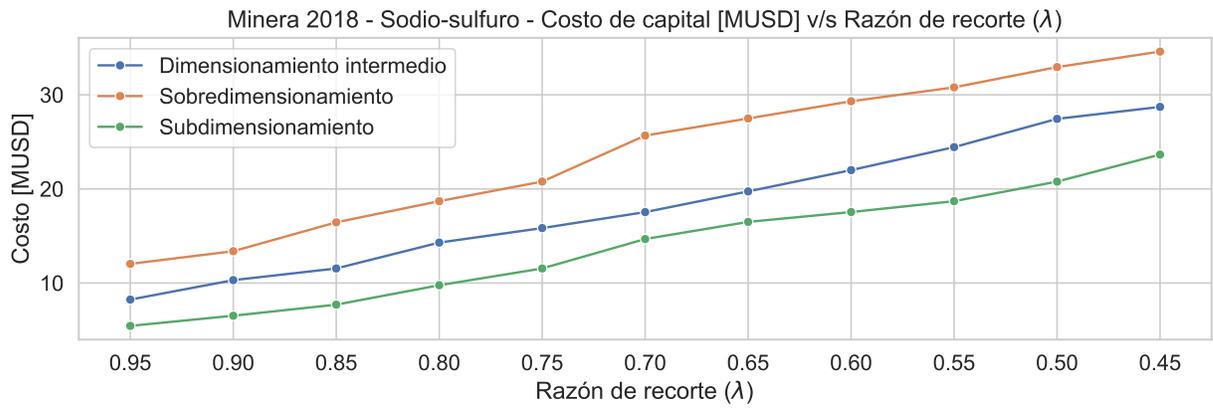


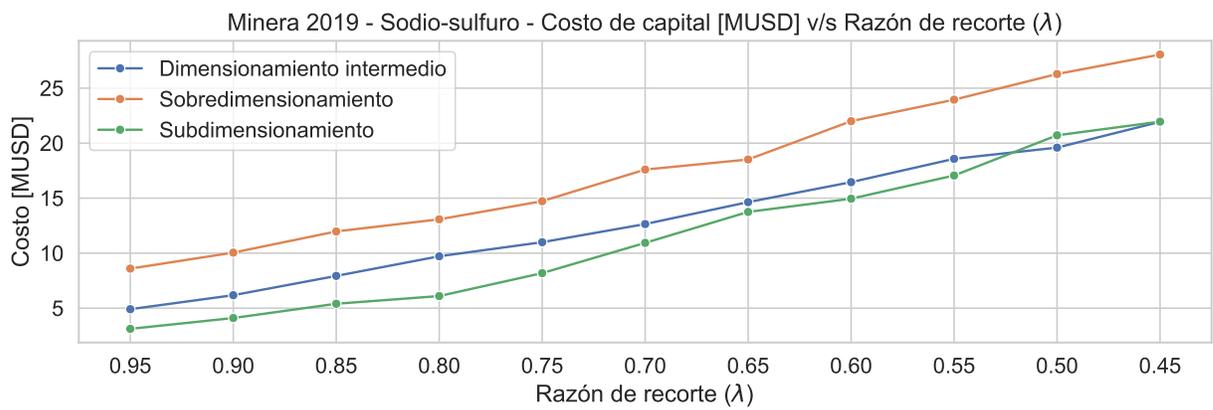
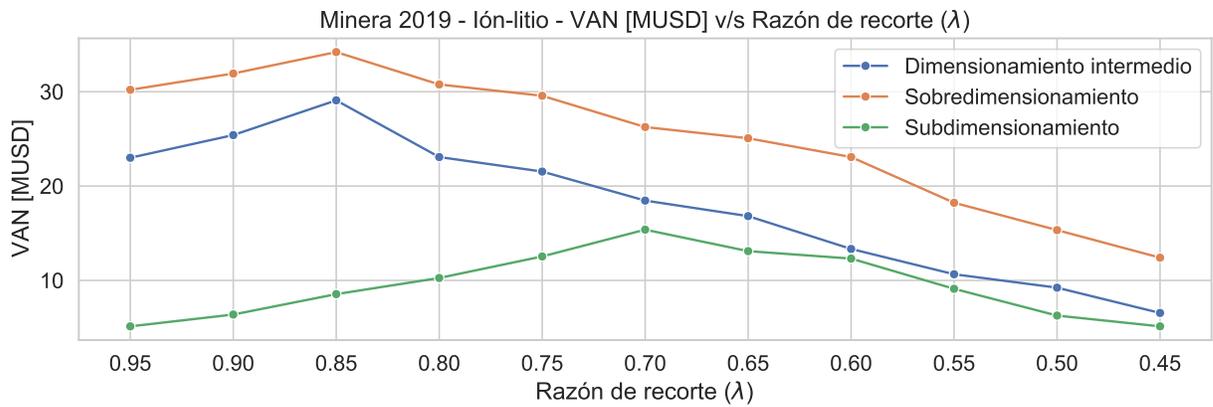
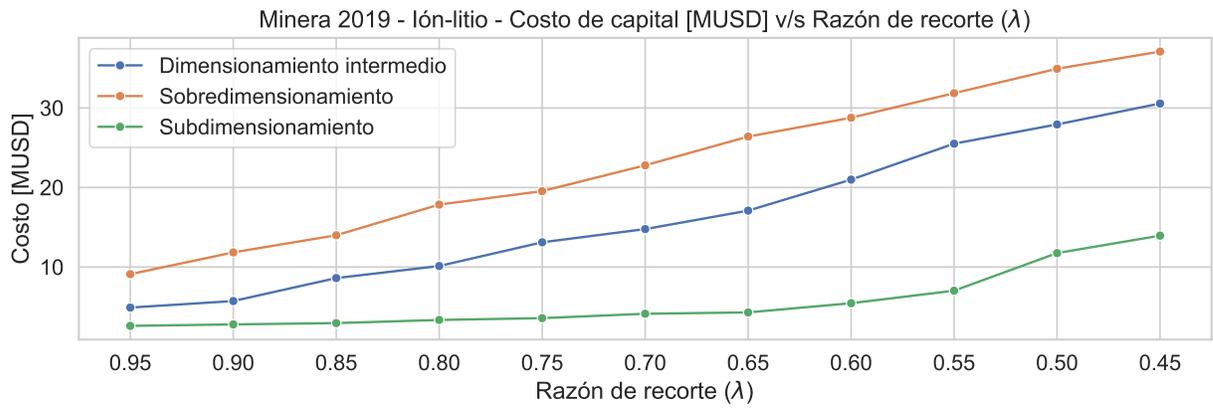


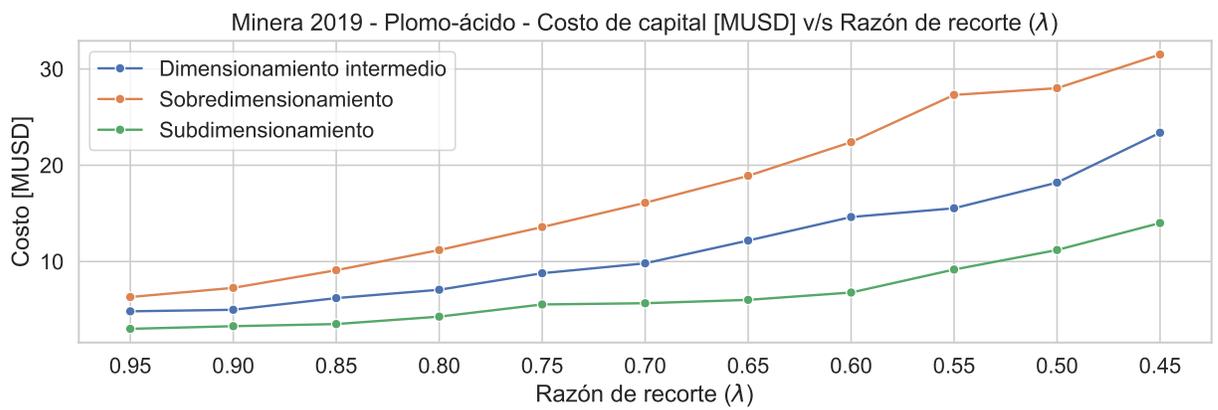
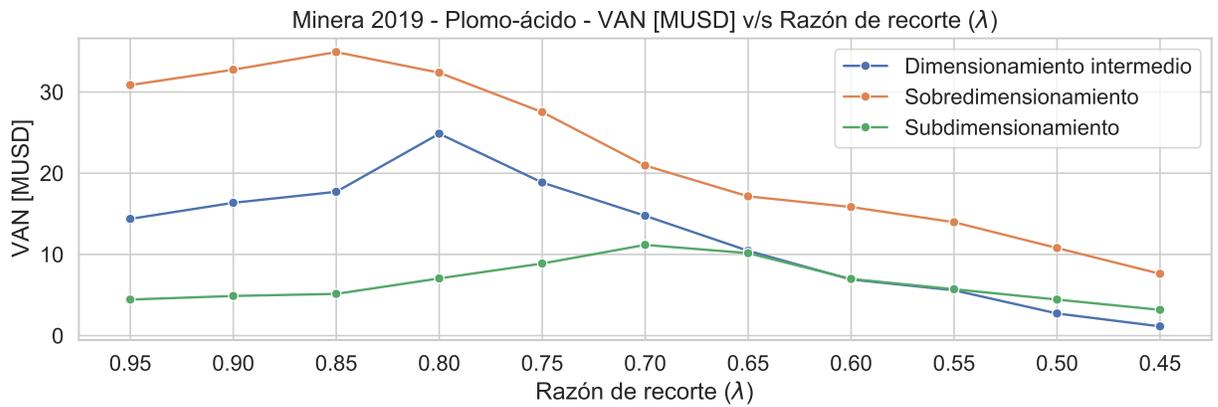
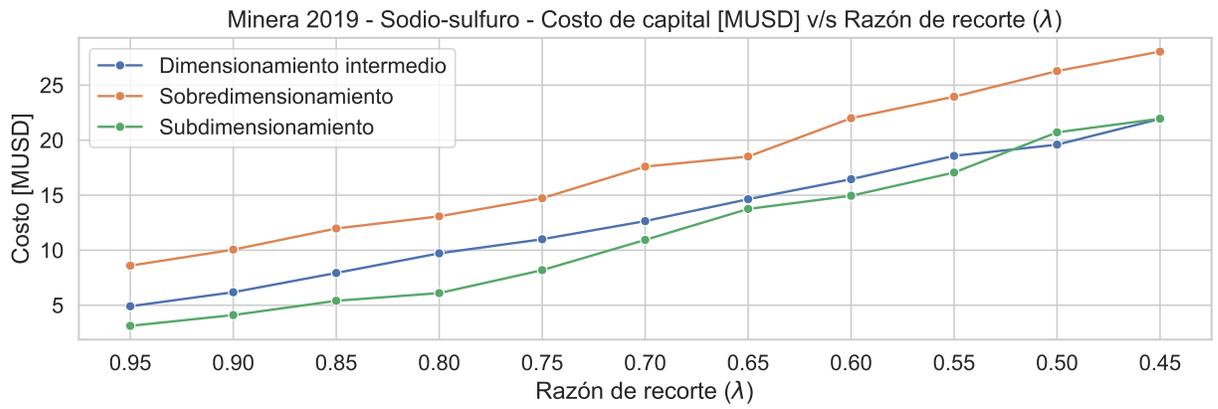












■ Anexo 4

- Resultados Escenario Intermedio Viña - Ión-litio.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	1,86	0,7	0,54	0,76
0,9	3,34	2,16	1,0	3,13
0,85	5,47	3,79	1,18	6,15
0,8	10,36	4,64	1,49	7,48
0,75	13,95	5,99	1,66	9,99
0,7	11,56	7,09	1,99	11,8
0,65	8,96	8,11	2,11	13,68
0,6	8,36	11,58	2,36	20,31
0,55	6,71	12,94	2,48	22,89
0,5	4,33	19,76	2,8	36,17
0,45	3,08	21,75	3,04	39,85

- Resultados Escenario Intermedio Viña - Sodio-sulfuro.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	5,76	4,53	1,22	5,31
0,9	7,06	4,96	1,49	5,72
0,85	8,72	5,43	1,79	6,16
0,8	9,94	6,05	2,02	6,86
0,75	12,25	6,97	2,34	7,88
0,7	13,58	8,21	2,62	9,37
0,65	12,25	8,64	2,91	9,78
0,6	10,25	9,79	3,16	11,16
0,55	8,31	10,08	3,52	11,33
0,5	7,2	10,62	3,73	11,93
0,45	6,28	11,52	3,92	13,01

- Resultados Escenario Intermedio Viña - Plomo-ácido.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	7,51	4,02	14,66	3,06
0,9	8,81	4,4	18,6	2,33
0,85	10,47	4,81	24,45	0,9
0,8	11,69	5,36	28,34	0,58
0,75	13,48	6,17	29,75	1,81
0,7	12,53	7,27	32,8	3,04
0,65	11,37	7,65	34,12	3,36
0,6	10,25	8,21	36,1	3,79
0,55	8,66	8,93	37,55	4,81
0,5	8,08	9,41	39,79	4,99
0,45	7,68	10,2	40,95	6,29

- Resultados Escenario Intermedio Universidad - Ión-litio.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	8,71	3,6	0,54	6,55
0,9	12,15	3,92	0,71	6,99
0,85	16,95	4,54	0,77	8,14
0,8	15,04	5,54	0,79	10,13
0,75	13,29	6,2	0,86	11,37
0,7	10,22	6,62	0,94	12,1
0,65	8,7	6,75	0,95	12,36
0,6	8,62	7,34	1,02	13,47
0,55	7,75	8,21	1,1	15,1
0,5	6,97	8,28	1,16	15,18
0,45	6,8	9,0	1,36	16,37

- Resultados Escenario Intermedio Universidad - Sodio-sulfuro.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	4,13	2,43	1,6	2,27
0,9	7,06	3,3	1,97	3,21
0,85	7,75	3,74	2,34	3,57
0,8	10,02	4,88	2,7	4,89
0,75	15,03	5,42	3,08	5,39
0,7	9,25	6,71	3,16	7,05
0,65	7,12	7,61	3,4	8,1
0,6	6,72	9,11	3,72	9,91
0,55	5,21	9,75	4,06	10,57
0,5	4,07	10,35	4,36	11,19
0,45	2,12	11,47	4,6	12,54

- Resultados Escenario Intermedio Universidad - Plomo-ácido.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	7,21	2,25	5,46	2,83
0,9	8,28	2,83	5,76	3,98
0,85	10,77	3,5	6,37	5,23
0,8	14,31	4,35	6,68	6,99
0,75	19,0	4,97	6,91	8,27
0,7	15,8	5,25	7,14	8,81
0,65	11,02	6,42	7,73	11,17
0,6	9,78	7,25	8,04	12,9
0,55	4,0	8,79	8,34	16,2
0,5	1,22	10,25	8,69	19,31
0,45	-0,31	11,47	9,13	21,84

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2018) - Ión-litio.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	23,25	6,94	5,37	7,44
0,9	25,81	8,62	6,62	9,3
0,85	30,43	10,72	8,18	11,62
0,8	32,99	12,12	9,64	12,67
0,75	28,89	15,41	12,12	16,29
0,7	19,15	20,3	14,12	23,66
0,65	16,58	21,82	15,5	25,05
0,6	15,04	25,7	17,08	30,91
0,55	12,99	28,71	19,37	34,18
0,5	9,92	34,43	21,06	43,58
0,45	7,86	38,51	22,84	49,62

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2018) - Sodio-sulfuro.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	19,29	8,24	10,09	4,94
0,9	20,49	10,31	11,67	6,75
0,85	22,42	11,55	13,32	7,41
0,8	25,32	14,3	15,76	9,61
0,75	23,92	15,84	18,34	10,12
0,7	22,39	17,54	19,54	11,66
0,65	19,61	19,74	22,62	12,74
0,6	17,21	22,0	23,43	15,27
0,55	14,81	24,44	26,82	16,5
0,5	13,72	27,45	31,08	17,95
0,45	11,73	28,72	32,14	19,0

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2018) - Plomo-ácido.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	22,23	6,36	25,31	4,01
0,9	23,34	9,09	31,23	7,71
0,85	32,0	11,12	33,47	11,33
0,8	28,0	13,3	35,77	15,25
0,75	25,14	14,77	41,01	16,42
0,7	22,28	17,97	44,97	21,94
0,65	18,73	20,93	49,96	26,53
0,6	16,51	22,17	55,19	27,2
0,55	13,02	25,67	57,36	34,11
0,5	11,43	28,0	41,35	45,69
0,45	10,16	32,05	43,84	53,69

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2019) - Ión-litio.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	23,0	4,9	3,88	5,15
0,9	25,41	5,72	4,97	5,47
0,85	29,09	8,61	6,05	9,96
0,8	23,08	10,13	8,0	10,65
0,75	21,54	13,11	9,71	14,57
0,7	18,46	14,77	10,63	16,79
0,65	16,81	17,09	12,94	18,65
0,6	13,33	20,99	14,84	24,17
0,55	10,65	25,51	16,33	31,43
0,5	9,23	27,93	18,36	33,83
0,45	6,55	30,56	21,08	35,83

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2019) - Sodio-sulfuro.

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	13,06	4,91	5,69	3,13
0,9	19,45	6,18	7,91	3,49
0,85	23,49	7,93	9,83	4,67
0,8	18,43	9,72	12,11	5,69
0,75	15,3	11,0	15,25	5,51
0,7	10,2	12,65	18,4	5,82
0,65	9,41	14,64	21,5	6,62
0,6	7,88	16,45	24,85	7,03
0,55	7,41	18,57	26,97	8,58
0,5	6,27	19,59	30,32	7,93
0,45	4,71	21,94	32,71	9,62

- Resultados Escenario Intermedio Minera (referencia 2019) - Plomo-ácido

$\lambda$	VAN [MUSD]	Costo de capital [MUSD]	$E_{nom}$ [MWh]	$P_{nom}$ [MW]
0,95	14,38	4,83	19,81	2,81
0,9	16,36	4,99	22,87	1,94
0,85	17,71	6,2	26,23	3,29
0,8	24,87	7,07	27,61	4,67
0,75	18,86	8,79	29,51	7,73
0,7	14,76	9,82	33,34	8,48
0,65	10,45	12,18	37,32	12,14
0,6	6,91	14,62	43,65	15,04
0,55	5,59	15,53	46,12	16,07
0,5	2,73	18,2	53,26	19,14
0,45	1,14	23,38	56,35	29,42