



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

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE BATERÍAS PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DE CARGOS POR POTENCIA EN EL MERCADO  
CHILENO**

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

**SEBASTIÁN HÖRMANN VALENZUELA**

**PROFESOR GUÍA:  
MANUEL DÍAZ ROMERO**

**MIEBROS DE LA COMISIÓN:  
GERARDO DÍAZ RODENAS  
CARLOS BENAVIDES FARIAS**

**SANTIAGO DE CHILE**

**2017**

## **EVALUACIÓN ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE BATERÍAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE CARGOS POR POTENCIA EN EL MERCADO CHILENO**

El presente trabajo se desarrolla en un contexto de cambio de paradigma en el mercado energético. La penetración de las energías renovables y la evolución de las redes inteligentes hacen necesaria la modernización de los sistemas eléctricos. En este sentido, el almacenamiento de energía cumple un rol fundamental para entregar servicios que satisfagan las nuevas necesidades de los actores, abriendo paso a una serie de oportunidades de negocio.

La estructura tarifaria chilena de suministro eléctrico hace interesante la posibilidad de administrar la curva de consumo de un cliente regulado para disminuir su demanda máxima leída en horas de punta, cargo que representa cerca 30% del total de las cuentas de electricidad. En base a esto, el objetivo de esta memoria es evaluar la rentabilidad económica de implementar un sistema de baterías para la administración de cargos por potencia en el mercado chileno.

El proyecto consiste en la utilización de sistemas de almacenamiento mediante baterías que optimizan la curva de consumo de clientes perteneciente al segmento comercial o industrial, a través de la acumulación de energía desde la red durante periodos “fuera de punta” y la descarga de energía hacia la red durante periodos pertenecientes a las “horas de punta”, donde el precio de la potencia es mayor. De esta forma, se desarrolla una solución de ingeniería aplicada que optimiza el consumo eléctrico sin generar cambios en el comportamiento del cliente.

Para estudiar la rentabilidad económica del proyecto tanto para el cliente como para una empresa dedicada a la comercialización de los sistemas de baterías y la entrega de servicios de optimización de cargos por potencia, se desarrolló una plataforma de cálculo que permite el dimensionamiento del sistema y la optimización de la operación en base a la maximización del valor del proyecto.

Por un lado, se analiza un caso de estudios cuyos resultados indican que el proyecto es rentable para el cliente, con un VAN de MM\$ 1,8, una TIR de 16% y recuperando la inversión a los 6,83 años. Por otro lado, se realiza una evaluación económica para la empresa comercializadora, la cual financia parte de la inversión de los proyectos y renta en base a los ahorros que genera el sistema. Los resultados para la empresa, sobre un horizonte de evaluación de 5 años y una tasa de descuento de 9,8%, indican un VAN de 103 MM\$, una TIR de 15,5% y retorno de la inversión al quinto año.

Si bien para la viabilidad económica del proyecto es necesario levantar un alto capital de trabajo de 263 MM\$, las proyecciones de mercado, las caídas en los costos de los sistemas de baterías y las iniciativas de distintas instituciones para el desarrollo de estas tecnologías hacen que sea recomendable la ejecución del proyecto. El mercado del almacenamiento de energía aún no alcanza su madurez, especialmente en Sudamérica, y ser uno de los primeros entrantes del mercado puede significar una ventaja competitiva importante, adquiriendo el *know how* del negocio para aprovechar de mejor forma las oportunidades disponibles y levantando barreras de entrada diferenciadoras que permitan generar un mayor valor para la empresa y para el cliente.

## Agradecimientos

*A mis padres por su apoyo incondicional, su formación y por ser un ejemplo permanente a lo largo de mi vida.*

*A mis profesores por potenciarme y ayudarme a sacar lo mejor de mí.*

*A la Trini por su compañía, alegría y permanente apoyo.*

*A la Anita por hacer más placentero el trabajo.*

*A mis hermanos y amigos por siempre estar ahí.*

*Y a Raimundo, Rodrigo y Natalie, por todos los buenos momentos.*

*Un especial agradecimiento a mi padre, por su tiempo y sus consejos.*

# Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción, objetivos y metodología .....	1
1.1. Introducción .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general .....	2
1.2.2. Objetivos específicos .....	2
1.3. Descripción del proyecto .....	2
1.4. Metodología .....	3
Capítulo 2: Marco conceptual y teórico .....	7
2.1. Características de un sistema eléctrico moderno .....	7
2.2. El rol del almacenamiento .....	8
2.2.1. Aplicaciones para operadores de red .....	10
2.2.2. Aplicaciones para empresas eléctricas .....	13
2.2.3. Aplicaciones para consumidores .....	14
2.3. Ubicación en el sistema eléctrico.....	17
2.4. El sistema tarifario .....	19
2.5. La nueva ley de distribución .....	21
2.6. Modelos y herramientas utilizados .....	21
2.6.1. Cinco Fuerzas de Porter.....	21
2.6.2. Metodología CANVAS para modelos de negocios .....	24
2.6.3. Simulaciones de Montecarlo .....	25
2.6.4. Proceso de precios .....	25
2.6.5. Método de cálculo de tasa de descuento.....	25
2.6.6. Indicadores económicos de evaluación de proyectos .....	26
Capítulo 3: Análisis del mercado de almacenamiento de energía .....	27
3.1. El crecimiento del mercado .....	27
3.2. Análisis de las cinco fuerzas de la competencia .....	29
3.2.1. Poder de negociación de los clientes .....	29
3.2.2. Poder de negociación de los proveedores.....	31
3.2.3. Amenaza de nuevos competidores .....	34
3.2.4. Amenaza de productos sustitutos .....	36
3.2.5. Rivalidad entre los competidores existentes.....	37

Capítulo 4: Estructura del negocio .....	41
4.1. Oportunidad de negocio.....	41
4.2. Modelo de negocios .....	44
4.2.1. Segmentos del mercado .....	44
4.2.2. Propuesta de valor .....	45
4.2.3. Canales de distribución.....	46
4.2.4. Relaciones con los clientes .....	47
4.2.5. Fuentes de ingreso .....	47
4.2.6. Recursos clave .....	48
4.2.7. Actividades clave.....	49
4.2.8. Socios clave .....	49
4.2.9. Estructura de costos .....	50
Capítulo 5: Modelo de dimensionamiento de sistemas de baterías .....	51
5.1. Consideraciones técnicas del modelo .....	51
5.1.1. Ciclos, profundidad de descarga y vida útil .....	51
5.1.2. Eficiencia .....	51
5.1.3. Potencia máxima de carga y descarga .....	52
5.1.4. Datos de consumo.....	52
5.1.5. Selección de tecnología .....	53
5.2. Consideraciones económicas del modelo .....	53
5.2.1. Tarifas de distribución .....	53
5.2.2. Proyecciones de tarifas .....	54
5.2.3. Costos de inversión y operación .....	55
5.2.4. Tasa de descuento .....	56
5.3. El modelo de dimensionamiento.....	56
5.3.1. Variables de decisión:.....	56
5.3.2. Parámetros y restricciones .....	57
5.4. Descripción de las etapas del modelo .....	59
Capítulo 6: Caso de estudio y evaluación económica .....	61
6.1. Introducción .....	61
6.2. Caso 1: Dimensionamiento .....	64
6.3. Caso 2: Dimensionamiento con variabilidad .....	67
6.4. Caso 3: Evaluación con variabilidad .....	70
6.5. Caso 4: Evaluación con financiamiento.....	70

6.6. Evaluación económica de la empresa comercializadora.....	70
6.6.1. Ingresos y costos.....	71
6.6.2. Gastos administrativos.....	73
6.6.3. Capital de trabajo.....	73
6.6.4. Valor residual del proyecto .....	73
6.6.5. Tasa de descuento.....	74
6.6.6. Resultados.....	74
6.6.7. Análisis de sensibilidad .....	75
Conclusiones y recomendaciones .....	81
Bibliografía.....	84
Anexo A: Tecnologías de almacenamiento de energía .....	88
Anexo B: Código simulaciones .....	99
Anexo C: Memoria de cálculo.....	102
Anexo D: Flujos de caja cliente.....	110
Anexo E: Flujo de caja empresa comercializadora .....	112
Anexo F: Ejemplo tarifas de suministro Enel Distribución S.A. ....	113
Anexo G: Especificaciones técnicas baterías .....	114

# Capítulo 1: Introducción, objetivos y metodología

## 1.1. Introducción

Durante los últimos años la matriz energética a nivel mundial ha comenzado una transición hacia las energías renovables. El desarrollo de tecnologías de generación fotovoltaica y eólica ha madurado, disminuyendo sus costos de producción y logrando concretar proyectos competitivos. En Chile el proceso de Licitación de Suministro 2015/01 evidencia este hecho, registrando precios record y con una gran participación de tecnologías solar y eólica [1].

Por otro lado, la disminución en los costos de las tecnologías potencia el desarrollo de la generación distribuida, ya sea a nivel de productores con los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) o a nivel de consumidores con la instalación de paneles fotovoltaicos en techos residenciales [2].

Todos estos factores generan externalidades en el sistema eléctrico. Por el lado positivo, se disminuye la emisión de  $CO_2$  gracias a las fuentes renovables; aumenta la independencia de combustibles fósiles, los cuales no son explotados en el país; y, disminuyen los costos de generación. Sin embargo, la intermitencia que presentan recursos como el sol o el viento, y el cambio de paradigma que conlleva la generación distribuida, entregan una serie de nuevos desafíos al mercado de la energía, exigiendo la modernización de la red para la solución de estos problemas [3].

El almacenamiento de energía se posiciona como uno de los recursos clave para la modernización de la red. Las tecnologías de almacenamiento tienen el potencial para aumentar la seguridad y flexibilidad del sistema, complementarse con la generación intermitente para entregar un suministro constante y solucionar una serie de necesidades en toda la cadena de valor del mercado eléctrico [4].

Una fuerte disminución de costos en los últimos años, explicada principalmente por economías de escala y desarrollo tecnológico, indica que el crecimiento del mercado es inminente y en el corto plazo la capacidad global de almacenamiento de energía podría ser 10 veces mayor a la existente en la actualidad [5]. Esto implica el surgimiento de una serie de oportunidades de negocios en esta industria.

Sin embargo, el mercado es aún emergente, las tecnologías son relativamente nuevas y no hay ninguna que satisfaga todas las necesidades. Por el momento el mercado se dedica al seguimiento de aquellos productos que tienen mayor potencial [6].

No obstante, algunas compañías como *Tesla*, *Sonnen* y *Stem*, entre otros, comenzaron a desarrollar modelos de negocios buscando aprovechar el valor que entrega el almacenamiento de energía. El estudio de casos es vital para la comprensión la magnitud de dicho valor y para analizar la conveniencia de entrar el mercado, definiendo la mejor forma de hacerlo.

En este sentido, *D'E Capital*, administradora de fondos de inversión para proyectos de energías renovables, está interesado en el estudio de casos, con el objetivo de entender la rentabilidad de un negocio de almacenamiento de energía en el mercado chileno.

El presente trabajo de memoria comienza con un análisis del mercado de almacenamiento de energía, identificando las distintas necesidades del sistema y el rol que las tecnologías cumplen para aliviar esos dolores. Luego, se define una oportunidad de negocios para ser aprovechada, la cual consiste en la administración de los cargos por potencia de las cuentas de electricidad para clientes del sector comercial e industrial.

A partir de esto, se analiza un caso de estudios en donde se evalúa la rentabilidad de instalar un proyecto de almacenamiento de energía con baterías en un edificio comercial, donde la utilización de ingeniería aplicada para la solución de problemas cotidianos resulta vital para el desarrollo del proyecto.

Por último, en base a los resultados del caso de estudios, se analiza la rentabilidad de que *D'E Capital* se posicione en el mercado a través de la creación de una empresa comercializadora de baterías, entregando servicios de administración de cargos por potencia a clientes pertenecientes al sector comercial e industrial.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

Evaluar la rentabilidad económica de implementar un sistema de baterías para la administración de cargos por potencia en el mercado chileno.

### 1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar un análisis del mercado de almacenamiento de energía.
- Identificar una oportunidad de negocios a partir de una necesidad presente en el mercado.
- Desarrollar una plataforma de cálculo para modelar la operación de las baterías, definiendo su vida útil y tamaño óptimo.
- Analizar un caso de estudio para identificar el valor del proyecto para un cliente interesado.
- Evaluar la factibilidad económica establecer una empresa dedicada a la entrega del servicio definido por la oportunidad de negocios.

## 1.3. Descripción del proyecto

El proyecto desarrollado en este informe consiste en la creación de una empresa dedicada a la comercialización de sistemas de baterías y la entrega de servicios de administración de cargos por potencia.

En Chile, principalmente en el sector comercial e industrial, las tarifas eléctricas poseen cargos por potencia con husos horarios, donde en las horas denominadas “de punta” se cobra hasta cuatro veces más que en los horarios “fuera de punta”.

La idea del negocio es utilizar sistemas de baterías que optimicen la curva de carga del cliente, almacenando energía durante periodos fuera de punta e inyectándola en periodos de punta para generar ahorros por potencia.

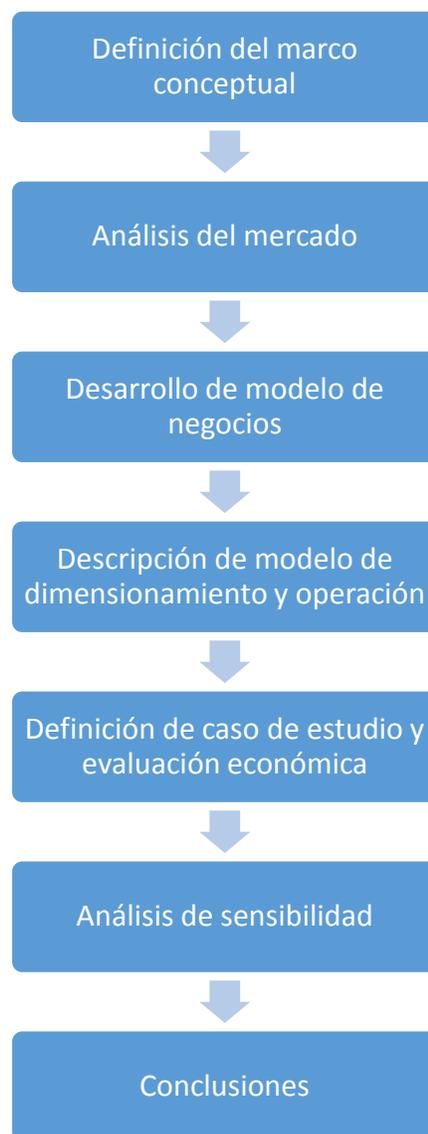
En el presente documento se desarrolla un caso de estudios donde se aplica la tecnología, analizando el valor que genera el sistema en un usuario final. Luego, se realiza una evaluación económica, considerando el caso de estudios como *cliente tipo* para evaluar la rentabilidad de la empresa comercializadora de baterías.

#### 1.4. Metodología

El objetivo del presente trabajo es determinar el valor que entrega el proyecto tanto para un cliente regulado que se ve beneficiado por los ahorros generados por el sistema, como para una empresa dedicada a la comercialización de las baterías y la entrega del servicio de administración de cargos por potencia.

A continuación, se presenta un diagrama que especifica las distintas etapas que componen el trabajo y le dan una estructura alineada con los objetivos establecidos:

**Figura 1** Etapas del desarrollo del trabajo



En primer lugar, se define un marco conceptual y teórico buscando establecer una línea base sobre la cual desarrollar el proyecto. Para ello se realiza un levantamiento bibliográfico que: describe las características de los mercados eléctricos modernos y el cambio de paradigma que significa el enfoque de la generación distribuida; especifica las distintas tecnologías de almacenamiento y su rol dentro de la cadena de valor, estableciendo cómo estas se pueden hacer cargo de las nuevas necesidades que tienen los actores del sistema; se especifica dónde se deben ubicar las fuentes de almacenamiento para ser capaces de entregar cada uno de los servicios descritos y, por último, se describen las tarifas de distribución del sistema chileno.

En esta parte también se describen los principales modelos y herramientas a ser utilizados en este trabajo.

Luego, se realiza un análisis de mercado utilizando el modelo de las 5 fuerzas de Porter: poder de negociación de los proveedores; poder de negociación de los clientes; amenaza de nuevos competidores, amenaza de productos sustitutos; y rivalidad entre los competidores existentes. La información es recopilada a partir de recursos bibliográficos, informes de mercado y entrevistas a actores importantes del mercado.

A partir de esta información se identifica la oportunidad de negocios a aprovechar: “la optimización de cargos por potencia de clientes pertenecientes al sector comercial e industrial”, la cual consiste en administrar la utilización de bancos de baterías para que estas se carguen durante periodos donde las tarifas por potencia eléctrica tienen su menor valor y se descarguen cuando estas posean su mayor valor, lo que genera ahorros al cliente sin que este tenga que cambiar su comportamiento de consumo.

Una vez identificada la oportunidad de negocios es necesario definir cómo capturar y entregar el valor que esta genera. Para ello se utiliza la metodología CANVAS desarrollando un modelo de negocio que permita, a una empresa comercializadora, entregar servicios a un cliente final a través de la venta de sistemas de baterías y la administración de su operación y mantenimiento.

Definidos los puntos anteriores, se vuelve imprescindible para cuantificar el valor que entrega el proyecto, el desarrollo de una plataforma de cálculo que permita dimensionar el tamaño del banco de baterías ideal para un cliente específico y modelar la operación del sistema, de manera que, a partir de estas dos variables, se maximice el valor del proyecto para el cliente y para la empresa.

Para esto se utiliza como base el “MODELO ALGÓRITMICO PARA DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN TECNOECONÓMICO ÓPTIMO DE BANCO DE BATERÍAS” del autor Johann Blanc [7].

Este modelo considera un enfoque de “corte de puntas” para el ahorro de potencia máxima leída que no discrimina entre periodos clasificados como “horas de punta” y “fuera de punta”, donde las tarifas asociadas a la potencia tienen diferentes precios. Se agregan variables y restricciones para tomar en cuenta este factor y modificar el enfoque de “corte de punta”, considerado por Blanc, al enfoque de “optimización de cargos por potencia”, sobre el cual se basa el desarrollo del presente trabajo.

Además, se profundiza el análisis económico del modelo. Se utilizan tasas de descuento y flujos de caja para el cálculo de máximo VAN del proyecto, junto con incluir proyecciones de cambios

en las tarifas eléctricas y variabilidad en la demanda del cliente, agregando así un enfoque estocástico que le otorga robustez a los resultados entregados por el modelo.

Por último, se modifica la forma en que el modelo resuelve el problema, Blanc utiliza para esto un algoritmo y la herramienta *Solver* de Excel. Para el modelo modificado se utilizan *Macros* que resuelven el problema y entregan resultados para todas las combinaciones de variables definidas por un rango y una resolución<sup>1</sup> que indica el usuario a través de los inputs del algoritmo. En base a estos resultados se identifica sobre qué rangos se encuentran los óptimos y, en torno a ese rango se aumenta la resolución del input y se acotando las variables a considerar, repitiendo el proceso hasta identificar el óptimo. De esta forma se soluciona el problema de que el modelo no sea lineal y se evita que el *solver* de Excel entregue óptimos locales.

Para utilizar el modelo y realizar la evaluación económica, se estudia el caso de un edificio perteneciente al campus *Beauchef* de la Universidad de Chile (el cliente). El modelo necesita datos a nivel horario para su correcto funcionamiento, el Departamento de Sustentabilidad de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas facilitó dichos datos para la realización del presente trabajo.

Se identifica el contexto del cliente describiendo las características del edificio, su consumo histórico, su curva de demanda a nivel horario y la tarifa de distribución bajo la cual opera. Una vez establecida la tarifa, se proyecta el comportamiento futuro de esta, utilizando un proceso de precios con reversión a la media que busca alcanzar valores de largo plazo en base a las expectativas indicadas por actores expertos del mercado eléctrico.

Se proyecta también el consumo del edificio, agregando componentes estocásticas que le entreguen variabilidad al modelo en base a datos históricos, utilizando el método de Montecarlo para realizar simulaciones que cumplan con dicho fin.

Si bien no se toma en cuenta un aumento o disminución de la demanda a nivel global, se considera que estos cambios son despreciables ya que el modelo trabaja con las diferencias entre lo medido antes de utilizar el sistema y lo ahorrado por el banco de baterías, no importando la demanda absoluta, sino que relativa.

Para determinar la dimensión del banco de baterías que maximice el VAN del cliente y modelar su operación, se analizan 4 casos.

En primer lugar, se realiza un dimensionamiento preliminar que consiste en utilizar solo la demanda de 1 año y replicarla durante todo el periodo de evaluación. Esto permite disminuir costos en procesamiento de datos debido a que los valores de las variables que optimizan el modelo son desconocidos y, en principio, se deben utilizar grandes rangos para determinar donde se encuentran los óptimos.

En base a los resultados preliminares del dimensionamiento, se analiza un segundo caso, donde se calcula nuevamente el tamaño óptimo del proyecto, pero esta vez incluyendo variabilidad en la demanda y utilizando rangos de valores para las variables más acotados.

---

<sup>1</sup> Por “rango” se entiende a cotas de las variables introducidas en el modelo, definiendo límites máximos y mínimos para cada variable. Por “resolución” se entiende al nivel de detalle existente entre el límite mínimo y máximo de cada variable, definiendo el orden de los inputs a evaluar (a nivel de decena, unidad, decimal, etc.)

Luego, ya obtenido un banco de baterías óptimo, se evalúa el valor del proyecto utilizando una demanda diferente a aquella sobre la cual el sistema fue dimensionado. Esto debido a que es necesario analizar cómo responde el sistema si se instala el proyecto sin conocer la demanda futura.

Por último, se realiza una nueva evaluación que considera que el proyecto es financiado por la empresa que vende los sistemas y entrega el servicio. La idea es analizar el impacto que tiene esto sobre el valor del proyecto, debido a que es atractivo para el cliente la opción de pagar el sistema a partir de los ahorros que este produce.

Ya establecido el valor del proyecto para el cliente, se utiliza este como *proyecto tipo* y se realiza una evaluación económica para la empresa comercializadora buscando identificar el umbral de rentabilidad que hace que el proyecto sea económicamente viable. Se realiza también un análisis de sensibilidad sobre las variables clave para la rentabilidad del proyecto.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones sobre el trabajo realizado.

## Capítulo 2: Marco conceptual y teórico

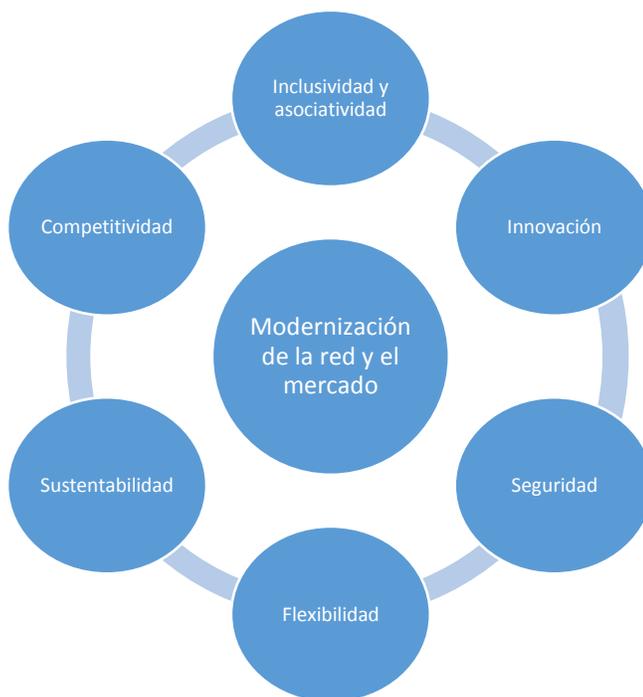
A continuación, se plantea un marco teórico con el propósito de definir conceptos y proposiciones que permitan abordar el problema y definir una línea base sobre la cual se desarrolla el proyecto. Los sistemas de almacenamiento de baterías son tecnologías que han alcanzado su madurez comercial en los últimos años, formando parte de un mercado incipiente en donde el estudio de casos representa el primer paso para entender el valor potencial que el almacenamiento puede entregar al sistema en distintas partes de la cadena de suministro.

### 2.1. Características de un sistema eléctrico moderno

La energía representa uno de los desafíos más importantes que enfrentan los países alrededor del mundo, donde cada punto del crecimiento del *PIB* debe ser compensado con el aumento del suministro eléctrico [8]. La modernización de la red y el mercado eléctrico debe estar enfocada en ser capaz de garantizar una serie de atributos que responden a las principales problemáticas que se presentan en la cadena de valor de los sistemas.

Un mercado eléctrico moderno debe ser **inclusivo y asociativo** garantizando el acceso de todos sus clientes y permitiendo el desarrollo en cada rincón del país. Debe ser **competitivo** para mantener precios razonables para el consumidor. **Sustentable** para reducir el impacto en el medio ambiente. **Seguro**, capaz de garantizar un suministro constante y resistente a amenazas. **Flexible**, con los recursos para absorber rápidamente cambios en el suministro, consumo o condiciones de demanda. Y, por último, **innovador**, logrando fomentar el desarrollo de nuevas tecnologías, productos, servicios y modelos de negocios [9].

*Figura 2 Atributos de un mercado eléctrico moderno*



*Fuente: Incorporación de fuentes variables a la matriz energética en Chile, presentación ministro Pacheco, Seminario CEP, mayo 2016.*

Una de las formas de lograr este objetivo es con sistemas inteligentes, flexibles e interconectados. El almacenamiento de energía tiene el potencial para cumplir con cada una de las características de un sistema moderno a través de la entrega de una serie de aplicaciones y servicios a lo largo de toda la cadena de valor del suministro eléctrico.

## 2.2. El rol del almacenamiento

Existe una serie de aplicaciones y servicios que los sistemas de almacenamiento de energía pueden realizar para entregar valor al sistema eléctrico. En esta sección se describen 10 aplicaciones consideradas las más utilizadas y estudiadas a nivel global [4] [6] [10]. Se clasifican de acuerdo al grupo de actores a los cuales les generan un mayor beneficio, si bien hay algunas aplicaciones que generan valor para más de un actor, se priorizó aquel grupo en donde el beneficio es más directo.

Los principales actores son:

- **Compañías eléctricas:** Son aquellas compañías que conforman la cadena de suministro del sistema eléctrico: generación, transmisión y distribución. En Chile, todas estas empresas son de propiedad privada. La transmisión y distribución actúan en un mercado regulado dadas sus economías de escala y características de monopolio natural. La generación por su parte actúa en un mercado competitivo en el cual, dada su gran cantidad de actores y economías de escala inexistentes, se obtienen precios eficientes que reflejan los costos marginales a los que incurren las empresas.
- **Operadores del sistema:** Son organismos encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico. En Chile esta función es una de las responsabilidades de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) <sup>2</sup>. Los sistemas de almacenamiento pueden entregar “servicios complementarios” y otras aplicaciones que ayuden a disminuir los costos de despacho y ayudar a la optimización del sistema.
- **Consumidores:** Corresponde a los consumidores finales del sistema eléctrico. Aquellos que utilizan la energía final convirtiéndola en energía útil. Estos son clientes regulados y pueden ser residenciales o comerciales e industriales.

Los servicios que pueden entregar los sistemas de almacenamiento a los distintos actores del mercado se detallan a continuación.

---

<sup>2</sup> A partir del 1ro de enero de 2017 será el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional quien se encargue de realizar las funciones de los CDEC dada la promulgación de la Ley N° 20936 del 20.07.16.

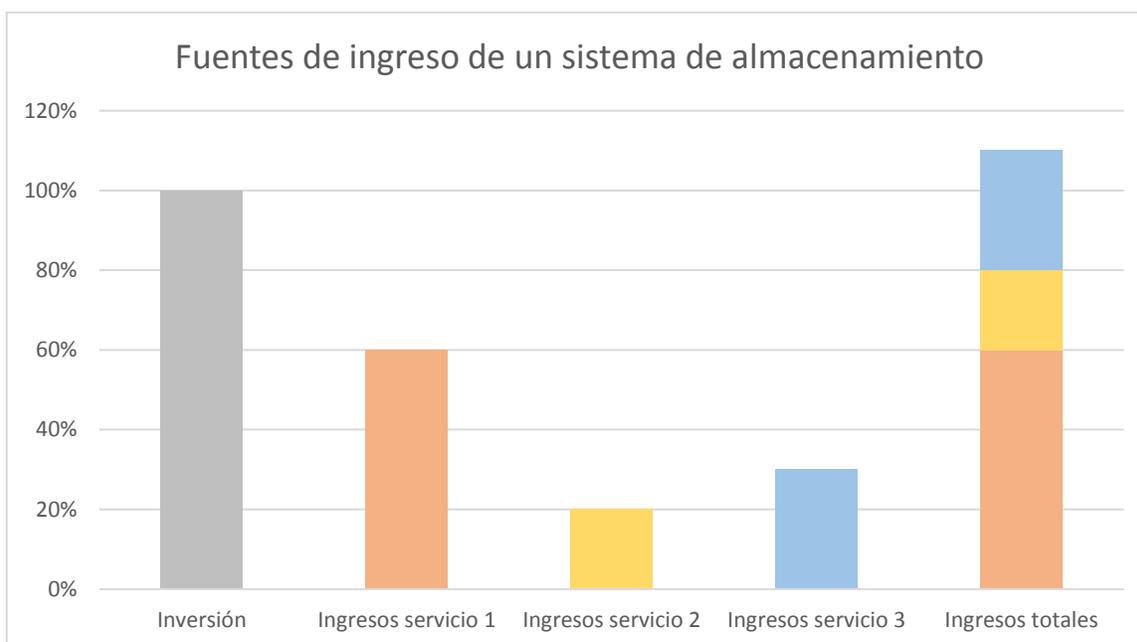
**Tabla 1 Servicios y aplicaciones por actor**

<i>Actor</i>	<i>Servicios y aplicaciones</i>
Operadores del sistema	Arbitraje de energía Regulación de frecuencia Control de tensión Partida en negro o autónoma
Compañías eléctricas	Aplazamiento de inversiones en transmisión Aplazamiento de inversiones en distribución Apoyo a fuentes renovables
Consumidores	Aumento de autoconsumo de sistemas PV <sup>3</sup> Administración de tiempos de uso Reducción de demanda por potencia Potencia de reserva

**Fuente:** *The economics of energy storage, Rocky Mountain Institute, 2015.*

Es importante destacar que la mayoría de las aplicaciones no utilizan todo el potencial de los sistemas de almacenamiento. Además, generalmente el uso de una sola aplicación no genera el valor suficiente para costear la inversión. Es por esto que, para poder optimizar la utilización de los sistemas y aprovechar su potencial, cada instalación debiese entregar una serie de servicios distintos alcanzando de esta forma la rentabilidad. Entonces, en primer lugar, se busca cumplir con un servicio primario y luego con una serie de servicios secundarios [4].

**Gráfico 1 Fuentes de ingreso sistema de almacenamiento**



**Fuente:** *The economics of energy storage, Rocky Mountain Institute, 2015.*

<sup>3</sup> PV: Fotovoltaicos

## 2.2.1. Aplicaciones para operadores de red

### 2.2.1.1. Arbitraje de energía

Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) buscan que el costo de abastecimiento eléctrico sea el mínimo posible, lo que se traduce en la resolución de un problema de optimización que minimiza los costos de operación sujeto a restricciones de calidad de servicio y seguridad del sistema. A partir de este ejercicio se obtiene la potencia a generar y los costos marginales en cada una de las barras del sistema [11].

Esta tarea permite el funcionamiento de un mercado mayorista de electricidad en donde la energía y la potencia se compra y se vende a costo marginal, lo que se conoce como mercado spot. El sistema chileno funciona de acuerdo a un “orden de mérito” en donde las generadoras realizan sus ofertas y el CDEC las ubica de la forma más económica posible hasta que se alcanza la capacidad demandada. El pago por energía que reciben los generadores que logran entrar al sistema es equivalente al costo de suministrar un  $kWh$  adicional al sistema, es decir el costo de operación del último entrante, lo que se conoce como costo marginal instantáneo o precio spot.

Como la demanda posee variación horaria, se presentan periodos de valles y puntas lo que implica que para poder alcanzar el equilibrio económico aumentan los precios en aquellos horarios donde la demanda es mayor y disminuyen cuando es menor.

El arbitraje de energía consiste en comprar energía cuando los precios están bajos y venderla cuando los precios están altos, permitiendo a los CDEC disminuir los costos de despacho. Los sistemas de almacenamiento permiten realizar esta función cargando energía durante periodos de baja demanda y descargando en los periodos de punta.

### 2.2.1.2. Regulación de frecuencia

En un sistema eléctrico existe una serie de generadores conectados sincrónicamente, por lo que poseen la misma frecuencia. Debe existir un equilibrio entre la carga generada y demandada para mantener la potencia constante. Sin embargo, como la carga varía a través del tiempo, la frecuencia también lo hace, causando efectos negativos en todo el sistema [12].

Las causas que generan variaciones de frecuencia se pueden dividir en tres grupos:

- **Pequeñas variaciones rápidas:** entradas y salidas de consumos en el marco de segundos.
- **Pequeñas variaciones lentas:** variaciones sostenidas en la demanda en el marco de minutos a horas.
- **Grandes perturbaciones:** salida de grandes consumos o plantas generadoras [12].

El CDEC define el servicio complementario de control de frecuencia al “conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el Sistema Interconectado Central (SIC)” [13].

Se distinguen dos acciones básicas para controlar la frecuencia, definidas como:

- **Control Primario de Frecuencia:** Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y por los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción de potencia activa, con el objetivo de corregir las desviaciones entre generación y demanda del sistema interconectado.
- **Control Secundario de Frecuencia:** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del control primario de frecuencia [13].

La acción del control secundario de frecuencia debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos [13].

Los requerimientos de recursos para poder realizar ambos controles esta normado por el “Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, el cual determina las reservas de capacidad necesarias de potencia que deben disponer las generadoras. Estas son denominadas “reservas en giro”.

La rápida capacidad de respuesta de los sistemas de almacenamiento de energía les permite ser una tecnología apta para entregar los servicios descritos. Estas tecnologías permiten reducir la potencia del sistema cargándose rápidamente cuando exista un incremento en la frecuencia, y también, aumentar la potencia descargándose cuando exista una disminución de frecuencia. Esta es una de las principales funciones de los sistemas de almacenamiento de energía en Chile [14].

### 2.2.1.3. Control de tensión

La inestabilidad en el voltaje puede ocurrir cuando una carga y su sistema de transmisión asociado requiere una gran cantidad de potencia reactiva que excede la capacidad de las fuentes de potencia reactiva disponibles. Bajo esta condición, un aumento en la carga es acompañado de una fuerte caída de voltaje lo que produce un colapso [11].

El CDEC define el servicio complementario de control de tensión como el “conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación de las barras del sistema interconectado dentro de una banda predeterminada, las cuales son realizadas por equipos que inyectan y/o absorben potencia reactiva (generadores, compensadores de reactivos, reactores, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión...” [13].

En la prestación de este servicio complementario se distinguen dos acciones para controlar la tensión:

- Acción de control de tensión que se realiza localmente en forma automática con el objeto de controlar la tensión en una barra determinada, generalmente es ejercida por un regulador automático de tensión (AVR) de una unidad generadora. Otros dispositivos controlables, tales como compensadores estáticos de tensión, también pueden participar en esta acción

de control. Para que esta acción de control se pueda realizar, es necesario que exista reserva de potencia reactiva en los equipos destinados para esta función.

- Acción de control automática o manual ejercida en forma centralizada para coordinar las acciones de control de los reguladores locales con el fin de administrar la inyección de potencia reactiva en una zona de control de tensión y restablecer las reservas de potencia reactiva destinadas a la acción de control de tensión ejercida localmente [13].

El almacenamiento es un buen proveedor de este servicio, ya que permite entregar soporte distribuido en el punto del sistema donde se necesite. La potencia reactiva no puede ser transmitida a través de largas distancias de manera eficiente, y el almacenamiento distribuido como proveedor de potencia reactiva es más eficiente que el enfoque actual [4].

#### 2.2.1.4. *Partida en negro o autónoma*

Se entenderá por Partida Autónoma a la capacidad de una central generadora que, encontrándose fuera de servicio, le permite llevar adelante el proceso de partida de sus unidades generadoras, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema interconectado, sin contar con suministro de electricidad externo a la central [13]. Este tipo de capacidad se utiliza para energizar la red eléctrica y soportar la conexión de otras unidades generadoras y líneas de transmisión cuando ha ocurrido una falla total o parcial [12].

Un ejemplo de esto son las plantas termoeléctricas, las cuales necesitan de energía provista por la red eléctrica para iniciar sus operaciones hasta que puedan funcionar utilizando su propia energía. En el caso de que haya una falla en la red, muchas plantas son incapaces de operar, ya que no tienen un proveedor que les permita comenzar a funcionar. En estos casos las unidades de partida en negro, como generadores diésel, son utilizados a modo de recursos de emergencia para asistir la partida de grandes generadoras y así ayudar a que la red vuelva a funcionar [15].

Los operadores de red crean planes de restauración en casos de fallas en el sistema, especificando qué plantas comenzarán a funcionar y en qué orden. Como parte de estos planes, los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser implementados junto a las plantas de generación, de la misma forma en que se instalan los grupos electrógenos destinados a esta función. Sin embargo, como los eventos en que son necesarios estos servicios no son comunes, instalar los sistemas de almacenamiento en el sistema de transmisión podría aprovechar de mejor forma la inversión, otorgándole una mayor gama de funciones a través de la entrega de servicios complementarios [4].

En algunos casos, los sistemas de almacenamiento podrían incluso estar instalados a nivel de distribución o detrás del medidor. Esto es porque no todos los generadores tienen sus unidades de partida en negro acomodadas en sus mismas instalaciones, sino que los operadores de red crean “camino de arranque” en donde se aísla parte de la red, la cual es energizada por una batería u otra unidad de partida en negro, para poder entregar energía a las plantas generadoras en cuestión [4].

## 2.2.2. Aplicaciones para empresas eléctricas

### 2.2.2.1. *Aplazamiento de inversión en transmisión y distribución*

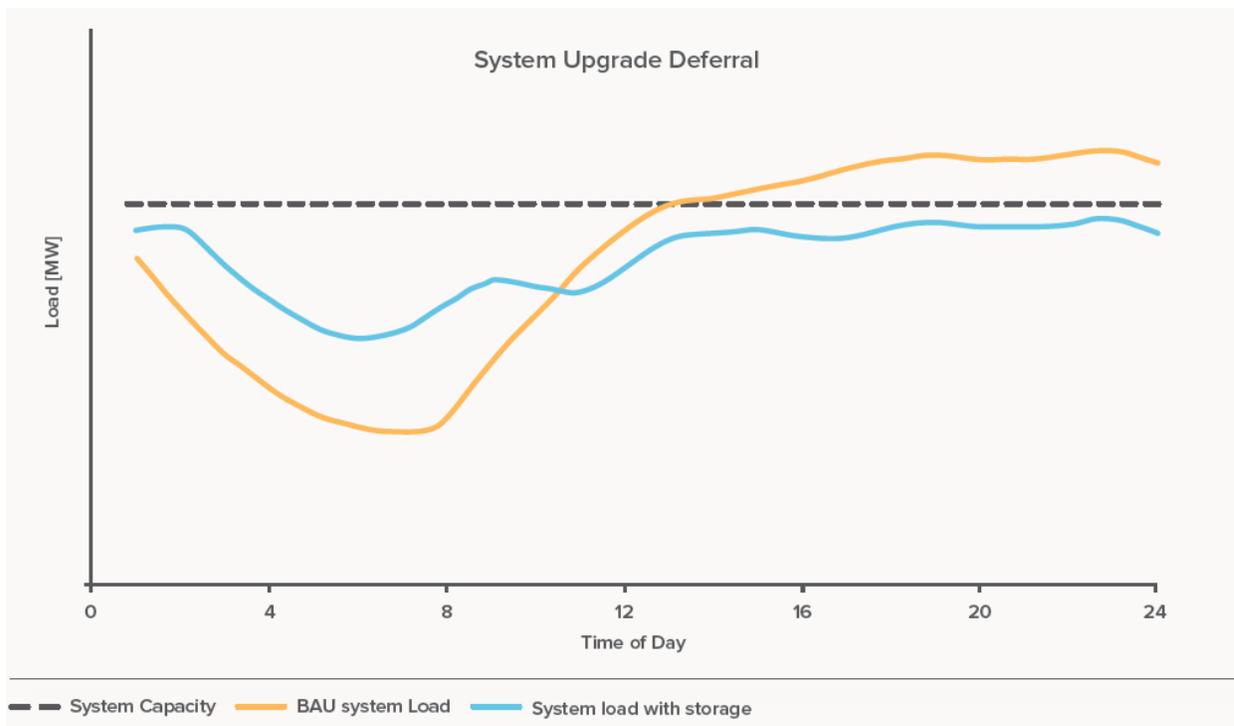
Consiste en aplazar o evitar de manera definitiva inversiones en mejoras de los sistemas de distribución y transmisión que sean necesarias para alcanzar el futuro crecimiento de la demanda en lugares específicos de la red.

Cuando la demanda máxima en un nodo de transmisión o distribución está a límite o cerca de su capacidad definida, las proyecciones de crecimiento de la demanda pueden indicar que el sistema podría verse sobrepasado en el corto plazo. Esto genera que sea necesario realizar una serie de inversiones para poder responder de manera segura y eficiente a la carga demandada por los clientes. Sin embargo, en general, las implementaciones de estas mejoras son impulsadas por eventos que solo ocurren durante un pequeño y predecible número de horas en el año, lo que no es económicamente eficiente. Mejoras que aumentan la capacidad de una subestación en un 25 – 50% por ejemplo, son llevadas a cabo debido a excesos que no superan el 1 – 3% de la capacidad antes disponible [4].

Los transformadores en las subestaciones de transmisión son uno de los casos más evidentes. Se utiliza un criterio  $n - 1$  para su funcionamiento, es decir, cuando uno de los transformadores está fuera de servicio, el otro debe ser capaz de llevar toda la carga. Si la carga sobrepasa la capacidad máxima del transformador, se debe expandir la subestación añadiendo otro transformador, lo que puede ser muy eficiente económicamente [11].

Se puede aplazar o evitar la inversión al instalar de manera temporal o permanente, sistemas de almacenamiento de energía aguas abajo de las líneas sobrecargadas. Esto permite reducir los costos futuros de los clientes regulados y mejorar la eficiencia del uso de recursos permitiendo que sean utilizados en otros proyectos [15].

Figura 3 Ejemplo de aplazamiento de inversión en T&D



Fuente: *The economics of energy storage*, Rocky Mountain Institute, 2015.

#### 2.2.2.2. Apoyo a fuentes renovables (load shifting)

La naturaleza intermitente de las energías renovables no permite que sean controladas con la misma precisión o predictibilidad que los medios de generación tradicionales. Esto causa que su producción no siempre coincida con aquellos periodos en que la demanda al sistema es mayor, lo que genera problemas para los operadores de red aumentando la dificultad de hacer coincidir la generación con la demanda. Así, existen ocasiones en que la generación sobrepasa o no alcanza a suplir la demanda, incurriendo a mayores costos para el sistema [15].

*Load shifting* permite aplazar las inyecciones de fuentes renovables desde periodos de baja demanda a periodos de punta. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden acumular la energía producida por fuentes como el sol o el viento e inyectarlo a la red cuando la demanda sea mayor. Esto ayuda a suavizar los excesos de carga en la red y aumentar el valor de las energías provenientes de fuentes renovables. Para realizar estas funciones, las tecnologías deben ser capaces de reaccionar y operar durante algunos minutos o horas [15].

#### 2.2.3. Aplicaciones para consumidores

##### 2.2.3.1. Aumento del autoconsumo de sistemas fotovoltaicos

Consiste en maximizar el rendimiento económico de sistemas fotovoltaicos distribuidos minimizando las inyecciones de energía a la red en zonas donde no existen incentivos suficientes para la exportación de energía.

Existen dos políticas de tendencia global relacionadas con la generación distribuida y la venta de los excesos de energía a la red por parte de los consumidores con sistemas de generación propios: *Net Metering* y *Net Billing*.

*Net Metering* permite a los usuarios recibir crédito o pagos por el exceso neto de electricidad que es generada y exportada a la red, es decir, el cliente solo paga la diferencia entre la energía que consumió y la que inyectó al sistema. Al ser medido de acuerdo a la cantidad de energía, los valores a los cuales se aprecia el *Net Metering* está directamente relacionado con las tarifas de *retail*. En estos casos, el uso de almacenamiento para la aplicación descrita no es conveniente, ya que se utiliza a la red como el equivalente a una fuente de acumulación.

*Net Billing* por otro lado, posee un enfoque distinto. Los usuarios pueden vender energía al sistema, pero considerando un valor menor al de *retail*. Esto ocurre porque lo que se mide es un “balance neto” y la diferencia entre la energía inyectada y consumida se calcula una vez valorizada. El objetivo de este enfoque es cuidar los intereses de las empresas distribuidoras, las cuales bajo un enfoque de *Net Metering* prestan sus servicios de manera gratuita, subsidiando a los usuarios respecto a los costos de su operación. En este caso, podría ser conveniente el uso de almacenamiento de energía para maximizar el retorno de los sistemas de generación distribuida.

En Chile se utiliza el sistema de *Net Billing*, valorizando la energía a precio de nudo para así descontar los costos de servicio que agregan las distribuidoras [10].

Los sistemas de almacenamiento de energía para aplicación de este servicio deben almacenar los excedentes de energía para así disminuir directamente el consumo, de forma que la energía sea valorizada a precio de *retail* bajo cualquiera de los enfoques descritos [4].

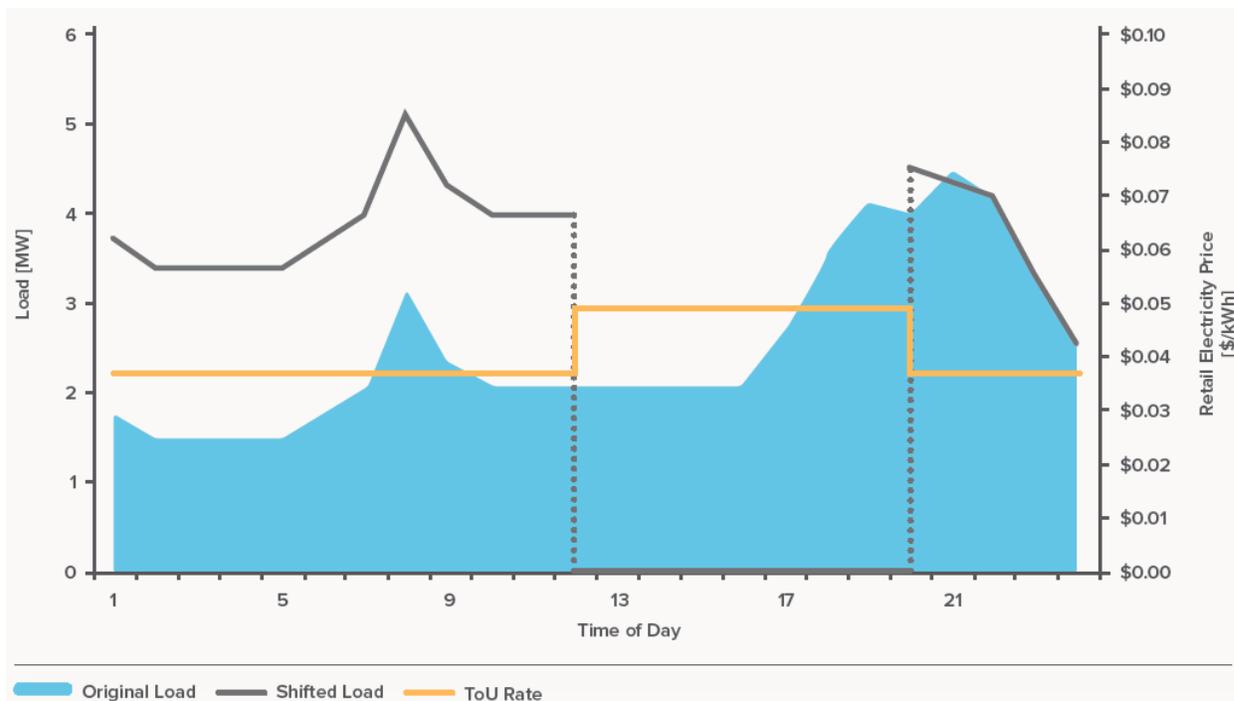
#### 2.2.3.2. *Administración de tiempos de uso*

Algunas estructuras tarifarias consideran cobros de energía y potencia según tiempos de uso, definiendo periodos de punta, media punta y fuera de punta los cuales están relacionados con los periodos de mayor demanda al sistema. El objetivo de estas tarifas es ajustar con mayor precisión los precios de *retail* que pagan los consumidores con los costos reales de suministro, de esta forma las compañías eléctricas mandan señales de precios a los consumidores para suavizar el perfil de carga y disminuir los costos de producción, similar a lo que sucede con los peajes en las carreteras durante las horas punta.

Como respuesta a estas señales de precios los consumidores pueden proceder a cambiar su comportamiento o utilizar dispositivos de control inteligente. Sin embargo, el almacenamiento de energía permite alcanzar el mismo objetivo sin cambiar el comportamiento del consumidor al cargarse durante periodos fuera de punta y descargarse en periodos de punta, utilizando energía de la red solo cuando esta es más económica. Además, como estos sistemas solo son necesarios en periodos específicos del día, existe la oportunidad de aprovechar de mejor forma los recursos proveyendo servicios complementarios a la red para generar ganancias [4].

En Chile no existen cobros de tiempo de uso para la energía en las tarifas reguladas, solo hay para la potencia. Es por esto que este servicio para el caso chileno está más relacionado con la reducción de demanda de potencia definida a continuación [16].

Figura 4 Ejemplo de administración de tiempos de uso [4]



Fuente: *The economics of energy storage, Rocky Mountain Institute, 2015.*

### 2.2.3.3. Administración de cargas por potencia

Los clientes regulados pueden disminuir la potencia que demandan a la red durante periodos de tiempo específicos, con el objetivo de reducir la componente asociada a la potencia de las cuentas de electricidad.

En Chile, existe una serie de tipos de tarifas a las cuales los clientes regulados se pueden someter. La mayoría de ellas, exceptuando la BT/AT-1, poseen un cargo que está asociado a la potencia demandada. La tarifa que evidencia de mejor manera el beneficio de este servicio es la BT/AT-4.3, la cual considera un cobro por potencia utilizada en hora punta y fuera de hora punta, en donde puede existir una diferencia de precio de hasta 4 veces [16] [17].

Los cobros se estructuran de acuerdo a la potencia máxima leída, en hora punta y fuera de esta, durante el último mes. Entonces, una reducción de potencia leída se refleja directamente en los costos mensuales de electricidad de los clientes regulados.

Existe una serie de métodos para reducir la potencia máxima leída utilizando distintas tecnologías tales como, controles avanzados de respuesta de demanda, grupos electrógenos, generación fotovoltaica distribuida, eficiencia energética y almacenamiento de energía.

Como el almacenamiento mediante baterías puede estar disponible de manera confiable durante periodos clave durante el día, es una muy buena herramienta para la administración de la potencia demandada y la reducción de los cargos asociados a esta, cargándose en periodos de baja demanda y descargándose en horas punta o de alta demanda.

En California hay una serie de empresas que utilizan esta aplicación como modelo de negocios. Compañías como *Advanced Microgrid Solutions* y *Steam* ofrecen a sus clientes servicios

compuestos de tres pilares fundamentales: un medidor que permite obtener los datos de consumo de energía a tiempo real y definir cuándo almacenar y cuándo descargar la energía en las baterías; un software que ayuda al usuario a entender y procesar los datos para poder hacer predicciones y poder dar respuesta a la demanda proyectada; y, por último, las baterías, las cuales deben poseer las características básicas para ser costo eficientes [18] [19].

También se están explorando nuevos modelos de negocios que incorporan a los autos eléctricos. Los periodos de máxima demanda en los edificios comerciales generalmente están alineados con los periodos en que hay vehículos estacionados en el lugar de trabajo [20]. Utilizando cargadores bi-direccionales y en un escenario donde la penetración de vehículos eléctricos es alta –lo que es esperable con las tendencias actuales– se podrían utilizar las baterías de estos para entregar el servicio de reducción de demanda por potencia de manera de obtener un mejor rendimiento económico.

#### 2.2.3.4. *Potencia de reserva*

En eventos de apagones en la red, el almacenamiento de energía puede proveer potencia de reserva a diferentes escalas, desde reserva para las funciones básicas de una industria, hasta total suministro al combinarse con generación fotovoltaica instalada en el lugar [4].

La habilidad de mantener la energía fluyendo durante fallas en la red es un servicio de gran valor para consumidores de todo tipo. Para clientes industriales de gran tamaño, hasta la más pequeña variación de calidad en el servicio eléctrico puede significar un costo de millones de dólares en productividad. Un ejemplo de esto en los Estados Unidos es el caso del huracán Sandy, que dejó a 8.5 millones de personas sin electricidad por días causando una disrupción económica sin precedentes [4]. Actualmente se utilizan grupos electrógenos para proveer estas funciones en muchos edificios comerciales e industrias.

Las baterías son lo suficientemente flexibles para suplir demanda de potencia muy específicas, dependiendo de las características de la carga. Un ejemplo de este tipo de demandas es la de los centros de datos, los cuales poseen instalaciones con una alta sensibilidad a la potencia en sus sistemas.

### 2.3. Ubicación en el sistema eléctrico

La propuesta de valor que ofrecen los sistemas de almacenamiento de energía cambian significativamente dependiendo su nivel de ubicación en la red eléctrica. Para entender dónde pueden entregar mayor valor a los principales actores del mercado y al sistema, se divide el mercado eléctrico en tres niveles [4]:

- **Generación y Transmisión:** Es la ubicación más aguas arriba en donde los sistemas de almacenamiento pueden ser emplazados en la red. Considera centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones y consumidores conectados a nivel de transmisión.
- **Distribución:** Sector intermedio. Incluye líneas de distribución de alta (**400V – 23kV**) y baja (**< 400V**) tensión, subestaciones de distribución y generadores distribuidos.
- **Detrás del medidor:** la ubicación más aguas abajo donde puede ser instalado un sistema de almacenamiento de energía. Considera a cualquier cliente regulado que se encuentre

detrás del medidor eléctrico. Incluye clientes residenciales, industriales, comerciales y autos eléctricos.

Es importante destacar que a medida que se avanza en dirección aguas abajo, cambia la escala de las instalaciones y su nivel de agregación. Mientras que a nivel de transmisión se considera almacenamiento centralizado, a nivel de detrás del medidor, la configuración es totalmente distribuida.

La capacidad de entregar los servicios definidos considerando la ubicación en donde se encuentra emplazado el sistema de distribución se resume en la siguiente tabla:

**Tabla 2 Factibilidad de servicio por ubicación**

		Centralizado		Distribuido
		Generación y transmisión	Distribución	Detrás del medidor
Controladores de red	Arbitraje de energía			
	Regulación de frecuencia			
	Control de tensión			
	Partida en negro o autónoma			
Empresas eléctricas	Aplazamiento de inversiones en Transmisión			
	Aplazamiento de inversiones en Distribución			
	Apoyo a fuentes renovables (PMGD)			
	Apoyo a fuentes renovables (no PMDG)			
Consumidores	Aumento de autoconsumo en sistemas PV			
	Administración de tiempos de uso			
	Reducción de cargos por demanda			
	Potencia de reserva			

Factible  
 No factible

*Fuente: Elaboración propia en base al documento "The economics of energy storage", Rocky Mountain Institute, 2015.*

A partir de la tabla se puede concluir que cuando los sistemas de almacenamiento están ubicados detrás del medidor, son técnicamente<sup>4</sup> capaces de entregar todos los servicios descritos. Al emplazarse a nivel generación y transmisión, se pierde la habilidad de entregar servicios a los consumidores finales, como también los servicios de apoyo a fuentes renovables distribuidas y aplazamiento de inversión en distribución.

Por último, a nivel de distribución, no es posible entregar servicios que tengan sean capaces de beneficiar directamente a los consumidores.

## 2.4. El sistema tarifario

El sistema eléctrico chileno considera dos tipos de clientes, los llamados clientes “libres” y los clientes “regulados”. Los clientes libres negocian directamente con sus proveedores a través de contratos llamados “*Power Purchase Agreement*”. Los clientes regulados por otra parte, están sujetos a precios regulados por la autoridad y pueden elegir libremente entre una serie de opciones tarifarias fijadas por el Decreto 1T de 2012 del Ministerio de Energía [16].

Dependiendo la tensión de las líneas en las que el empalme del cliente está conectado, se clasifican entre clientes de alta tensión (AT) y baja tensión (BT). Son clientes de alta tensión aquellos conectados a líneas cuya tensión es superior a 400 volts. Los clientes de baja tensión poseen una conexión a líneas con una tensión igual o inferior a 400 volts [16]. La definición de las tarifas es similar entre AT y BT, cambiando únicamente los precios unitarios correspondientes.

**Tabla 3 Opciones tarifarias**

<i>Tarifa</i>	<i>Descripción</i>
BT1	Corresponde a la tarifa residencial, para clientes en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW. Considera un precio único que incluye energía y potencia (monómico), el cargo se obtiene multiplicando este precio por los kWh de consumo.
BT2 y AT2	Tarifa de potencia contratada. Considera un cargo por energía y otro por potencia contratada obtenido al multiplicar el precio unitario por potencia por los kW contratados. El precio unitario del cargo por potencia depende de la clasificación de presencia en punta.
BT3 y AT3	Tarifa de demanda máxima. Incluye un cargo por energía y otro por demanda máxima leída durante el mes de facturación.
BT4.1 y AT4.1	Tarifa horaria opción 1. Considera un cargo por energía, uno por demanda máxima contratada y otro por demanda máxima contratada en horas de punta.

<sup>4</sup> No se consideran limitaciones regulatorias

BT4.2 y AT4.2	Tarifa horaria opción 2. Considera un cargo por energía, uno por potencia máxima contratada y otro por potencia máxima leída en horas de punta.
BT4.3 y AT4.3	Tarifa horaria opción 3. Considera un cargo por energía, uno por potencia máxima suministrada y otro por potencia máxima leída en horas de punta.

**Fuente:** *Elaboración propia en base al Decreto N°1: Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica.*

A continuación, se describen definiciones importantes a considerar para entender el funcionamiento de las tarifas.

- **Horas de punta:** En el Sistema Interconectado Central se entenderá por horas de punta el periodo del día comprendido entre las 18:00 y 23:00 horas durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguiente a un día viernes festivo o anterior a un día lunes festivo en dichos meses [21].
- **Demanda máxima leída:** Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas (*kW*) integradas en periodos sucesivos de 15 minutos [16].
- **Presente en punta:** Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será clasificado como “presente en punta” y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada manifiestamente durante las horas de punta, cuando:

$$\frac{\text{Demanda Media en Horas de Punta}}{\text{Demanda Máxima Leída}} \geq 0.5$$

La demanda media en horas de punta corresponde al consumo de energía durante dichas horas dividido por el número de horas de punta [16].

- **Parcialmente presente en punta:** Cuando la potencia contratada o la demanda máxima leída está siendo usada parcialmente durante las horas de punta del sistema eléctrico, independientemente de si dicha potencia o demanda es o no utilizada en el resto de las horas del año, el consumo será calificado como “parcialmente presente en punta”, y se le aplicará el precio unitario correspondiente.

Se entenderá que la potencia contratada o demanda máxima leída está siendo utilizada parcialmente durante las horas de punta cuando:

$$\frac{\text{Demanda Media en Horas de Punta}}{\text{Demanda Máxima Leída}} < 0.5$$

No obstante, si en períodos de 60 minutos consecutivos en las horas de punta, el cociente entre la potencia media utilizada por el cliente y su demanda máxima leída supera 0.85 y este hecho se produce frecuentemente<sup>5</sup>, el consumo será clasificado como “presente en punta” [16].

## 2.5. La nueva ley de distribución

Durante el desarrollo del presente trabajo, el Ministerio de Energía dio inicio a un proceso de discusión para definir un nuevo marco regulatorio para el sector de distribución. El primer avance realizado para analizar los eventuales cambios al sistema consistió en la elaboración de un seminario titulado “El futuro de la distribución de energía eléctrica”.

Uno de los temas de discusión abordados tiene que ver con el rediseño de las tarifas eléctricas, argumentando que la estructura tarifaria actual no genera incentivos para ofrecer un espectro más alto de servicios que potencien eficiencia energética [22]. Además, la creciente penetración de los medidores inteligentes permite el estudio de esquemas tarifarios flexibles que estimulen la eficiencia [23].

Entre las propuestas planteadas está la modificación de la tarifa BT1, desenergizando la tarifa para identificar las potencias consumidas mediante medición inteligente [22]. Esto abriría la posibilidad a los sistemas de baterías a acceder al mercado residencial administrando cargos por potencia.

La modificación del marco regulatorio podría también definir tarifas que consideren tiempos de uso de la energía, permitiendo al almacenamiento la posibilidad de administrar el uso de la energía y generar ahorros por energía y potencia.

## 2.6. Modelos y herramientas utilizados

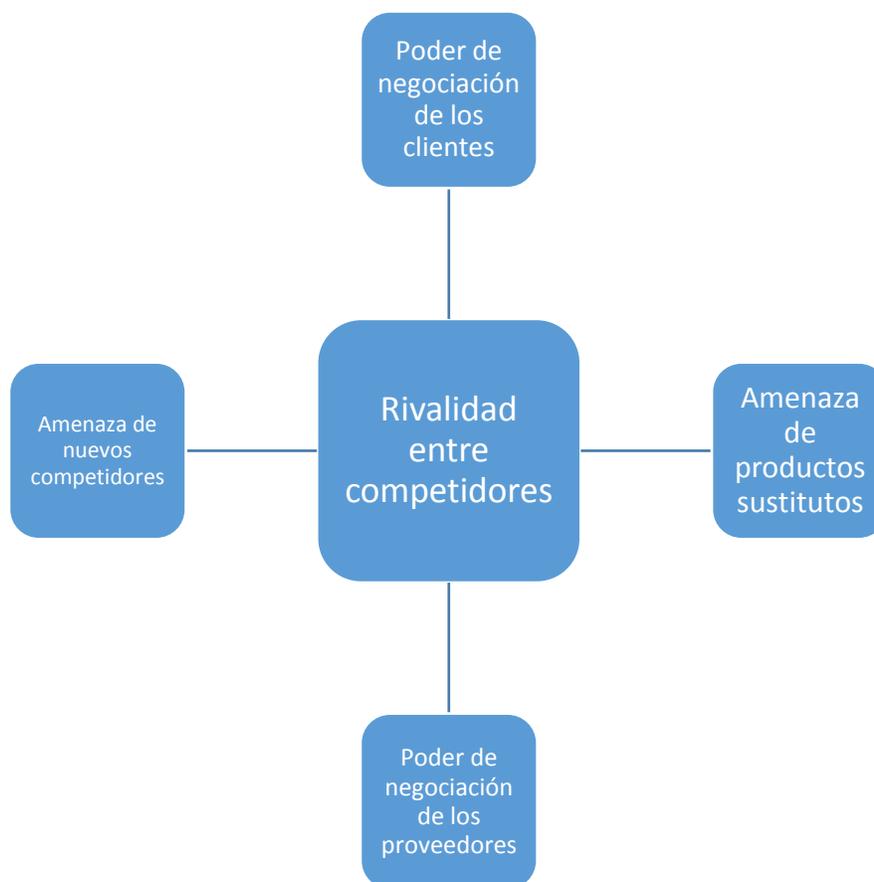
### 2.6.1. Cinco Fuerzas de Porter

Las cinco fuerzas de Porter es un modelo que fue elaborado hacia el año 1979 por el doctor en economía Michael Porter para describir cuáles son las fuerzas que influyen en la estrategia de una empresa. Las fuerzas a las que hace mención este modelo se muestran en el siguiente diagrama:

---

<sup>5</sup> Se entenderá como frecuente la ocurrencia del suceso durante por lo menos 5 días hábiles del mes.

Figura 5 Cinco Fuerzas de Porter



Fuente: Interpretación de las cinco fuerzas de Porter

El análisis que se plantea con esta herramienta, pretende determinar la intensidad de cada una de las fuerzas ya mencionadas y de esta forma ver cuáles son las principales áreas en las que la empresa debe poner atención para lograr el cumplimiento satisfactorio de su estrategia [24]. Es importante prestar especial atención en algunos puntos particulares para cada fuerza:

#### 2.6.1.1. Poder de negociación de los clientes

Un mercado o segmento no será atractivo cuando: los clientes estén muy bien organizados; el producto tiene varios o muchos sustitutos; el producto es muy diferenciado o es de bajo costo para el cliente, lo que permite que pueda hacer sustituciones a un costo igual o más bajo. A mayor organización de los compradores mayores serán sus exigencias en materia de reducción de precios, de mayor calidad y servicios y por consiguiente la empresa tendrá una disminución en los márgenes de utilidad. La sustitución se hace más crítica si a las organizaciones de compradores les conviene estratégicamente integrarse hacia atrás [25]. A continuación, se muestran algunos puntos a considerar en esa dirección:

- Cuota de concentración del comprador.
- Volumen del comprador.
- Costo de cambio del comprador.
- Disponibilidad de información del comprador.
- Habilidad para integrarse verticalmente.

- Disponibilidad de productos sustitutivos existentes.
- Sensibilidad del comprador al precio.
- Precio total de la compra.

#### 2.6.1.2. *Poder de negociación de los proveedores*

Un mercado o segmento del mercado no será atractivo cuando los proveedores estén muy bien organizados gremialmente, tengan fuertes recursos y puedan imponer sus condiciones de precio y tamaño pedido. La situación será más complicada si los insumos que suministran son clave para nosotros, no tienen sustitutos o son pocos y de alto costo. La situación será aún más crítica si al proveedor le conviene estratégicamente integrarse hacia delante. [25] Los siguientes son factores de importancia a considerar para esta fuerza de Porter:

- Costo de cambiar de proveedor.
- Grado de diferenciación de los suministros.
- Existencia de suministros sustitutivos.
- Concentración de proveedores.
- Amenaza de concentración de proveedores.
- Costo de los suministros en relación al precio de venta del producto.
- Importancia del volumen para el proveedor.

#### 2.6.1.3. *Amenaza de nuevos competidores*

Para una corporación será más difícil competir en un mercado o en uno de sus segmentos donde los competidores estén muy bien posicionados, sean muy numerosos y los costos fijos sean altos, pues constantemente estará enfrentada a guerras de precios, campañas publicitarias agresivas, promociones y entrada de nuevos productos [25]. A continuación, los puntos importantes a considerar para la amenaza de nuevos competidores:

- Existencia de barreras de entrada.
- Economías de escala.
- Diferencias de producto en propiedad.
- Valor de la marca.
- Costes de cambio.
- Requerimientos de capital.
- Acceso a la distribución.
- Ventajas absolutas en costo.
- Ventajas en la curva de aprendizaje.
- Represalias esperadas.
- Políticas gubernamentales.

#### 2.6.1.4. *Amenaza de productos sustitutos*

Un mercado o segmento no es atractivo si existen productos sustitutos reales o potenciales. La situación se complica si los sustitutos están más avanzados tecnológicamente o pueden entrar a precios más bajos, reduciendo los márgenes de utilidad de la corporación y de la industria [25].

Ahora se mencionan los cuatro puntos más importantes a considerar para una correcta evaluación de la amenaza de productos sustitutos:

- Propensión del comprador a sustituir.
- Precios relativos de los productos sustitutos.
- Coste de cambio del comprador.
- Nivel percibido de diferenciación de producto.

#### 2.6.1.5. *Rivalidad entre los competidores existentes*

Para una corporación será más difícil competir en un mercado o en uno de sus segmentos donde los competidores estén muy posicionados, sean muy numerosos y los costos fijos sean altos, pues constantemente estará enfrentada a guerra de precios, campañas publicitarias agresivas, promociones y entrada de nuevos productos [25]. Los siguientes son puntos importantes para analizar esta fuerza de Porter:

- Poder de los compradores.
- Poder de los proveedores.
- Amenaza de nuevos competidores.
- Amenaza de productos sustitutos.
- Crecimiento industrial.
- Sobrecapacidad industrial.
- Complejidad informacional y asimetría.
- Valor de la marca.

#### 2.6.2. Metodología CANVAS para modelos de negocios

De acuerdo con el libro de Alexander Osterwalder e Yves Pigneur “Generación de modelos de negocio: Un manual para visionarios, revolucionarios y retadores”, un modelo de negocios describe las bases sobre las que una empresa crea, proporciona y capta valor. Los autores buscan cubrir las cuatro áreas principales de un negocio: clientes, oferta infraestructura y viabilidad económica, a partir de nueve módulos básicos [26]:

- **Segmentos de mercado:** se definen los diferentes grupos de personas o entidades a los que se dirige una empresa.
- **Propuestas de valor:** se describe el conjunto de productos y servicios que crean valor para un segmento de mercado específico.
- **Canales:** se explica el modo en que una empresa se comunica con los diferentes segmentos de mercado para llegar a ellos y proporcionarles una propuesta de valor.
- **Relaciones con clientes:** se describen los diferentes tipos de relaciones que establece una empresa con determinados segmentos de mercado.
- **Fuentes de ingresos:** se refiere al flujo de caja que genera una empresa en los diferentes segmentos de mercado (para calcular los beneficios, es necesario restar los gastos a los ingresos).

- **Recursos clave:** se describen los activos más importantes para que un modelo de negocio funcione.
- **Actividades clave:** se describen las acciones más importantes que debe emprender una empresa para que su modelo de negocio funcione.
- **Asociaciones clave:** se describe la red de proveedores y socios que contribuyen al funcionamiento de un modelo de negocio.
- **Estructura de costos:** se describen todos los costes que implica la puesta en marcha de un modelo de negocio.

### 2.6.3. Simulaciones de Montecarlo

Con el objetivo de agregarle variabilidad a la demanda analizada por modelo desarrollado en el presente trabajo, se utiliza el **método de Montecarlo** para la realización de simulaciones estocásticas. De esta forma es posible analizar la robustez del modelo ante demandas desconocidas.

$$D_t = \mu dt + \sigma dz$$

$$dz = \varepsilon_i \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon_i \rightarrow N(0,1)$$

Así, a partir de la data obtenida se realiza un gran número de realizaciones y se definen los valores de la nueva demanda considerando una probabilidad.

### 2.6.4. Proceso de precios

Para la proyección de las tarifas eléctricas se utiliza un proceso de precios con reversión a la media el cual está caracterizado por un **movimiento browniano geométrico** [27]:

$$dP = a(b - P)dt + \sigma dz$$

Donde:

$P$ : Variable a modelar (Valor tarifa).

$a$ : Velocidad de la reversión a la media.

$b$ : Valor esperado en el largo plazo.

$\sigma$ : Desviación estándar histórica.

$$dz = \varepsilon_t \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon_t \rightarrow N(0,1)$$

### 2.6.5. Método de cálculo de tasa de descuento

Para el cálculo de la tasa de descuento se utiliza el modelo de *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), el cual estipula que un inversionista debe ser compensado en base al valor temporal del dinero y el riesgo.

$$r = r_f + \beta(E(r_m) - r_f)$$

Donde:

$r$ : Tasa de descuento que representa el costo de oportunidad del inversionista.

$r_f$ : Tasa libre de riesgo.

$\beta$ : Sensibilidad del activo al riesgo no diversificable.

$E(r_m)$ : Retorno esperado de mercado.

## 2.6.6. Indicadores económicos de evaluación de proyectos

Por último, se definen los indicadores económicos utilizados para la evaluación económica:

- **Valor Actual Neto (VAN):** Permite calcular al valor presente de los flujos del proyecto para determinar el valor de este.

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

Donde:

$I$ : Inversión inicial del proyecto.

$F_i$ : Flujo de efectivo en el periodo  $i$ .

$r$ : Tasa de descuento del proyecto.

- **Tasa Interna de Retorno:** tasa de descuento sobre la que el **VAN** del proyecto es igual a **0**. Permite medir y comparar la rentabilidad de las inversiones.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{F_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

- **Retorno de la inversión:** indica el tiempo requerido para recuperar la inversión. No se toma en consideración el valor temporal del dinero.

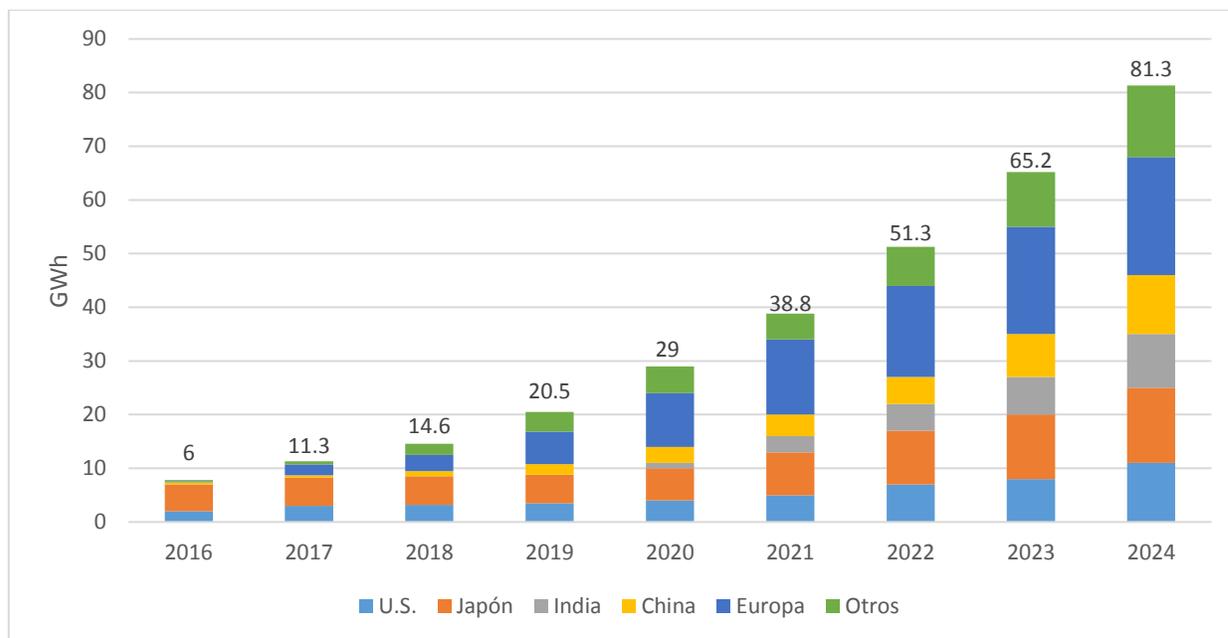
$$0 = -I + \sum_{i=1}^N F_i$$

## Capítulo 3: Análisis del mercado de almacenamiento de energía

### 3.1. El crecimiento del mercado

Actualmente en el mundo hay una capacidad instalada de almacenamiento de energía de 7,8 *GWh*. Japón es el líder del mercado con la mayor cantidad de proyectos, seguido por Estados Unidos. Estos países han desarrollado una serie de políticas que incentivan el uso de sistemas de almacenamiento, lo que explica su liderazgo. Para el 2024, se estima que la capacidad acumulada global aumente más de 10 veces, alcanzando los 81,3 *GWh*, con una gran participación de India, China y Europa, además de Japón y Estados Unidos [5].

**Gráfico 2** Capacidad instalada acumulada por región 2015-24

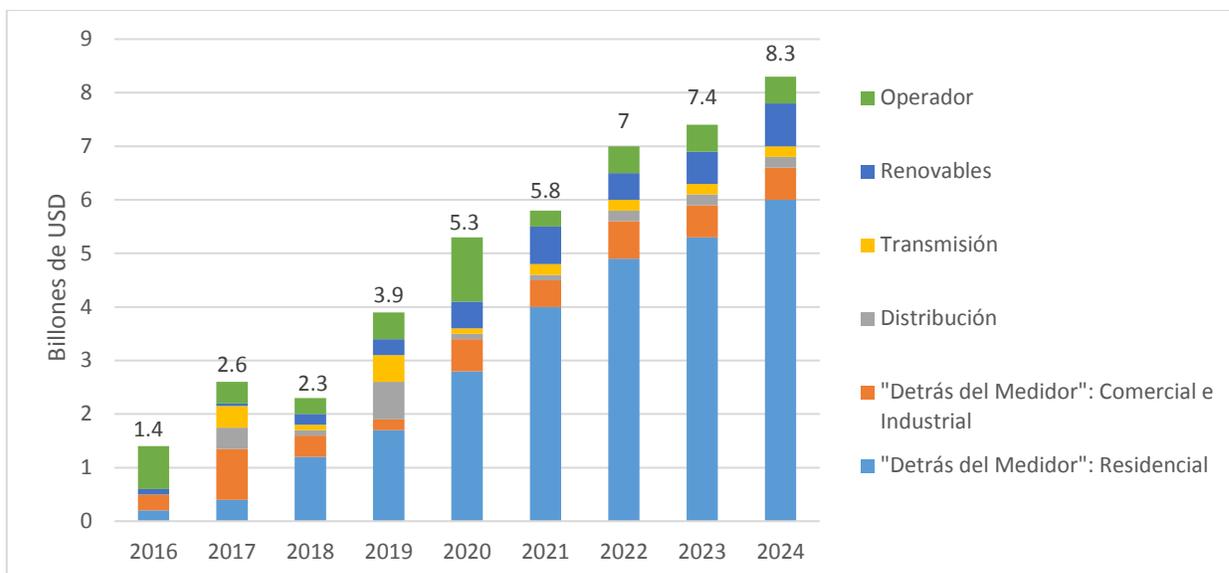


**Fuente:** Bloomberg New Energy Finance

En términos financieros, se invertirán 44 billones de dólares entre 2016 y 2024 pasando de un mercado de 1,3 billones de dólares en 2016 a 8,2 billones para 2024, sextuplicando la inversión anual en estos sistemas [5].

Entre los principales drivers que explican el fuerte crecimiento esperado, se encuentra el desarrollo de políticas que incentiven la utilización de estos sistemas y la reducción de costos para las distintas tecnologías, lo que permitiría el desarrollo de proyectos costo-económicos ubicados “detrás del medidor”, principalmente para la integración de generación fotovoltaica con baterías para el autoconsumo [5].

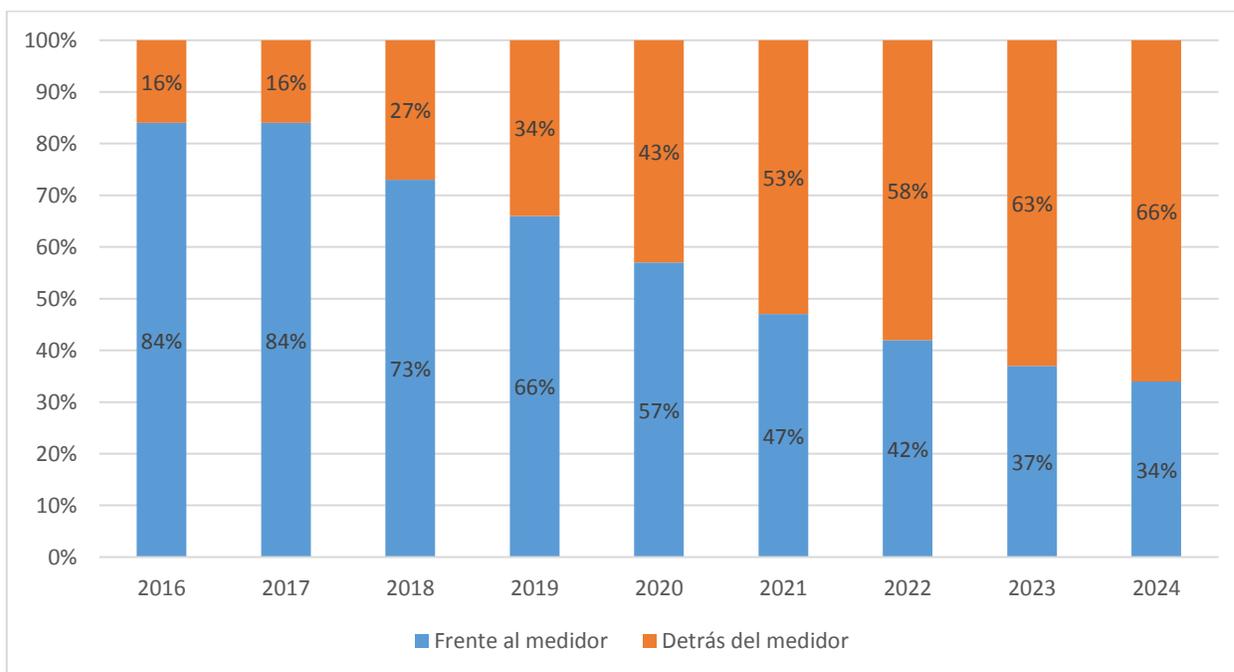
**Gráfico 3 Inversión en sistemas de almacenamiento a nivel global por aplicación**



**Fuente: Bloomberg New Energy Finance**

El mercado está dominado por instalaciones “frente al medidor” o a nivel de compañías eléctricas, con un 84% de participación al 2016. Se espera que, junto con una disminución en los precios por economías de escala, el segmento “detrás del medidor” comience a aumentar su importancia progresivamente, llegando a ser el segmento de mayor tamaño para 2020 y dos tercios del total de almacenamiento instalado para 2024 [5].

**Gráfico 4 Participación de mercado según tipo de instalación**



**Fuente: Bloomberg New Energy Finance**

El gran aumento de instalaciones “detrás del medidor” podría indicar una oportunidad de negocios para quienes buscan ingresar al mercado de almacenamiento de energía, eligiendo este segmento como objetivo estratégico. Además de un crecimiento en participación de mercado, se espera una fuerte expansión de la industria, lo que se traduce en un crecimiento compuesto anual de 68% para instalaciones “detrás del medidor” en este periodo. Mientras que el segmento “frente al medidor” crecería un 26% [5].

## 3.2. Análisis de las cinco fuerzas de la competencia

A continuación, se analiza el entorno externo del mercado utilizando la metodología de las Cinco Fuerzas de la Competencia de Michael Porter. El objetivo de este análisis es identificar espacios en el mercado donde exista una oportunidad de negocios para que una empresa comercializadora de sistemas de almacenamiento de energía se posicione de manera exitosa y desarrolle su estrategia. El análisis busca caracterizar, bajo las cinco fuerzas de la competencia, tanto el segmento “detrás del medidor” como el “frente al medidor”, donde actúan las empresas eléctricas encargadas de la generación, transmisión y distribución de energía.

### 3.2.1. Poder de negociación de los clientes

El nivel de concentración de los clientes en el mercado de almacenamiento de energía depende del lugar en la cadena de valor del sistema eléctrico donde se ofrezca el producto/servicio.

En el segmento de las empresas eléctricas los actores que participan son escasos y están muy concentrados:

**Generación:** La generación eléctrica en Chile está en manos de empresas privadas que compiten en precio a través de licitaciones para el suministro del mercado regulado y de contratos con clientes libres. El 52% de la capacidad instalada (MW) pertenece a las empresas Endesa (23%), Colbún (20%) y AES Gener (9%) repartiéndose el resto entre diversos actores pequeños [28].

**Transmisión y distribución:** Funcionan como monopolios naturales que actúan a través de concesiones de servicio público y se encuentran fuertemente reguladas. Las principales compañías propietarias de líneas de transmisión en el SIC a 2014 son Transelec con un 39,5% del total de líneas de transmisión (km), Transnet con 18,1%, Colbún (5,5%) y Chilquinta, Gener y Enel Distribución (Ex Chilectra)<sup>6</sup> con cerca de un 4% cada una [29]. Por el lado de la distribución, lidera Enel Distribución con un 43,5% de las ventas, seguido por CGE con 37,1%, el Grupo SAESA con 9,1% y Chilquinta con 7,9% [30].

La transmisión y distribución agrupa la gran mayoría de los servicios que el almacenamiento de energía es capaz de ofrecer en el segmento de empresas eléctricas (Ver 2.2.), considerando tanto los servicios que benefician a las empresas dueñas de las líneas, cómo a quienes las operan. En este sentido, los requerimientos de este tipo de clientes son de sistemas de gran capacidad de almacenamiento, por lo que cada proyecto significaría un importante porcentaje de las ventas de la empresa comercializadora en cuestión. Esto, junto al nivel de concentración de los clientes, hace poco atractiva la entrada en este mercado ya que el poder de los clientes sería significativo en las

---

<sup>6</sup> Cambia su nombre a Enel Distribución a partir del 2016, luego de ser adquirida por el Grupo Enel.

exigencias de reducción de precios o aumento de la calidad del servicio por parte del proveedor, reduciendo así sus márgenes de utilidad.

Otro punto importante es la oportunidad que tienen estas empresas para integrarse hacia atrás. Si bien la empresa comercializadora ofrece los equipos, en este segmento la operación de estos corre por parte de las empresas eléctricas, ya que influyen directamente en el giro de su negocio. Un ejemplo es AES Corp que ya tiene en operación su propia línea de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías “AES Energy Storage”, la cual, asociada a las principales empresas productoras de baterías, posee dos proyectos en funcionamiento en Chile: la termoeléctrica Angamos en Mejillones y la subestación Los Andes en Atacama.

Por otro lado, el segmento “detrás del medidor” sostiene una realidad totalmente distinta. En primer lugar, se cambia de un enfoque concentrado, donde grandes sistemas de almacenamiento son ubicados en empresas eléctricas, a un enfoque distribuido, acorde con el desarrollo de las redes inteligentes que representan el cambio de paradigma del mercado eléctrico a nivel global. Bajo este contexto los servicios ofrecidos por la empresa comercializadora son entregados directamente al consumidor final, similar a un mercado de *retail*. Aquí, la concentración de clientes no es significativamente alta y la empresa puede ofrecer sus productos a distintos tipos de clientes, desde grandes empresas manufactureras, hasta multitiendas, pequeños negocios e incluso clientes del sector residencial. Por lo que el poder de negociación del cliente es menor, aumentando la posibilidad de aumentar los márgenes de utilidad la empresa.

Además, la empresa comercializadora posee más posibilidades para diferenciar sus productos, no se trata de solo la venta de los equipos sino del valor que es capaz de incorporar la empresa a través del servicio que ofrece y el modelo de negocios bajo el que opera. Ejemplos de esto son empresas de Estados Unidos como Tesla, Stem y Greencharge:

Tesla, por un lado, se dedica a la venta de equipos buscando la diferenciación en base a la calidad de la tecnología que ofrece y compitiendo en precios. Todo esto acompañado del respaldo de la marca, reconocida a nivel mundial, lo que le entrega credibilidad del funcionamiento de su producto frente al cliente, factor importante debido a que estas tecnologías se están recién incorporando a nivel comercial.

Greencharge, a diferencia de Tesla, no se enfoca en la tecnología, sino que en el desarrollo de proyectos y la entrega de servicios. Esta compañía no produce baterías, sino que actúa de intermediario, comprando los equipos a empresas como Tesla u otros proveedores. Asesora a sus clientes, diseña proyectos y los vende a través de contratos de financiamiento en base a los ahorros que genera el sistema, con el objetivo de concretar los proyectos y motivar a los clientes argumentando que “no tienen nada que perder”.

Stem, al igual que Greencharge no produce baterías, sin embargo, las empaqueta bajo su logo por lo que no le hace propaganda a su proveedor, sino que a sí mismo. Lo que caracteriza al modelo de negocios de esta empresa es que no busca vender proyectos de gran tamaño en cuanto a capacidad de baterías, sino que optimizar el uso de pequeños sistemas para generar grandes beneficios, combinando baterías, software y equipos electrónicos para alcanzar dicho fin.

Tomando estos ejemplos en consideración, son diversos los servicios que se pueden ofrecer al cliente y la forma de hacerlo, lo que hace costoso para este el cambio de un proveedor a otro.

Además, en este segmento no hay incentivos de integración hacia atrás, ya que la adquisición y especialmente la operación de estos productos no está en línea con el giro de negocios de los clientes.

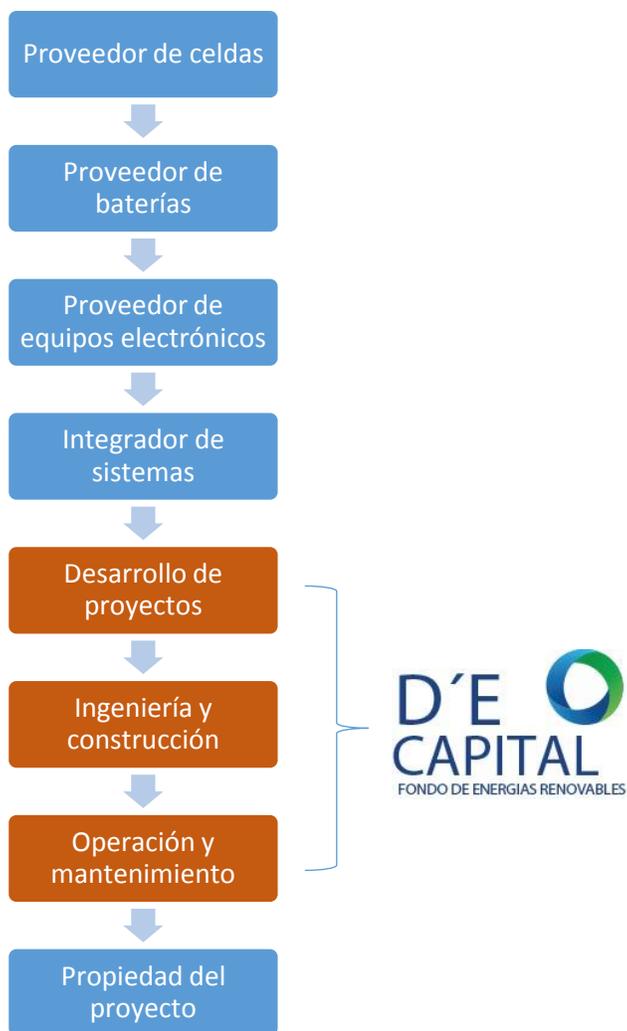
Por último, los clientes “detrás del medidor” son sensibles al precio. Como ya se ha mencionado, las tecnologías recién en los últimos años han alcanzado su madurez comercial, factor que aún genera desconfianza para los clientes quienes perciben un mayor riesgo en la inversión en este tipo de proyectos. Es por esto que el negocio debe ser atractivo para los clientes, disminuyendo su riesgo al mínimo y traspasarlo a la empresa que ofrece el servicio, esto hasta tener evidencia para probar la efectividad de los sistemas.

### 3.2.2. Poder de negociación de los proveedores

Si consideramos la cadena de valor del mercado de almacenamiento de energía, la posición natural que debiese asumir la empresa comercializadora se encuentra en la fase de desarrollo y operación de proyectos. Esto debido a que la compañía dueña de dicha empresa comercializadora sería la administradora *D'E Capital*, experta en desarrollo de proyectos de energías renovables.

El siguiente diagrama representa la cadena de valor del mercado de almacenamiento y las distintas opciones sobre las cuales la empresa comercializadora podría posicionarse:

Figura 6 Cadena de valor del mercado de almacenamiento de energía



Fuente: Bloomberg New Energy Finance

Bajo este contexto, los proveedores de la empresa pueden dedicarse a la venta de sistemas integrados, es decir soluciones *plug and play*, o pueden corresponder a distintas compañías que ofrezcan cada una de las partes que componen los sistemas de almacenamiento: baterías, cables, inversores, controladores, software, entre otros.

Analizando el primero de los casos, los proveedores de sistemas integrados potencialmente pueden tener un poder de negociación mayor que los vendedores de componentes. Al vender el sistema integrado dicho proveedor se convierte en costo más importante del proyecto, ya que provee casi el total de los equipos utilizados en el sistema. Además, se hace más compleja la diferenciación para la empresa, exponiéndose a que nuevos entrantes imiten el modelo de negocios de esta y le compitan aumentando la información de mercado para el proveedor y empoderándolo. Junto con esto, está la amenaza del proveedor de integrarse hacia adelante, instalándose en el país y compitiéndole a la empresa en el desarrollo de proyectos, estrategia que podría ser en atractiva a medida que aumenta la madurez del mercado y la credibilidad de sus productos.

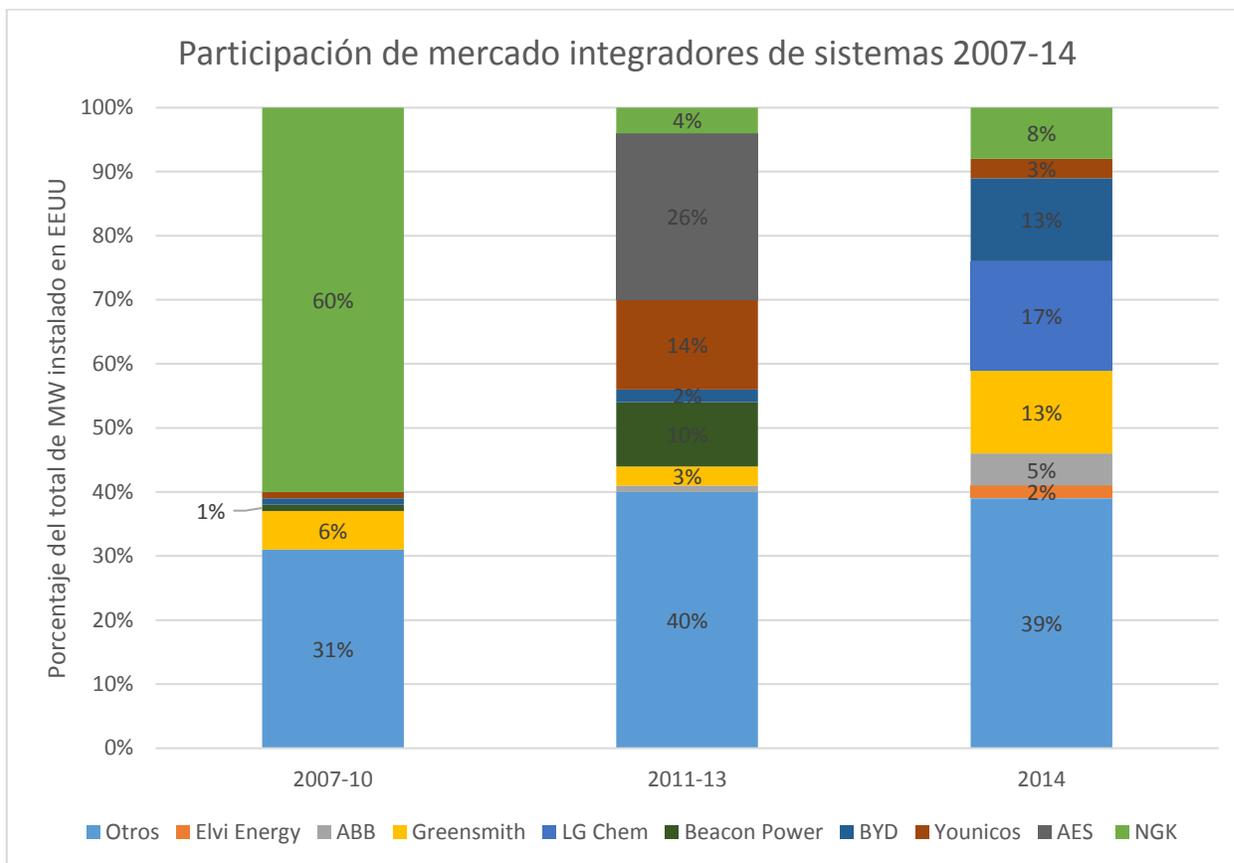
A nivel de empresas eléctricas estas características se cumplen, debido a que los principales proveedores de equipos eléctricos y las mismas empresas que componen el segmento “frente al medidor”, son las que proveen y desarrollan los proyectos de almacenamiento de gran escala. Evidencia de esto está en los proyectos desarrollados por AES Energy Storage, propiedad de AES Corp y los productos ofrecidos por ABB, uno de los proveedores más grandes de equipos eléctricos a nivel mundial.

Por otro lado, el segmento “detrás del medidor” ofrece un mayor número de oportunidades y, dadas las características emergentes del mercado, algunos de los argumentos descritos no se cumplen totalmente en este segmento.

En primer lugar, las empresas dedicadas a ofrecer productos para clientes residenciales y comerciales e industriales no se encuentran posicionados en el mercado chileno, salvo excepciones de sistemas en base a plomo ácido. Los proveedores de baterías de litio, tecnología que marca tendencia en el mercado internacional, se encuentran en una fase de consolidación, tratando de competir con una serie de compañías emergentes. Importantes marcas con experiencia en baterías de vehículos eléctricos como Tesla, BYD, Mercedes Benz, compiten con compañías consolidadas de productos electrónicos como Samsung, LG y Sharp, y al mismo tiempo con una serie de nuevos actores como Stem, Sonnen, AMS, entre otros.

Como se puede observar en el Gráfico 5, el mercado en su mayoría se reparte entre pequeñas compañías emergentes, no existe un líder evidente, ya que las participaciones de mercado varían significativamente entre los distintos periodos, y cada año entran nuevas empresas buscando posicionarse, como es el caso de Tesla y Sonnen los cuales no participaban en 2014 y en la actualidad son considerados como candidatos a liderar la industria.

**Gráfico 5 Participación de mercado integradores de sistemas de almacenamiento**



**Fuente: Bloomberg New Energy Finance**

Al existir tantas compañías buscando posicionarse, el poder de negociación de los proveedores disminuye, existiendo distintas opciones para que un desarrollador de proyectos evalúe opciones y luego pueda cambiar de proveedor sin recurrir en costos importantes.

La consolidación de proyectos es prioridad para los proveedores, con el objetivo de tener un portafolio que garantice la efectividad de sus productos. Es por esto que sería recomendable para la empresa comercializadora comenzar su operación en base a proveedores de sistemas integrados, ahorrando así los costos de la integración de partes y, ganando experiencia a través del desarrollo de proyectos en Chile, para luego evaluar la posibilidad de una integración vertical que se haga cargo del desarrollo de productos en base a proveedores de equipos, de manera comenzar un proceso de diferenciación, una vez consolidada la marca de la empresa.

### 3.2.3. Amenaza de nuevos competidores

Como ya se ha mencionado anteriormente, el mercado de almacenamiento de energía aún es incipiente, por lo que competidores directos que se dediquen al desarrollo de proyectos en el segmento “detrás del medidor” son escasos y difíciles de identificar, ya que no hay proyectos consolidados en Chile. Sin embargo, se puede asumir que existe una importante amenaza de nuevos entrantes debido a las señales que presenta el mercado.

Actualmente, Chile y Australia son los mayores productores de Litio en el mundo. Si bien el mineral solo representa el 1% del mercado mundial del Cobre, se estima que en 7 años la producción aumente de 165 mil toneladas a 400 mil, 2,42 veces la realidad actual. Este hecho le entrega la posibilidad al país de agregarle valor al mineral y no convertirse solamente en un exportador de materias primas.

En este sentido, instituciones como CORFO buscan incentivar el desarrollo de productos en base a litio y transformar al país en un productor industrial. En octubre de 2017 se realizará una licitación organizada por CORFO para el desarrollo de productos tecnológicos en base a litio. Actualmente ya existen inversionistas asiáticos, chinos y coreanos, como MTL Shenzhen Group, Vision Group y Kanhoo Group, que desembolsarían un total de USD 2.000 millones para levantar plantas industriales en el país, en Chile se comenzará a producir baterías de litio a partir del segundo semestre de 2018 [31].

A partir de esta información es posible predecir que surgirán distintos modelos de negocios y empresas dispuestas a posicionarse en este mercado, lo que hace importante la inclusión prematura en este de manera de adquirir el *know how* del negocio y adelantarse a la competencia, levantando barreras de entrada, que actualmente son escasas.

La gran barrera de entrada que es posible identificar es el financiamiento. Bancos e inversionistas consideran riesgoso la inyección de capital en una tecnología que aún no está probada en su totalidad. Si bien los proveedores garantizan una vida útil de 10 años, los productos que ofrecen no se comercializan hace más de 2 o 3 años, por lo que no hay evidencia empírica de su rendimiento. La adquisición de capital semilla, subsidios gubernamentales o financiamiento de corporaciones de fomento, podría ser solución para los primeros entrantes del mercado. Otra opción es que las empresas dedicadas al desarrollo de proyectos de energías renovables, como es el caso de *D'E Capital*, se integren horizontalmente buscando entrar al negocio del almacenamiento, utilizando su capital y experiencia en el desarrollo de proyectos energéticos.

Por otro lado, empresas dedicadas a la eficiencia energética pueden ser consideradas como competencia indirecta para el almacenamiento de energía “detrás del medidor”. Utilizando productos sustitutos para obtener los mismos resultados que las baterías. Sin embargo, al mismo tiempo de ser sustituto, la acumulación de energía puede también ser considerada como un complemento, utilizando los sistemas de almacenamiento para potenciar el desarrollo de propuestas de eficiencia energética y así aumentar las externalidades positivas que acompañan a este tipo de iniciativas.

Por último, como fue mencionado anteriormente, a los proveedores de sistemas integrados les podría convenir estratégicamente integrarse hacia adelante, convirtiéndose en un competidor para la empresa y forzándola a diferenciarse a través del desarrollo de productos propios.

Por otra parte, en el segmento donde actúan las empresas eléctricas, las amenazas de nuevos competidores básicamente corresponden a los desarrolladores de proyectos que empiecen a agregar en su portafolio proyectos de almacenamiento de energía. La mayoría de los argumentos expuestos para el segmento “detrás del medidor” se mantienen, con la diferencia de que la barrera de entrada de requerimientos de capital es más alta, debido al mayor costo e infraestructura de los proyectos, lo que disminuye la amenaza de entrada de nuevos competidores. Además, junto con la amenaza

de que los proveedores se integren hacia adelante, existe la posibilidad de que los clientes también lo hagan, como fue expuesto en el caso de AES Gener (Ver 3.2.1.) dificultando aún más la entrada al mercado.

#### 3.2.4. Amenaza de productos sustitutos

En primer lugar, tomando en cuenta el segmento de empresas eléctricas, los principales sustitutos de los sistemas de almacenamiento corresponden a las reservas en giro, es decir la potencia disponible de las unidades generadoras que se encuentran sincronizadas al sistema; y las reservas de comienzo rápido, plantas que pueden ponerse a operar rápidamente para entregar la potencia necesaria para satisfacer la demanda, (turbinas a gas, diésel, entre otros).

La principal característica que convierte a estas opciones como sustitutos corresponde a la función que tienen las reservas de estar permanentemente disponibles para responder rápidamente a variaciones en la demanda. Sin embargo, además de cumplir con dicha función, los sistemas de almacenamiento poseen una serie de características que representan una ventaja tecnológica:

- El almacenamiento de energía tiene la habilidad de entregar una serie de servicios además de la reserva en giro (Ver 2.2.).
- Las baterías son una alternativa más limpia en comparación con tecnologías como turbinas de gas natural o diésel, evitando emisiones.
- No depende de combustibles fósiles, por lo que es independiente de su precio y disponibilidad.
- Son de fácil instalación, por lo que la construcción de plantas tarda menos tiempo.
- Es posible instalar plantas modulares de baja capacidad, mientras que la construcción de plantas a gas, por ejemplo, no es costo efectivo bajo los 50 MW.

Por otro lado, es importante considerar que el presente trabajo considera como tecnología a utilizar el almacenamiento mediante baterías de ion litio. En este sentido, otras tecnologías de almacenamiento podrían también ser considerados como sustitutos. Sin embargo, si bien existen tecnologías de mayor eficiencia o capacidad como el bombeo de agua o aire comprimido, generalmente las alternativas poseen otras limitaciones como grandes costos de inversión, densidad de energía o restricciones geográficas importantes. Una comparación más profunda de las tecnologías de almacenamiento se presenta en el Anexo A.

En cuanto el segmento de clientes ubicados “detrás del medidor” se pueden identificar tres productos sustitutos relevantes.

En primer lugar, dado que la tecnología que lidera en este segmento es en base a litio ion, podría considerarse que las baterías de plomo ácido son un sustituto a considerar, ya que es la tecnología que más se ha utilizado para el complemento con sistemas fotovoltaicos hasta hace un par de años, aunque sin llegar a tener una penetración significativa en este mercado. Se descarta que esta tecnología sea una amenaza relevante, debido a que sus componentes son muy tóxicos para el medio ambiente, lo que contradice la visión de energía verde libre de emisiones hacia donde avanza el mercado.

El segundo sustituto son los grupos electrógenos. Esta tecnología tiene la capacidad de disminuir los cargos por potencia al generar energía durante periodos de punta, gracias a la rapidez con la que pueden comenzar a operar y el nivel de potencia que pueden ofrecer. Generalmente se utilizan como energía de respaldo para emergencias.

Los bancos de baterías son capaces de cumplir todas estas funciones, sin embargo, la capacidad de los grupos electrógenos es mayor, por lo que para clientes que necesitan grandes cantidades de energía (del orden de los MW), podría convenir el uso de generadores diésel. Esto, ya que un banco de baterías de ese tamaño, bajo los precios actuales, no sería costo eficiente.

Por otro lado, una desventaja de los grupos electrógenos es que funcionan en base a combustibles fósiles, por lo que deben cumplir con una serie de exigencias ambientales, el costo de su producción esta correlacionado con el precio del combustible y generan emisiones al medio ambiente. En este sentido las baterías son más amigables con el entorno, no necesitan estar aisladas en cabinas especiales y no generan ruidos ni emisiones.

El tercer sustituto, y el que representa la mayor amenaza para estos sistemas, corresponde a la conservación de energía y la eficiencia energética. Cualquier acción realizada en esta vía, ya sea a través de cambios de comportamiento o inversiones en equipos que aumenten el rendimiento con el que se usa la energía (lucos, combustibles, comportamientos que resulten en menor consumo por unidad de producción, etc.), genera un impacto económico en el consumo de energía el cual podría ser equivalente al impacto en el ahorro proporcionado por las baterías, e incluso a un menor costo de inversión.

Sin embargo, la empresa comercializadora debe transformar este sustituto en un complemento para los sistemas que ofrece, incluyendo dentro del servicio de operación y mantenimiento, la recomendación e implementación planes de eficiencia energética para el cliente. De esta forma se puede potenciar el ahorro que generan las baterías, aumentando el beneficio tanto para el cliente como para la empresa y sin desviarse del giro del negocio.

### 3.2.5. Rivalidad entre los competidores existentes

Si bien en Chile hay empresas dedicadas a la venta de baterías, estas no ofrecen sistemas integrados de gran capacidad. La excepción sería *ELIBATT*, batería eléctrica con celdas de litio desarrollada en la Universidad de Chile en 2015, sin embargo, esta iniciativa competiría con los productores de sistemas integrados, pudiendo convertirse en un proveedor de equipos más que en rival.

Por otro lado, además de las compañías dedicadas al desarrollo de proyectos solares integrados con sistemas de almacenamiento, no existen en el país empresas dedicadas al diseño, implementación y operación de sistemas de baterías para entregar servicios como la administración de cargos por potencia, tema sobre el cual se desarrolla este trabajo.

El rápido crecimiento que se proyecta en el mercado, que considera un aumento de 10 veces para 2024, induce a concluir acerca de la importancia de consolidar proyectos y desarrollar la marca. Como se comentó respecto a la amenaza de nuevos competidores, si bien actualmente la competencia directa es prácticamente nula, en el corto plazo se podría producir la entrada de nuevos actores que busquen posicionarse y apropiarse de una porción del mercado. Claro es el ejemplo del

mercado de EEUU y Alemania, donde la competencia es ardua y el dominio del mercado es compartido por un gran número de actores, con poca concentración.

Otro punto relevante es que los costos fijos son bajos, el negocio consiste en el desarrollo de proyectos, por lo que no se necesita maquinaria o incurrir en costos de almacenamiento. En este sentido las barreras de salida no son altas, por lo que se evita la presencia de actores que se mantengan compitiendo a pesar de que el rendimiento de los activos sea bajo o nulo.

Para el segmento donde actúan las empresas eléctricas, la rivalidad entre los competidores es mayor, son los mismos proveedores de equipos, generadoras, transmisoras y distribuidas quienes desarrollan sus propios proyectos. El número de competidores es mayor y la opción para un entrante es implementar almacenamiento en el desarrollo de proyectos nuevos, especialmente de generación donde no existen los monopolios naturales que caracterizan a la distribución y transmisión.

Sin embargo, en Chile el nivel de competitividad en proyectos de generación es muy alto, en especial para aquellos que funcionan en base a energías renovables. Basta observar la última licitación eléctrica de julio de 2016, donde empresas emergentes en Chile se adjudicaron bloques energéticos a precios históricos [1]. Según expertos, la posición de estas empresas sería una apuesta a que bajen los costos de desarrollo en el corto plazo, de manera que, cuando les toque disponer de la energía adjudicada en 2021, puedan tener retornos sobre la venta.

El rápido crecimiento que se espera del mercado de almacenamiento también influye en el segmento “frente al medidor”. El aumento de la producción de baterías reduciría los costos por economías de escala y potenciaría el desarrollo de proyectos de almacenamiento en el corto plazo, aumentando el interés de los competidores en ofrecer esta tecnología dentro de su mix de productos.

Los diagramas que se presentan a continuación representan las características de cada una de las fuerzas de la competencia identificadas en el análisis realizado:

*Figura 7 Resumen de Fuerzas de Porter para segmento de Empresas Eléctricas*

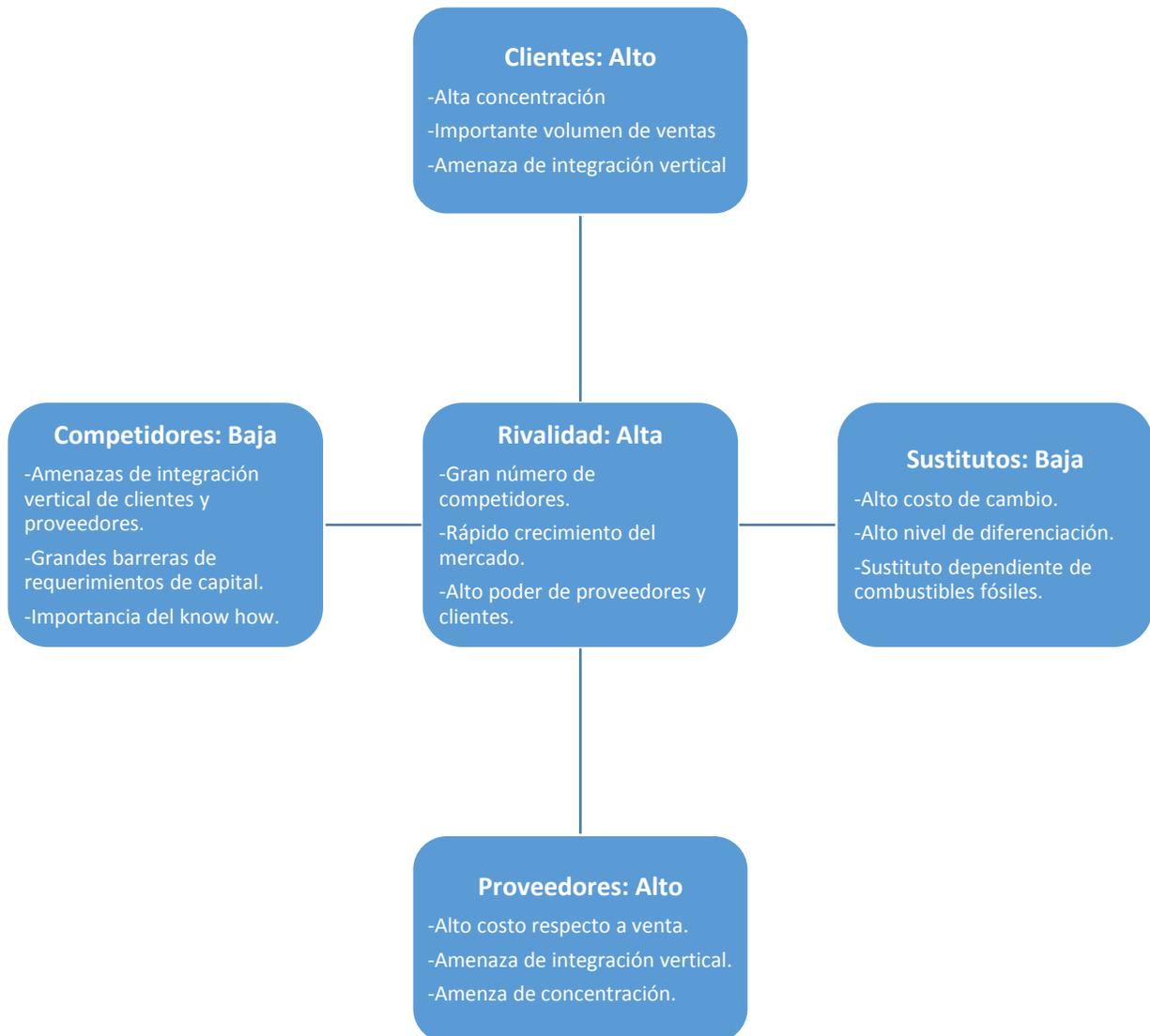


Figura 8 Resumen de Fuerzas de Porter para segmento "Detrás del medidor"



## Capítulo 4: Estructura del negocio

### 4.1. Oportunidad de negocio

A partir del análisis de las cinco fuerzas de la competencia realizado en el capítulo anterior, es posible identificar una serie de factores que indican la existencia de una oportunidad de negocios sobre la cual una empresa comercializadora de baterías podría generar y capturar valor.

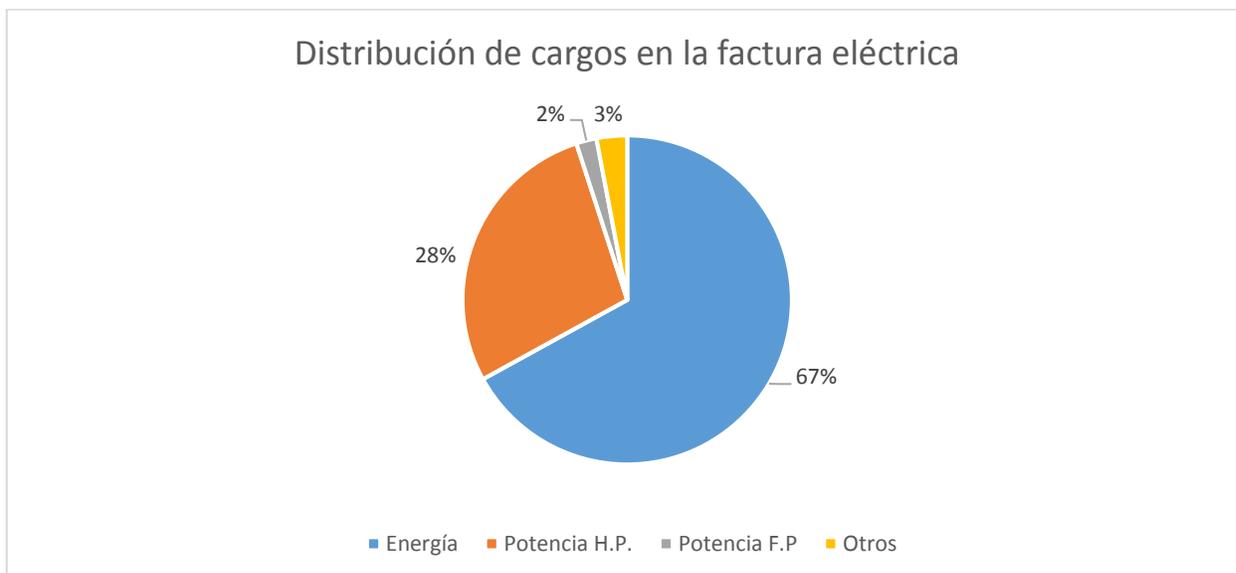
En primer lugar, si comparamos la magnitud de las fuerzas para cada uno de los segmentos, se concluye que existen más oportunidades en el mercado “detrás del medidor”, debido al escaso número de competidores que actúan en el contexto nacional, la ventaja de la gran rivalidad que hay entre proveedores y la posibilidad de transformar a los principales productos sustitutos en complementos.

El segmento de empresas eléctricas, en cambio, se presenta menos atractivo principalmente por el poder de negociación que poseen tanto los proveedores como los clientes, esto genera una fuerte rivalidad entre competidores y una latente amenaza de que ambos actores se integren verticalmente, quitándole espacio a una empresa comercializadora que actúe como intermediario entre ambas partes.

Además de la integración con sistemas distribuidos de generación fotovoltaica, la aplicación más utilizada y evidente para los sistemas de almacenamiento, las baterías pueden ofrecer distintos servicios para generar ahorros en las cuentas de electricidad de los clientes “detrás del medidor”.

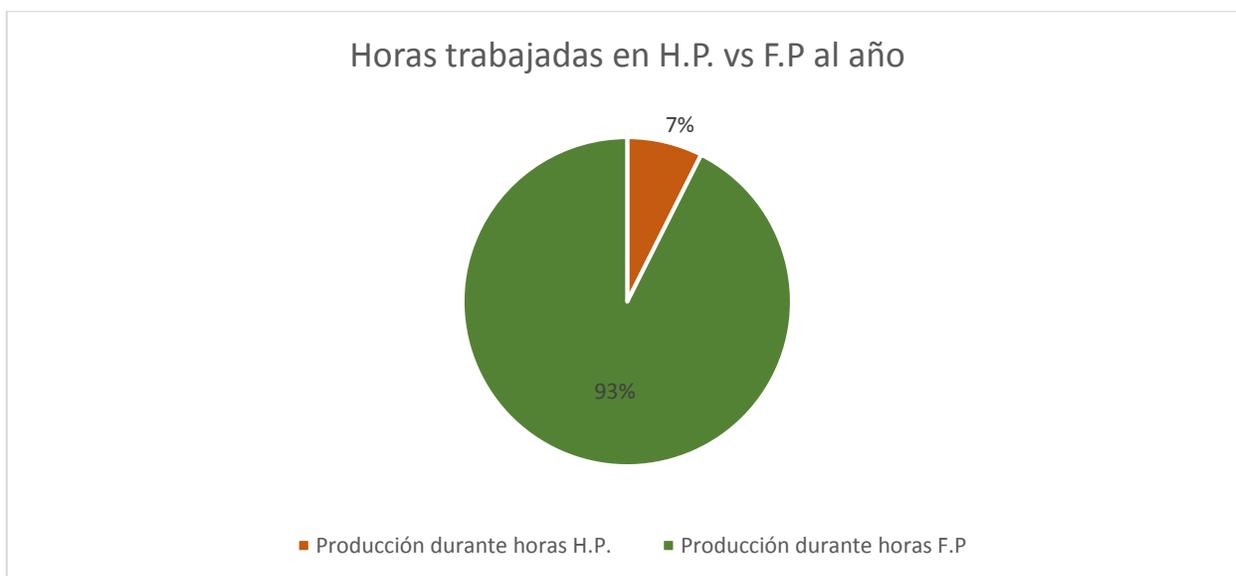
Los cobros de la potencia en horas de punta pueden ser hasta 10 veces mayores que el cobro por potencia en horas fuera de punta. Para una industria de operación continua y un consumo de 350 kW, el cobro por concepto de horas de punta representa cerca del 30% de la facturación. Asumiendo que una industria trabaja los 7 días a la semana y 24 horas diarias de forma continua, el tiempo de utilización de energía durante horas de punta corresponde a 650 horas durante todo el año, un 7.4% del tiempo de producción. Sin embargo, esas pocas horas significan cerca del 30% de los costos de facturación eléctrica [32].

**Gráfico 6 Distribución de cargos en la factura eléctrica**



**Fuente:** Ahorro en horas punta, R. Farias.

**Gráfico 7 Horas trabajadas en H.P. vs F.P.**



**Fuente:** Ahorro en horas punta, R. Farias.

La razón de que existan precios mayores durante las horas de punta es la de reducir el consumo durante ese horario, similar a lo que sucede con los peajes en las carreteras. La existencia de puntos de demanda máxima significativamente superiores al promedio del consumo durante el día obliga al sistema a necesitar una oferta superior a la demanda solo para cubrir estos periodos. Por ejemplo, el operador del sistema define una cantidad de energía de base para cubrir la demanda esperada, en los periodos en que esta energía de base se ve superada se hace necesaria la entrada de otras fuentes de generación de rápida respuesta, aumentando así el costo marginal de generación y por ende las tarifas de electricidad.

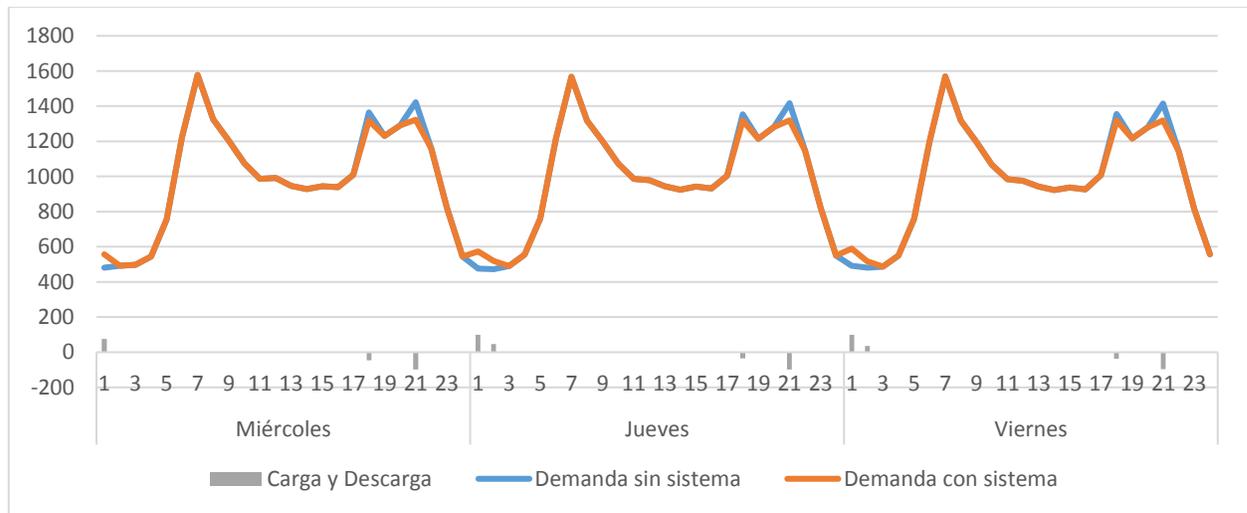
El almacenamiento de energía tiene el potencial para suavizar la curva de consumo, reduciendo los requerimientos de inversión por capacidad instalada y aumentando la flexibilidad y seguridad del sistema eléctrico.

La estructura tarifaria chilena permite la utilización de almacenamiento de energía para la reducción de cargos por potencia a través de carga de las baterías durante periodos fuera de punta y la posterior descarga durante los periodos definidos en las horas de punta. Esto significa que con el solo hecho de administrar la curva de consumo para optimizar los cargos por potencia, es posible generar un ahorro sin tener que cambiar el comportamiento de consumo energético del cliente.

El funcionamiento del sistema consiste en la carga de las baterías durante valles en la curva de demanda, de manera de no aumentar la potencia máxima leída con el almacenamiento de energía. Luego, en los puntos donde la demanda por potencia es mayor, la batería se descarga modificando la demanda máxima leída del mes y produciendo una ganancia por cada  $kW$  que se reduce respecto a un escenario sin sistema.

De esta forma, aquellos consumidores que posean una importante presencia en horas de punta, como los son los hoteles y edificios residenciales, pueden reducir su demanda máxima leída en horas de punta con la descarga de las baterías tal como se muestra en el siguiente gráfico:

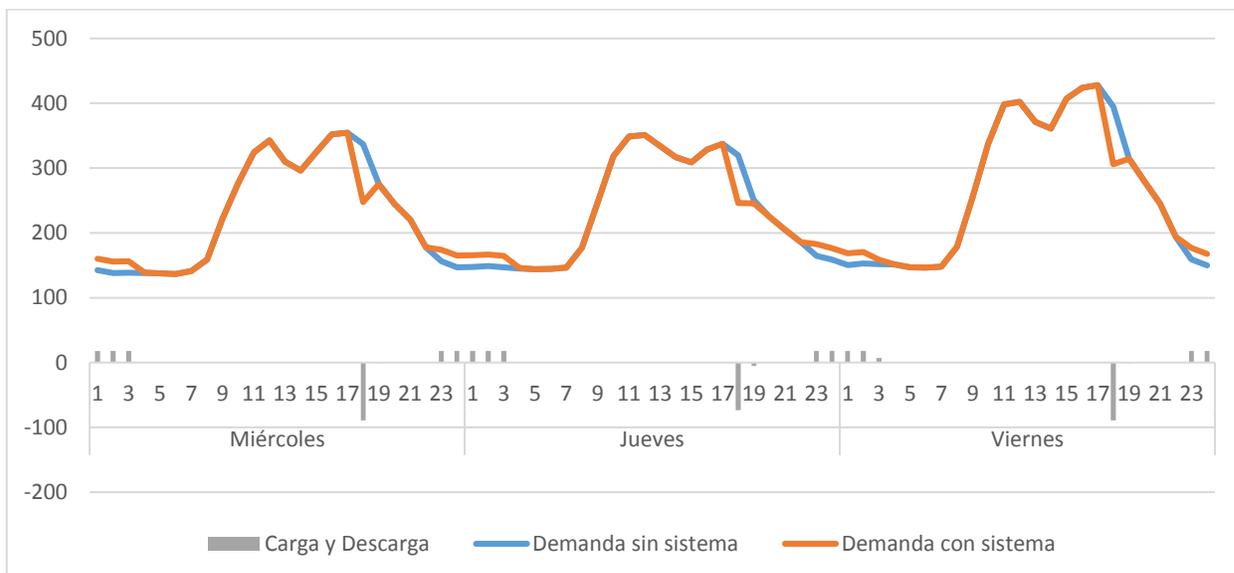
**Gráfico 8 Reducción de cargos por potencia cliente con gran presencia en H.P.**



**Fuente: Elaboración propia**

Por otro lado, consumidores como oficinas, universidades, supermercados y similares, poseen una fuerte disminución de su consumo al comienzo del periodo de punta. El uso de las baterías permite reducir la demanda máxima leída en horas de punta de forma efectiva, pudiendo disminuir los cargos para los clientes con tarifas horarias AT/BT 4.3. o permitir el cambio de clasificación de “presente en punta” a “parcialmente presente en punta” para las tarifas AT/BT 3. El siguiente gráfico representa este caso:

**Gráfico 9 Reducción de cargos por potencia cliente con presencia parcial en H.P.**



**Fuente:** *Elaboración propia*

Es importante destacar que para el segundo caso no se necesitan baterías de gran capacidad, sino que el factor importante es la potencia, las baterías deben ser capaces de descargar toda su energía durante pequeños periodos de tiempo. La clave está en la correcta administración y optimización de la operación de carga y descarga.

Además, el simple hecho de cambiar la tarifa bajo la cual opera un consumidor puede significar un importante ahorro para el cliente. El uso de sistemas de almacenamiento puede ayudar a potenciar estos ahorros permitiendo ajustar el consumo para optimizar los cargos bajo cada estructura tarifaria, para luego elegir aquella que genera un mayor beneficio.

Por último, los posibles cambios en las estructuras tarifarias que se implementarían con la nueva ley de distribución y el aumento del uso de medidores inteligentes, potenciaría el negocio ya que los sistemas podrían ahorrar tanto energía como potencia a través de un arbitraje con los tiempos de uso. Además, el segmento residencial también recibiría cargos por potencia y no un precio monómico, convirtiéndose en un nuevo mercado objetivo.

## 4.2. Modelo de negocios

Para abordar las componentes principales de un modelo de negocios y definir de manera estructurada cómo este genera captura y entrega valor, se utiliza la metodología CANVAS desarrollada por Alexander Osterwalder e Yves Pigneur.

### 4.2.1. Segmentos del mercado

Cómo ya se expuso anteriormente, la empresa buscará posicionarse en el segmento “detrás del medidor”. Existen dos grandes grupos de clientes dentro de este segmento: el residencial, refiriéndose a los hogares, edificios y condominios habitados por la población; y el no residencial, que considera fábricas manufactureras, tiendas de *retail*, galpones de almacenamiento, grandes y pequeños negocios, oficinas, hoteles, entre otros.

Dado que las tarifas de suministro eléctrico de los clientes residenciales<sup>7</sup> no discrimina entre cargos por energía y potencia, y tampoco posee cargos asociados a los tiempos de uso de la energía, los servicios que los sistemas de almacenamiento pueden entregar al cliente son escasos, limitándose principalmente a aquellos clientes que posean o quieran construir sistemas de generación fotovoltaica fuera de la red eléctrica integrados con bancos de baterías.

Si bien las empresas distribuidoras ofrecen a sus clientes opciones tarifarias flexibles que consideran la utilización de distintos precios por la energía dependiendo de su tiempo de uso, la gran mayoría de los clientes no puede acceder a esta sin realizar una inversión, ya que se necesitan “medidores inteligentes” para su operación<sup>8</sup>.

Es por esto que el enfoque de la empresa debe centrarse principalmente en los clientes pertenecientes al sub segmento no residencial, donde existen más oportunidades para los sistemas de almacenamiento. La nueva ley de distribución, que recién se encuentra en fases preliminares de discusión con el objetivo de presentar un proyecto de ley a finales de 2017, podría cambiar esta realidad y abrir la posibilidad de explorar el segmento residencial en el mediano plazo.

Los clientes que componen el segmento no residencial pertenecen a distintas industrias y poseen distintos tamaños, sin embargo, todos poseen, en mayor o menor medida, necesidades en cuanto a la disminución de sus gastos por consumo eléctrico. Sin embargo, estas necesidades pueden ser muy diferentes. Si se toman dos empresas que compitan en la misma industria, incluso considerando que fabrican el mismo producto, es probable encontrar que sus consumos de energía son muy distintos, por lo que no es posible desarrollar una solución estandarizada para todos los clientes y cada proyecto debe ser diseñado “a medida”.

#### 4.2.2. Propuesta de valor

La propuesta de valor del negocio es la entrega de una solución de ahorro energético rentable, de bajo costo y de alto impacto a través de la optimización de la demanda mediante el uso de sistemas de almacenamiento con baterías.

El sistema no requiere de la operación del cliente y no exige un cambio de comportamiento en su consumo, además, abre la posibilidad de aumentar el ahorro mediante propuestas de eficiencia energética que pueden ser adoptadas por el cliente.

Como servicio secundario, el sistema puede ser utilizado como potencia de reserva para entregar energía de emergencia durante cortes de suministro. De esta forma se obtiene una solución que reemplazaría a tecnologías incumbentes como los grupos electrógenos, realizando el mismo servicio, pero sin emisiones, sin necesidad de combustibles fósiles y sin costos significativos de operación y mantención.

---

<sup>7</sup> Ver tarifa BT1 en 2.5.

<sup>8</sup> Si bien distribuidoras como Enel Distribución (ex Chilectra) se encuentran realizando esfuerzos por incentivar el uso de medidores inteligentes, aún la tecnología no está lo suficientemente integrada en el mercado para considerar al segmento residencial como objetivo para la empresa.

### 4.2.3. Canales de distribución

Los canales de distribución serán propios y directos, un equipo comercial estará encargado de la venta y la comunicación de la propuesta de valor. Se utiliza el mismo canal con el cual actualmente opera *D'E Capital*.

El canal de distribución se compone de cinco fases:

- i. **Información:** El equipo comercial comunicará y explicará la propuesta de valor a los clientes a través de reuniones y visitas comerciales. También se desarrollará un sitio web que explique la propuesta de forma dinámica e interactiva.
- ii. **Evaluación:** Para que el valor que genera el servicio sea tangible para el cliente, se realizarán demostraciones gratuitas donde un miembro del equipo de ventas visitará al cliente y desarrollará una evaluación preliminar del ahorro que el sistema puede producir. Además, el sitio web contará con una calculadora de ahorros, que en base a información básica del sector industrial al que pertenece el cliente y del total de sus cuentas de electricidad, entregue una estimación del ahorro que genera el sistema.
- iii. **Compra:** Se le entregará un presupuesto al cliente que considerará distintas formas de financiamiento:
  - ✓ Financiamiento por parte del cliente donde este es el dueño del proyecto y recibe el total de los ahorros generados por este.
  - ✓ Financiamiento por parte de la empresa, en donde el cliente paga una cuota mensual fija o flotante en base a los ahorros generados por el sistema.
  - ✓ Financiamiento por parte de la empresa, en donde esta recibe el 100% de los ahorros generados durante los primeros 5 años de operación.
  - ✓ Financiamiento compartido donde se combina cualquiera de las opciones anteriores.

Luego, a partir de la forma de financiamiento acordada se firma un contrato de compra en donde la empresa se compromete a desarrollar el proyecto en los tiempos y condiciones establecidas.

- iv. **Entrega:** La entrega del proyecto está compuesta principalmente de tres productos principales:
  - ✓ **Software:** Aplicación que permite conocer la demanda en tiempo real, entregando indicadores energéticos que potencian la aplicación de medidas de eficiencia energética y comparando el consumo actual con una línea base que define los ahorros producidos por el sistema.
  - ✓ **Hardware:** Tecnología de almacenamiento en base a baterías de ion litio, amigable con el medio ambiente, escalable, de alta eficiencia y larga vida útil.

Tienen la función de almacenar energía cargándose durante periodos de baja demanda y descargándose de manera automática en periodos de alta demanda.

- ✓ **Controlador:** Posee la función de monitorear el consumo eléctrico en tiempo real, enviando información a las baterías y a la aplicación. Define los periodos de carga y descarga, además de entregar información valiosa al cliente para cuantificar los ahorros y desarrollar acciones de eficiencia energética.

De esta forma es posible entregar los tres servicios principales que componen la propuesta de valor: la administración de la demanda, optimizando los cargos por potencia al administrar los tiempos de uso; la disponibilidad de potencia de respaldo, inyectando energía durante cortes de suministro; y la entrega de información de consumo para la aplicación de técnicas de eficiencia energética.

- v. **Posventa:** Por último, como servicio de posventa se ofrece asesoría en la operación del sistema y el software, servicio técnico, repuestos y garantía en base a lo ofrecido por los proveedores: 10 años o 10.000 ciclos.

#### 4.2.4. Relaciones con los clientes

Dada la heterogeneidad entre los distintos clientes y sus consumos, la relación con los clientes debe ser, en etapas de desarrollo del proyecto, de asistencia personal exclusiva. Los proyectos se realizan “a medida”, por lo que debe existir una relación cercana entre quien desarrolla y diseña el proyecto y el cliente, de manera que se cumplan satisfactoriamente las necesidades de este último.

Una vez instalado el proyecto y capacitado al cliente sobre su operación, la relación puede ser más automatizada, ya que las principales dudas que pudiesen surgir estarían relacionadas con el uso del software, de lo contrario igualmente estará disponible un canal personalizado.

La confianza es un punto clave para el éxito del negocio. El cliente debe estar convencido de que el sistema le generará valor y el primer paso para esto es que la empresa demuestre seguridad en el éxito de sus proyectos. Para esto se ofrecen sistemas de financiamiento en base a éxito, donde la empresa asume parte o la totalidad del riesgo del proyecto. Junto con esto, la garantía de 10 años o 10.000 ciclos que ofrecen los proveedores ayuda a respaldar esta posición.

#### 4.2.5. Fuentes de ingreso

Los ingresos que produce el negocio provienen de cuatro fuentes principales: instalación de sistemas de baterías, venta de equipos, suscripción y operación y mantenimiento. La forma en que se generan y se estructuran los ingresos dependerá del tipo de financiamiento que se negocie con el cliente. Para esto se proponen cuatro opciones:

- i. Financiamiento por parte del cliente donde este es el dueño del proyecto y recibe el total de los ahorros generados por este. Bajo esta opción se vende el 100% del proyecto y la empresa define el valor del proyecto en base a los costos de instalación, equipos, además de cobrar un margen por sus gestiones definido a partir de los ahorros estimados que generará el proyecto una vez operativo. Además, se establece una tarifa anual de operación y mantenimiento.

- ii. Financiamiento por parte de la empresa, en donde el cliente paga una cuota mensual fija o flotante en base a los ahorros generados por el sistema. Esta forma de financiamiento transmite el riesgo desde el cliente hacia la empresa, siendo esta última la que depende de la generación de ahorros para cubrir sus costos. En base a ese riesgo asumido por la empresa se establece una tasa de interés que justifique su exposición. Dependiendo del tamaño del proyecto, su riesgo y el tipo de cliente, se define si los cargos son cuotas fijas o se calculan como un porcentaje del monto ahorrado.
- iii. Financiamiento por parte de la empresa, en donde esta recibe el 100% de los ahorros generados durante los primeros 5 años de operación. De esta forma la empresa es dueña del proyecto durante un plazo de tiempo definido entre ambas partes, luego el cliente pasa a ser dueño del proyecto. Durante el tiempo en que la empresa es la propietaria esta se encarga de la operación, tratando de maximizar el rendimiento del sistema sin significarle costos al cliente.
- iv. Financiamiento compartido donde se combina cualquiera de las opciones anteriores.

#### 4.2.6. Recursos clave

Los recursos humanos son muy importantes para el éxito del negocio. La capacidad de gestión para el desarrollo de los proyectos, la experiencia y la capacidad de generar confianza son factores clave para transmitir la propuesta de valor a los clientes, y que luego estos estén dispuestos a invertir en sistemas de almacenamiento de baterías.

En este sentido, la administradora *D'E Capital*, con un equipo de gran experiencia en el sector eléctrico y en el desarrollo de proyectos, entrega el respaldo necesario a la empresa para consolidar su propuesta comercial.

Otro recurso clave para poder cumplir con la propuesta de valor es el software asociado a los bancos de baterías. La aplicación debe ser interactiva, fácil de utilizar y entender, accesible desde distintas plataformas y capaz de controlar la operación del sistema. Además, debe ser capaz de predecir el consumo de electricidad y entregar recomendaciones que ayuden a aumentar el ahorro energético. Algunos proveedores comercializan equipos que incluyen el software, esta podría ser una opción para la empresa de manera que utilice esos programas durante los primeros años y, una vez consolidada, desarrolle su propia plataforma como herramienta de diferenciación.

Además del software, el resto de los equipos también representan recursos clave para la empresa. Los sistemas deben ser integrados, fáciles de instalar, seguros y compactos, de manera que no utilicen espacios importantes dentro de las organizaciones. También deben ser modulares, para que se puedan diseñar sistemas de distintos tamaños, y así ser capaces de cubrir las necesidades energéticas y espaciales de cada uno de los clientes.

Por último, una de los recursos más importantes se encuentra en el financiamiento. La empresa debe ser capaz de levantar capital y mantenerse operativa durante el desarrollo de los proyectos, especialmente bajo el enfoque de ofrecer financiamiento a los clientes en base a los ahorros generados. Para esto, nuevamente *D'E Capital* significa un aporte importante ya que con su

respaldo y red de contactos con distintas instituciones bancarias y agencias multilaterales se facilita esta tarea.

#### 4.2.7. Actividades clave

Una de las actividades más importantes de la empresa tiene que ver con la captación de clientes. La tecnología y el servicio que ofrece la empresa no se encuentra muy explotada en el mercado, por lo que el equipo encargado de la venta de proyectos debe estar muy bien instruido y lograr causar impacto en el cliente, de manera que se transmita la propuesta de valor y el cliente sea capaz de ver los beneficios que le traería el proyecto, enfocándose especialmente en los pocos costos que le generarían y las múltiples opciones de financiamiento.

Junto con esto, las demostraciones son un punto importante para hacerle tangible al cliente el valor del proyecto. El ofrecimiento de demostraciones gratuitas puede convertirse en el enganche necesario para convencer al cliente y cerrar el trato.

La relación con los clientes debe ser muy cercana, de manera que sean ellos mismos quienes publiciten la tecnología a través del “boca a boca”. Las buenas relaciones son fundamentales y el cliente debe estar conforme con el producto, por lo que un servicio de asesoría y posventa intensivo es necesario, por lo menos durante el primer año de instalación.

Por otro lado, el crecimiento del mercado de almacenamiento de energía y los incentivos para el desarrollo de productos derivados del litio en Chile, son señales que anticipan la posible entrada de competidores al mercado. La empresa debe ser capaz de diferenciarse del resto de los entrantes a través de la creación de marca y componiendo un portafolio de proyectos que respalde su propuesta comercial. La experiencia de una entrada temprana al mercado podría ser un factor importante para adquirir el *know how* del negocio y elevar barreras de entrada.

#### 4.2.8. Socios clave

En primer lugar, uno de las asociaciones más importantes para la empresa es con sus proveedores, la relación debe ser cercana de manera de poder representarlos en el país y negociar los precios y formas de pago. En este caso puede ser conveniente tener un proveedor único de sistemas integrados, buscando representar a la marca en el mercado chileno.

Otro socio importante es el desarrollador del software, si bien los modelos de predicción de demanda, los *insights* de consumo y la metodología de operación son desarrollados por la empresa, el diseño y la interfaz se externalizan a una empresa que se dedique al rubro. También está la opción de utilizar algún software desarrollado por el proveedor de equipos, pero esta opción puede ser más riesgosa ya que es más difícil diferenciarse de otras compañías que puedan entrar a competir al mercado. Se recomienda el uso de la plataforma del proveedor durante los primeros años de funcionamiento.

Para la instalación de los equipos la empresa también debe contar con mano de obra externa, se trata de sistemas categorizados como *plug and play*, por lo que la instalación no necesita conocimientos muy específicos. De esta forma se puede disminuir la cantidad de empleados de la empresa, requiriendo de personal extra solo cuando comienza la implementación de algún proyecto.

Por último, la buena relación con agencias bancarias o asociaciones multilaterales es importante para el financiamiento del proyecto. En este punto, se aprovecha la buena reputación de *D'E Capital* para respaldar a la empresa.

#### 4.2.9. Estructura de costos

Los costos de la empresa se estructuran principalmente a partir de costos variables. La operación completa del proyecto se realiza en las oficinas de *D'E Capital* y no es necesario incurrir en costos fijos importantes cuando los proyectos están en la fase de desarrollo, salvo el caso en que sea necesario almacenar los sistemas de baterías si es que se diera el caso que la realización de pedidos de mayor escala tuviese un impacto sobre el precio de los equipos.

Los gastos administrativos representan una de las partes más importantes de la estructura de costos, el negocio se basa en gran parte en las personas para su éxito. El capital humano es el que consigue los clientes, transmite la propuesta de valor y es capaz de diseñar y desarrollar proyectos que optimicen y solucionen las necesidades del cliente.

Más que una importante inversión, dadas las características del negocio, se hace más necesario el capital para comenzar la operación y mantenerla durante los primeros años. Es por esto que se considera un Capital de Trabajo que permita que la empresa tenga activos para cubrir sus costos mientras los proyectos no están implementados, ya que el servicio que se entrega a través de los sistemas puede no ser cobrado en forma directa, sino que descontado de ahorros futuros.

Una posible inversión es la del desarrollo del *software*, sin embargo, se considera que en una fase inicial la empresa utilizará el desarrollado por el proveedor. Ya consolidado el negocio y adquirido el *know how* necesario, se desarrollará un sistema propio para diferenciarse de la competencia.

**Tabla 4 Estructura de costos**

Sistemas integrados de baterías
Instalación
Operación y Mantenimiento
Almacenaje
<b>Gastos de Administración</b>
Remuneración Gerente
Remuneración Equipo de Ventas
Remuneración Contador
Servicios Básicos (Luz, Agua, etc.)
<b>Otros</b>
Gastos financieros
Imprevistos
Depreciación
<b>Capital de Trabajo</b>
<b>Inversión</b>

## Capítulo 5: Modelo de dimensionamiento de sistemas de baterías

Uno de los factores más relevantes para el uso de sistemas de almacenamiento es el tamaño del banco de baterías que lo compone. Para poder realizar una evaluación económica del proyecto, es necesario contestar preguntas como ¿Cuánta energía debe ser capaz el sistema de almacenar para maximizar el valor del proyecto? ¿Qué nivel de potencia es necesario? ¿Cómo se administra el uso del sistema de manera óptima? Buscando dar respuesta a estas preguntas se desarrolló un modelo matemático capaz de dimensionar el tamaño del sistema de almacenamiento y optimizar su operación, de manera que se maximice el valor del proyecto.

El modelo se desarrolla en base al trabajo de Johann Blanc en 2015, titulado “MODELO ALGÓRITMICO PARA DIMENSIONAMIENTO Y GESTIÓN TECNOECONÓMICO ÓPTIMO DE BANCO DE BATERÍAS”. Sobre este modelo se agregan variables para realizar un cambio de enfoque respecto al corte de puntas, se incorporan consideraciones económicas más específicas, se agregan elementos estocásticos para profundizar el análisis y se propone una nueva forma de resolución del problema a través de algoritmos sobre la plataforma *Visual Basic*, en vez de la utilización de la herramienta *Solver* de Excel. Mayor detalle de las modificaciones incorporadas se describe en la Metodología del presente trabajo (Ver 1.4.).

### 5.1. Consideraciones técnicas del modelo

Para poder realizar un proyecto factible, se incluyeron en el modelo una serie de características técnicas de las baterías.

#### 5.1.1. Ciclos, profundidad de descarga y vida útil

La vida útil de las baterías es uno de los factores más importantes a considerar debido a que si estas duran menos del tiempo evaluado es necesario realizar una nueva inversión, lo que afecta directamente sobre la rentabilidad del proyecto. Diversos factores influyen sobre la vida útil de las baterías y en su mayoría son controlables en la operación del sistema.

Preocuparse del número de ciclos y la profundidad de estos es una de las principales formas de aumentar la vida útil. Un ciclo usualmente es definido como la carga y descarga total de una batería, sin embargo, esta definición no es siempre aplicable. Los fabricantes de baterías de ion litio, por ejemplo, generalmente recomiendan una profundidad de descarga (*DoD*) máxima de un 80%, dejando un 20% de reserva. Cada tecnología posee su respectiva resistencia a ciclos y profundidad de descarga [33].

Para efectos del modelo se utiliza una profundidad máxima de descarga de un 70% para establecer un escenario conservador. La vida útil de la batería a considerar es de 10 años debido a que los proveedores de los equipos ofrecen una garantía de 10 años o 10.000 ciclos, lo que se cumpla primero [34] [35]. Para el caso de estudio no se considera más de un ciclo por día, por lo que solo se alcanzarían 3.650 ciclos como máximo en el periodo de evaluación, el cual es definido a partir de la vida útil del sistema, 10 años.

#### 5.1.2. Eficiencia

La eficiencia de las baterías corresponde al porcentaje de la energía que efectivamente es almacenada luego de la carga y que no se pierde durante la descarga debido a pérdidas producidas

por el inversor o por descargas internas. En este sentido, las baterías de ion litio son muy eficientes, con valores cercanos al 99%, mientras que otras tecnologías como el plomo ácido solo alcanza valores cercanos al 85% [33].

Baterías como *Powerpack* de Tesla y *Sonnenbatterie pro* de *Sonnen* indican una eficiencia de 89% y 96% respectivamente [35] [34]. El modelo considera una eficiencia de 89% para establecer un escenario conservador.

### 5.1.3. Potencia máxima de carga y descarga

La potencia máxima de carga y descarga es la que representa cuánta energía se puede cargar en la batería e inyectar al sistema en un periodo de tiempo específico. Este valor depende del tamaño del inversor. Para efectos del modelo, se considera que la batería puede, como máximo, descargar toda su capacidad durante una hora, respetando la profundidad de descarga definida.

### 5.1.4. Datos de consumo

Cómo input el modelo recibe datos de consumo a nivel horario. Actualmente, no son muchos los clientes de las distribuidoras de electricidad que posean medidores inteligentes que entreguen datos de consumo con ese nivel de detalle, por lo que no es fácil conseguir datos. Sin embargo, el nivel de penetración de estos aparatos va en aumento y existen empresas que comercializan otras opciones para medir la cantidad de energía consumida en tiempo real.

Como mínimo, y dada la dificultad para obtener mediciones para cada día del año, se utilizan promedios semanales para cada mes, es decir, perfiles de consumo promedio, a nivel horario, para cada día de la semana para cada mes del año.

Para realizar una evaluación preliminar que permita hacer una demostración al cliente y estimar el nivel de ahorros que le entregaría el sistema, se pueden realizar mediciones a nivel horario durante una semana. Se utilizan estos datos como base y se escalan indexándolas con las cuentas de electricidad mensuales históricas del cliente, suponiendo que la forma que tiene la curva de consumo es similar durante todo el año, salvo casos explícitos de estacionalidades asociadas al tipo de negocio que trabaja el cliente. De esta forma se obtiene una semana representativa de cada mes, con una agregación a nivel horario.

Entonces la cantidad de datos mínima que se obtiene es:

$$\text{Horas } (t) = 1, 2, 3, \dots, 24$$

$$\text{Día Semana } (d) = 1, 2, 3, \dots, 7$$

$$\text{Mes } (m) = 1, 2, 3, \dots, 12$$

$$\#\text{Datos} = h * d * m = 2016$$

Ya instalado el sistema, se medirán los datos de consumo en tiempo real, por lo que se obtendrá mayor información para la estimación del consumo futuro, optimizando la operación de las baterías.

### 5.1.5. Selección de tecnología

Para el desarrollo de este trabajo se utiliza la tecnología que ofrece *Tesla* por diversas razones.

En primer lugar, la empresa, asociada a Panasonic, posee una larga trayectoria en la elaboración de baterías de ion litio para vehículos eléctricos. Además, se trata de una empresa consolidada, abierta a la bolsa, que en la actualidad se encuentra construyendo una gran fábrica en Nevada dedicada a la exclusiva fabricación de baterías llamada *Gigafactory*, la que le permitirá convertirse en el mayor productor de baterías de ion litio en el mundo [36].

*Gigafactory*, con una superficie construida de  $501.000\text{ m}^2$ , debiese aumentar la capacidad productiva de la empresa, disminuyendo sus costos de manufactura a través de la adquisición de *know how* y optimización de procesos de producción. Por lo que se espera que en el corto plazo la empresa comercialice productos a un menor precio [36].

Por otro lado, *Tesla* lanzó al mercado su primera versión de *Powerwall* en 2015, con una capacidad de  $7\text{ kWh}$  y un valor de *USD 3.500* sin incluir costos de instalación, es decir, *USD 500* por *kWh*. Solo un año después, en 2016, la nueva versión del *Powerwall* salió al mercado, a un costo de *USD 393* por *kWh* sin considerar la instalación [34]. Una disminución de un 21% en un año.

El producto que ofrece *Tesla* es un sistema integrado *plug and play*, con inversor bidireccional incluido al igual que todos los equipos requeridos. Además, incluye un software que permite la administración del sistema a través de distintas plataformas.

Por último, las características técnicas de la tecnología son muy positivas. Un *DoD* de 100% evita tener que sobredimensionar el sistema a instalar y la eficiencia es considerablemente alta con un 90% para un ciclo completo. La empresa ofrece dos tipos de productos, para pequeños y grandes sistemas, ambos modulares, escalables y adaptables a cualquier tipo de cliente.

Especificaciones técnicas de las baterías se presentan en el Anexo G.

## 5.2. Consideraciones económicas del modelo

El modelo optimiza el dimensionamiento y la operación del sistema de baterías considerando una evaluación económica preliminar para no colapsar el modelo con muchos datos y así disminuir los tiempos en que se obtienen los resultados. El modelo busca el óptimo para un cliente específico, para evaluar el valor del proyecto para la empresa comercializadora se realizará una segunda evaluación a partir de los resultados obtenidos para el cliente.

Esta evaluación económica preliminar permite tener una idea del tamaño que debe tener el sistema. Una vez obtenido este, se realiza una evaluación económica más detallada incluyendo variabilidad en la demanda, financiamiento y otras variables importantes.

### 5.2.1. Tarifas de distribución

En esta sección solo se definirán aquellas tarifas que permiten generar ahorros en base a la administración de cargos por potencia. Se cita textualmente el Decreto 1T de 2012 del Ministerio de Energía, omitiendo información considerada irrelevante para la presente memoria.

### 5.2.1.1. Tarifa AT/BT 3

Opción tarifaria en alta/baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima leída del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente: se considera como demanda máxima leída de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente.
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

### 5.2.1.2. Tarifa AT/BT 4.3

Opción tarifaria horaria en alta/baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda leída en periodos fuera de punta y en horas de punta del sistema eléctrico.

Medición de energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta se facturarán de la siguiente manera:

- Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente.
- Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará, al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, el precio unitario correspondiente.

### 5.2.2. Proyecciones de tarifas

La gran penetración de las fuentes de energías renovables en la última licitación eléctrica podría tener un fuerte impacto en el corto plazo sobre las tarifas de distribución. El precio promedio obtenido de *USD 47.6 MWh* es 63% inferior a los *USD 129 MWh* que se registraron en el último proceso, los *12.430 GWh/año* de energía licitada abastecerá a los clientes regulados a partir de 2021 y por 20 años, por lo que se espera una disminución en las tarifas eléctricas [1]. Según Andrés Romero, Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, los hogares debiesen ver beneficiados con una reducción de un 15% a un 20% a partir del año 2021 [37].

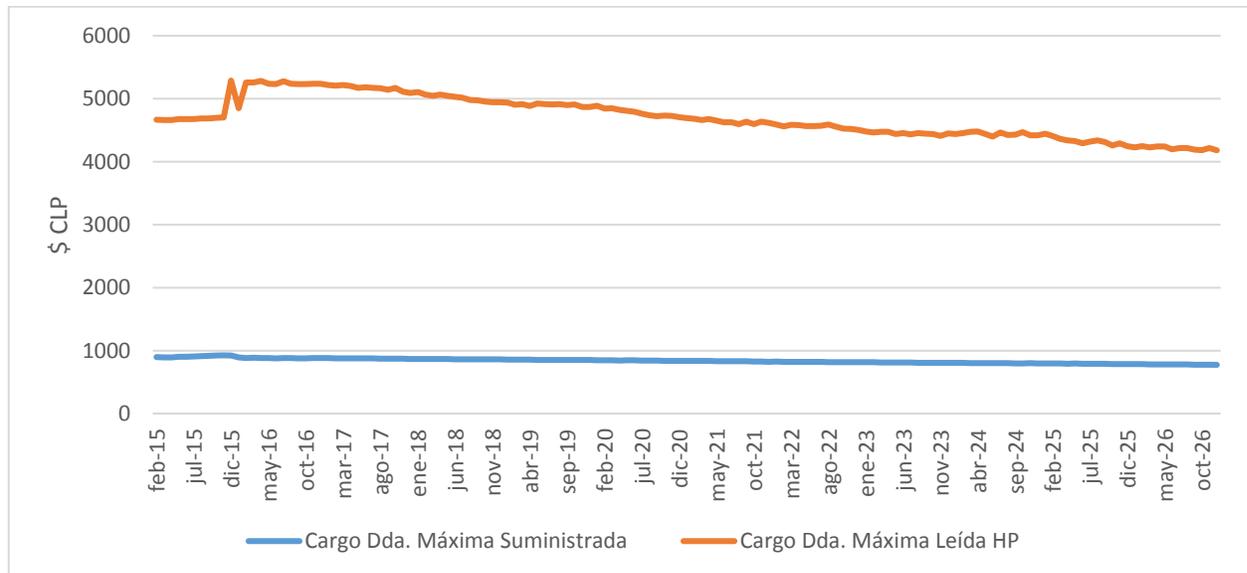
Para modelar este escenario, se utilizó un proceso de precios con regresión a la media de la siguiente forma:

$$d\log P = a(b - \log P)dt + \sigma Pdz$$

Donde  $a$  es igual a la velocidad de la regresión a la media y  $b$  la tarifa de largo plazo. Para calcular la tarifa de largo plazo se consideró un 20% menos que la tarifa de Enel Distribución a diciembre de 2016, en concordancia con las proyecciones del Ministerio de energía y la Comisión Nacional de Energía [17] [37].

La tarifa proyectada fue la AT4.3. 1S – 1C utilizando datos históricos desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2016 de la distribuidora Enel Distribución.

**Gráfico 10 Proyecciones de cargos por potencia tarifa AT4.3.**



**Fuente: Elaboración propia en base a tarifas históricas de Enel Distribución**

### 5.2.3. Costos de inversión y operación

Los costos de inversión se definen de acuerdo a dos variables, en primer lugar, se establece un precio por  $kWh$  el cual se obtuvo a partir de cotizaciones de los productos ofrecidos por las empresas *Sonnen* y *Tesla* obteniendo un valor de  $US\$ 400$  por  $kWh$ . De acuerdo con declaraciones de expertos, como Sebastián de la Torre académico de la universidad de Málaga, los precios que ofrece *Tesla* con su producto *Powerwall*, es de  $US\$ 350$  por  $kWh$ , valor que de aquí a cinco años debiese llegar a los  $US\$ 100$ , por lo que considerar  $US\$ 400$  se considera un escenario pesimista sobre el cual se realizará un análisis de sensibilidad [35] [34] [38].

Por otro lado, los costos de instalación se estiman que representan un 10% de la inversión, de acuerdo con información entregada por la empresa *D'E Capital* en base a su experiencia en el desarrollo de proyectos eléctricos.

Para el dimensionamiento no se considera financiamiento, factor que podría aumentar la rentabilidad del proyecto ya que este se podría pagar a partir de los ahorros obtenidos con el sistema. Una segunda evaluación con el tamaño del proyecto definido analiza las posibles opciones de financiamiento (ver Capítulo 6).

Por otro lado, para los costos de operación y mantenimiento anuales se considera un 2% de la inversión. La operación y mantenimiento es prácticamente despreciable para este tipo de proyectos y el escenario planteado sería uno pesimista.

#### 5.2.4. Tasa de descuento

Para determinar el valor del proyecto, que corresponde a la variable a maximizar por el modelo, se calcula el Valor Actual Neto del proyecto considerando una evaluación a 10 años y una tasa de descuento de un 11% en pesos chilenos.

La tasa de descuento fue calculada utilizando el método de *CAPM*:

$$r = r_f + B(E[r_m] - r_f)$$

Donde:

$r_f$ : tasa libre de riesgo, se considera un bono de 5 años del Banco central con un retorno de 4.13% a noviembre de 2016 [39].

$E(r_m)$ : tasa esperada de retorno para el sector eléctrico, esta equivale a un 11.3% según analistas de *Falcom Capital*.

$B$ : Corresponde al *Beta* para proyectos de energías renovables, con un valor de 0,99, calculado por el académico Aswath Damodaran en base a 25 empresas en EEUU en 2016.

El flujo de caja del cliente considera como ingresos los ahorros generados por el sistema. Los costos por otro lado, corresponden a la operación y mantención del sistema, además de los costos de inversión e instalación.

### 5.3. El modelo de dimensionamiento

A continuación, se describe el modelo que es utilizado en la plataforma de cálculo para la definición del dimensionamiento del sistema de baterías. Cabe destacar que el modelo puede ser utilizado bajo cualquiera de las estructuras tarifarias a través de pequeñas modificaciones en la forma de calcular los ahorros y definiendo cuales variables serán modeladas. En esta sección se describe el modelo que considera una estructura AT/BT 4.3 ya que es el más completo y considera todas las variables disponibles.

#### 5.3.1. Variables de decisión:

- **Capacidad**: Capacidad de la batería en *kWh*.
- $\delta_{hp}$ : Porcentaje de potencia máxima a cortar en horas de punta
- $\delta_{fp}$ : Porcentaje de potencia máxima a cortar en periodos fuera de punta.
- $T$ : Tiempo de descarga.

La *Capacidad* de la batería indica el nivel de energía que es capaz de almacenar. Se debe considerar un sobredimensionamiento para mitigar pérdidas durante la vida útil de esta y para poder respetar los límites estipulados de profundidad de descarga.

Por otro lado,  $\delta_{hp}$  y  $\delta_{fp}$  indican cuándo la batería debe descargarse. Representan el porcentaje que se desea cortar de los actuales máximos leídos en horas punta y fuera de punta. El sistema intentará alcanzar el máximo de potencia deseado descargando las baterías cuando la demanda supera dicho valor.

$$i = hp, fp$$

$$D_{m\acute{a}x}^i = \text{Demanda m\acute{a}xima leida en hora punta o fuera de punta.}$$

$$\text{Corte}_i = \text{Potencia m\acute{a}xima deseada en hora punta o fuera de punta.}$$

Entonces:

$$\text{Corte}_i = (1 - \delta_i) * D_{m\acute{a}x}^i$$

Es importante mencionar que  $T$  está directamente relacionado con la potencia de la batería, factor que depende del tamaño del inversor.

$$\text{Potencia [kW]} = \frac{\text{Energía}}{\text{tiempo}} = \frac{\text{Capacidad [kWh]}}{\text{Tiempo de descarga [h]}}$$

### 5.3.2. Parámetros y restricciones

- Demanda:

$$D_{t,d,m}: \text{Demanda en la hora } t \text{ del día } d \text{ de la semana } d \text{ del mes } m.$$

- Horas de punta:

$$HP_{t,d,m} = \begin{cases} 1, & \text{si la hora } t \text{ es hora de punta en el día } d \text{ del mes } m, \\ 0, & \text{si no} \end{cases}, \quad \forall t, d, m$$

- Periodos fuera de punta:

$$FP_{t,d,m} = \begin{cases} 1, & \text{si la hora } t \text{ es fuera de punta en el día } d \text{ del mes } m, \\ 0, & \text{si no} \end{cases}, \quad \forall t, d, m$$

- Demanda máxima leída en hora punta durante todo el periodo:

$$D_{m\acute{a}x}^{hp} = \max(D_{t,d,m} * HP_{t,d,m})$$

- Demanda máxima leída fuera de punta durante todo el periodo:

$$D_{m\acute{a}x}^{fp} = \max(D_{t,d,m} * FP_{t,d,m})$$

- Potencia cortada en hora punta:

$$\text{Corte}_{hp} = (1 - \delta_{hp}) * D_{m\acute{a}x}^{hp}$$

- Potencia cortada fuera de hora punta:

$$\text{Corte}_{fp} = (1 - \delta_{fp}) * D_{m\acute{a}x}^{fp}$$

- Potencia máxima de descarga:

$$PD = \frac{Capacidad}{T}$$

- Potencia máxima de carga:

$$PC = \frac{Capacidad}{T_c}$$

Para un  $T_c$  que cumpla:

$$0 < T_c \leq T$$

- Mínimo y máximo estado técnico de carga recomendado para aumentar la vida útil:

$$SoC_{min} = 30\%$$

$$SoC_{max} = 100\%$$

- Potencia disponible para carga en hora  $t$ , día  $d$ , mes  $m$ . Considerar que solo se puede cargar durante los periodos fuera de punta y que no se sobrepase la potencia de corte objetivo. Además, solo se puede cargar la potencia máxima definida.

$$Carga_{t,d,m} = \begin{cases} (Corte_{fp} - D_{t,d,m}) * FP_{t,d,m}, & si PC > Corte_{fp} - D_{t,d,m} > 0 \\ (Corte_{fp} - D_{t,d,m}) * FP_{t,d,m}, & si PC \leq Corte_{fp} - D_{t,d,m} \\ 0, & si Corte_{fp} - D_{t,d,m} < 0 \end{cases}$$

- Descarga necesaria para cumplir el corte en las horas de punta, durante hora  $t$ , día  $d$ , mes  $m$ . Se debe respetar la potencia máxima de descarga y no se descarga si es que la demanda no supera el corte objetivo.

$$Descarga_{t,d,m}^{hp} = \begin{cases} (D_{t,d,m} - Corte_{hp}) * HP_{t,d,m}, & si PD > D_{t,d,m} - Corte_{hp} > 0 \\ PD, & si PD \leq D_{t,d,m} - Corte_{hp} \\ 0, & si D_{t,d,m} - Corte_{hp} < 0 \end{cases}$$

- Descarga necesaria para cumplir el corte en las horas fuera de punta, durante hora  $t$ , día  $d$ , mes  $m$ . Se debe respetar la potencia máxima de descarga y no se descarga si es que la demanda no supera el corte objetivo.

$$Descarga_{t,d,m}^{fp} = \begin{cases} (D_{t,d,m} - Corte_{fp}) * FP_{t,d,m}, & si PD > D_{t,d,m} - Corte_{fp} > 0 \\ PD, & si PD \leq D_{t,d,m} - Corte_{fp} \\ 0, & si D_{t,d,m} - Corte_{fp} < 0 \end{cases}$$

- $\epsilon$ : Factor de eficiencia de la batería
- Estado de carga (**SoC**): Corresponde al porcentaje de carga de la batería durante cada periodo. Se define la siguiente variable auxiliar para facilitar la notación, esta variable corresponde al estado de carga en el caso de no tener restricciones de capacidad.

$$Estado_{t,d,m} = SoC_{t-1,d,m} + \epsilon * (Carga_{t,d,m} - Descarga_{t,d,m}^{hp} - Descarga_{t,d,m}^{fp})$$

Entonces, el estado de carga real restringido sería:

$$SoC_{t,d,m} = \begin{cases} Capacidad, & \text{si } Estado_{t,d,m} \geq Capacidad \\ Estado_{t,d,m}, & \text{si } Capacidad > Estado_{t,d,m} > 0 \\ 0, & \text{si } Estado_{t,d,m} \leq 0 \end{cases}$$

- Nueva demanda: Representa la demanda considerando la acción del sistema de almacenamiento.

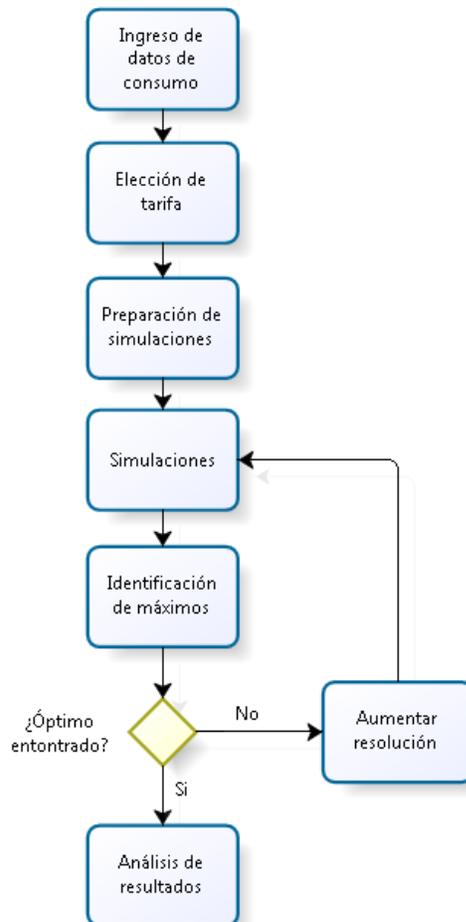
$$NuevaD_{t,d,m} = D_{t,d,m} + SoC_{t,d,m} - SoC_{t-1,d,m}$$

Una vez obtenida la nueva demanda, se pueden calcular todos los datos económicos del modelo, incluyendo el flujo de caja, *VAN*, *TIR* y *Payback*. El detalle del cálculo de estos parámetros se detalla en el Anexo C del presente informe.

#### 5.4. Descripción de las etapas del modelo

El funcionamiento de la plataforma de cálculo considera distintas etapas descritas en el siguiente esquema:

*Figura 9 Etapas de dimensionamiento*



- **Ingreso de datos de consumo:** La información mínima que requiere el modelo para su funcionamiento corresponde a los datos de consumo horario del cliente para una semana completa con el objetivo de identificar la forma de la curva de carga. Además, se requieren las cuentas de electricidad de al menos los últimos doce meses. De esta forma es posible obtener una curva modelo y escalarla según el nivel de consumo de cada mes. Entre más información se obtenga del consumo del cliente, más ajustada será la evaluación.
- **Elección de tarifa:** Se define la estructura tarifaria bajo la cual se evaluará el modelo. Se incluyen proyecciones de tarifas por todo el periodo de evaluación (10 años) estimadas a partir de expectativas del mercado.
- **Preparación de simulaciones:** Conocida la curva de carga y analizando las proyecciones es posible predecir rangos entre los cuales se debiese encontrar la solución óptima. Se definen mínimos y máximos para cada una de las variables y el “paso” entre cada simulación, lo que define la resolución del análisis.
- **Simular:** El modelo evalúa el valor del proyecto para todas las combinaciones entre las variables y sus respectivos valores. Cada vez que evalúa una combinación, guarda el *VAN* y el *Payback* del proyecto para un posterior análisis. Este ejercicio se realiza a través de la utilización macros en la plataforma Excel (Ver Anexo B).
- **Identificación de máximos:** Se analizan los resultados y se identifican los máximos, considerando la factibilidad técnica del sistema.
- **¿Óptimo encontrado?:** Si la resolución de la simulación es suficiente, entonces se considera que se encontró el óptimo y se pasa a la siguiente etapa. De lo contrario se debe aumentar la resolución de las simulaciones en torno al máximo preliminar encontrado.
- **Aumentar resolución:** Aumenta el nivel de detalle de las simulaciones en torno al máximo identificado, de manera de asegurar que no existe una mejor solución en torno a esta. Se reducen los rangos de mínimos y máximos y disminuye el “paso” entre cada simulación.
- **Análisis de resultados:** Una vez identificado el máximo absoluto se realiza un análisis de sensibilidad y se concluye respecto a la dimensión del proyecto, los beneficios que genera al cliente y los ingresos que recibe el proveedor del servicio. Además, se utilizan los resultados para modelar un sistema con variaciones en las tarifas y en el consumo, de manera que se considere un escenario realista en donde no se conoce el comportamiento de la demanda.

En el Anexo C se presenta una memoria de cálculo que especifica el funcionamiento de la plataforma de cálculo, describiendo en mayor detalle cada una de las etapas.

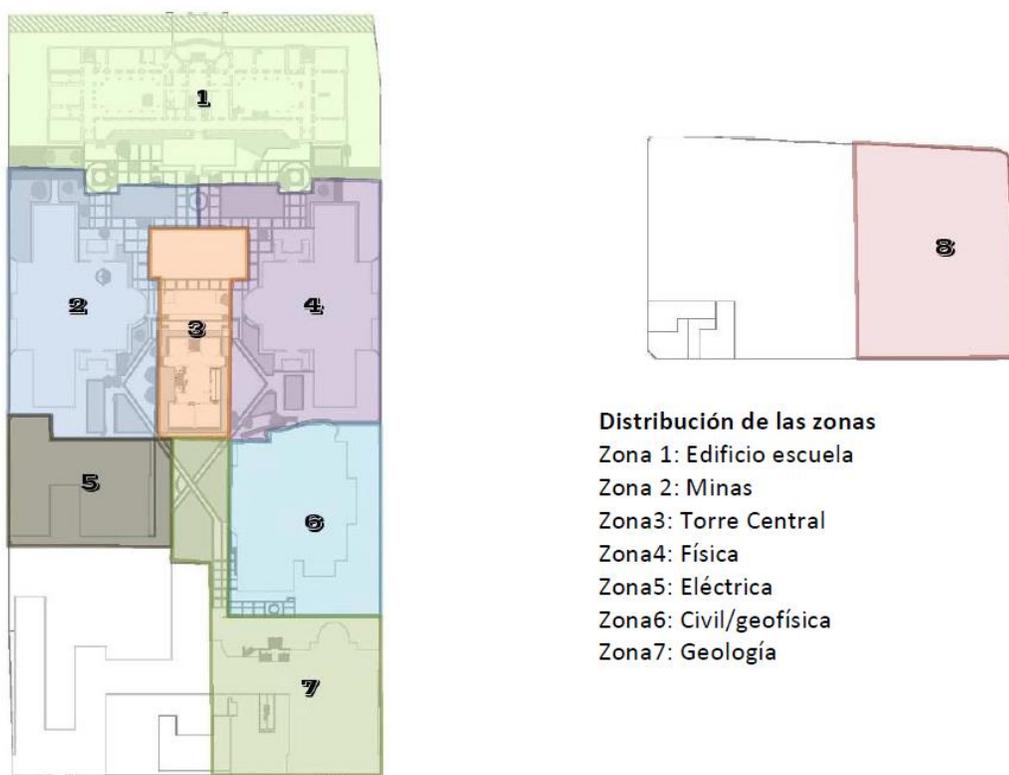
## Capítulo 6: Caso de estudio y evaluación económica

### 6.1. Introducción

El caso de estudio presentado en este documento corresponde a una Evaluación Económica de la instalación de un Sistema de Almacenamiento de energía para la Administración de Cargos por Potencia en un edificio perteneciente al Campus *Beauchef* de la Universidad de Chile. La instalación a analizar corresponde al edificio “Química” ubicado en *Tupper 2069*, Santiago, por lo que la Universidad de Chile sería “*el cliente*”.

De acuerdo al estudio “*Revisión Energética y Propuestas de Mejora de Eficiencia Energética Campus Beauchef Universidad de Chile*” realizado por la empresa +Energía, el campus *Beauchef* se puede dividir en 8 zonas, correspondientes a 8 edificios ubicados en el sector.

Figura 10 Zonificación Campus Beauchef



Fuente: *Revisión energética y propuestas de mejora de eficiencia energética Campus Beauchef, +Energía.*

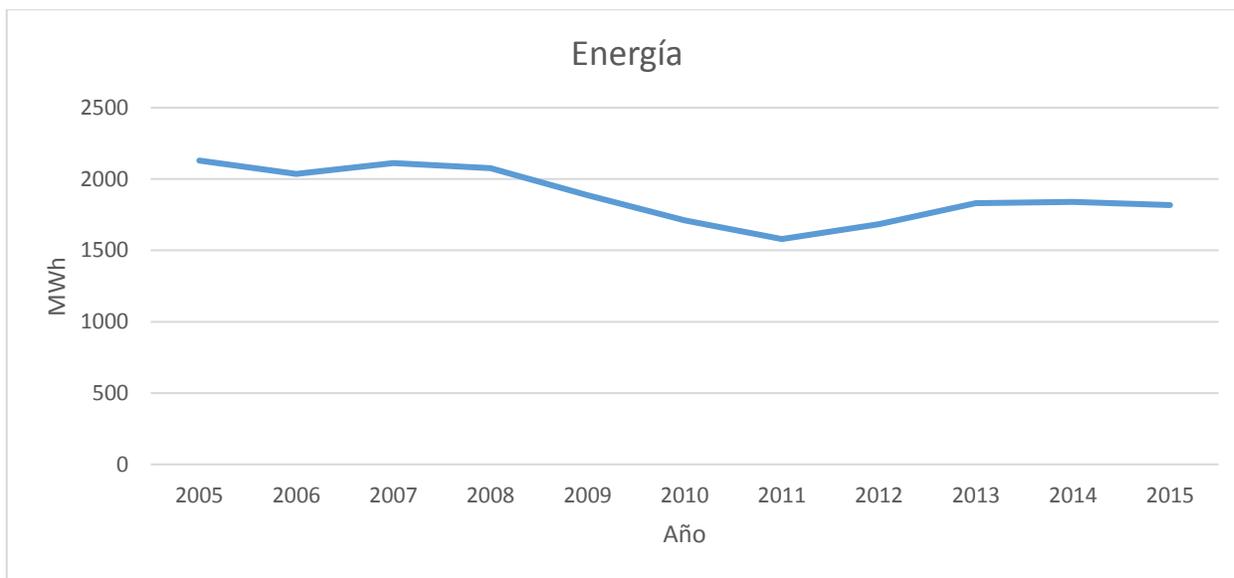
El edificio “Química”, ubicado en la *Zona 2*, está asociado al empalme *Beauchef 850*, número de cliente 177949-4 junto con el edificio “Escuela” perteneciente a la zona 1. La energía eléctrica es suministrada por la empresa concesionaria de distribución de electricidad *Enel Distribución Chile*, bajo una estructura tarifaria horaria tipo *AT4.3. 1S – 1C*<sup>9</sup> que considera cargos por demanda máxima suministrada y demanda máxima leída en horas de punta.

<sup>9</sup> 1S-1C: Área 1S, Caso 1: Alta tensión subterránea.

Desde el año 2005 este empalme presenta una demanda por energía promedio de 1882 *MWh* al año. Mientras que la potencia máxima anual leída en horas de punta y fuera de punta es de 511 *kW* y 650 *kW*.

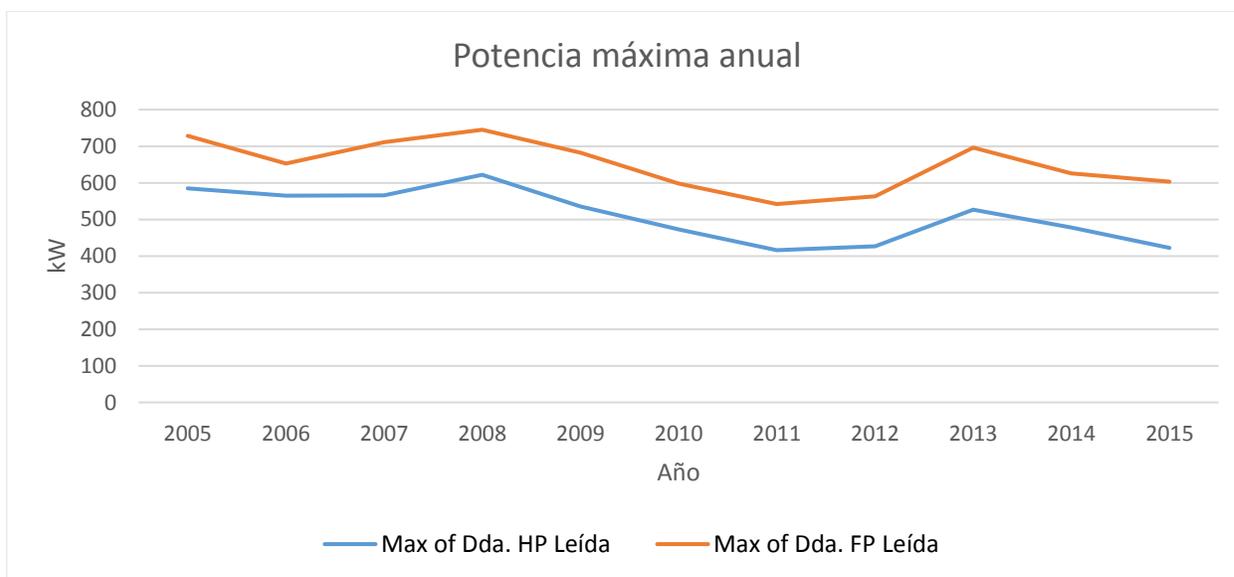
A continuación, se presentan los consumos anuales de energía y potencia de la *Zona 2*, estos valores fueron obtenidos a partir de los registros históricos facilitados por el Oficina de Sustentabilidad de la Universidad de Chile.

**Gráfico 11 Consumo de energía anual**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

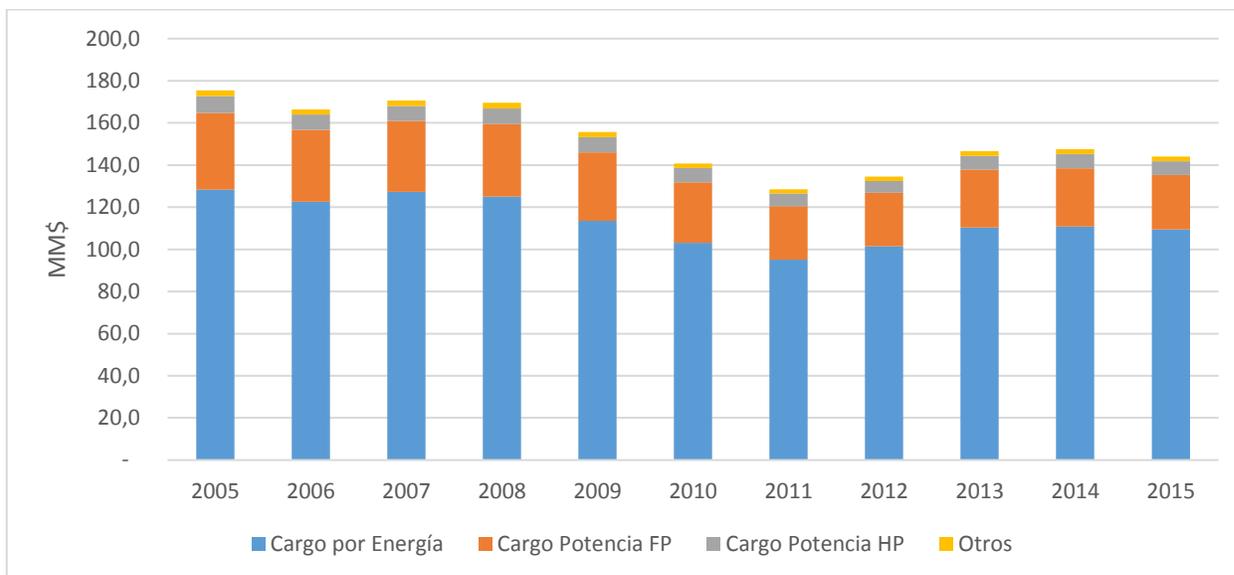
**Gráfico 12 Demanda máxima leída anual**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

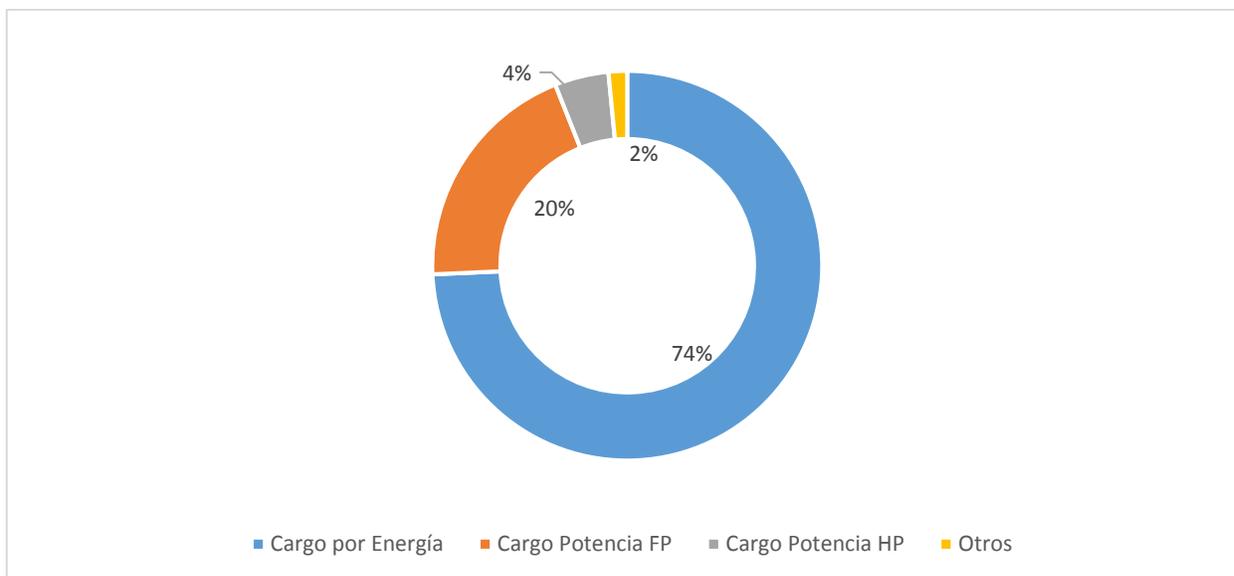
Los costos de suministro eléctrico son del orden de los 150 millones de pesos anuales<sup>10</sup>, donde un 74% de los cargos corresponden a cobros por consumo de energía, un 4% a cargos por demanda máxima leída y un 20% a cargos por demanda máxima leída en horas de punta.

**Gráfico 13 Facturación anual**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

**Gráfico 14 Distribución de cargos facturados**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

<sup>10</sup> El objetivo de este ejercicio es tener una idea del gasto anual independiente de los movimientos tarifarios, por lo que se considera una tarifa constante para todos los años correspondiente a la tarifa AT4.3. 1S-1C de Enel Distribución a diciembre de 2016.

Para determinar el dimensionamiento óptimo del sistema de baterías y realizar la evaluación económica del proyecto para el cliente, se realizan cuatro etapas las que serán denominadas “casos”. La idea es incluir, para cada caso, una serie de variables técnicas y económicas que permitan obtener resultados más robustos y considerando diferentes formas de financiamiento.

- **Caso 1 “Dimensionamiento”:** Como primera aproximación, se dimensiona el sistema considerando la demanda de un año y replicando los mismos valores durante todo el periodo de evaluación. Este ejercicio tiene como objetivo obtener referencias de rangos entre los cuales se encuentra el tamaño óptimo del sistema en cuanto a capacidad. El utilizar datos para 10 años con rangos muy amplios es muy costoso en cuanto a tiempo de procesamiento de datos.
- **Caso 2 “Dimensionamiento con variabilidad”:** A partir de los resultados del *Caso 1*, se realiza un nuevo dimensionamiento, esta vez considerando variabilidad en la demanda con datos únicos para cada hora de los 10 años sobre los cuales se evalúa el proyecto. Como ya se conoce el rango sobre el cual se debiese mover la capacidad óptima, este proceso no es tan costoso en términos de procesamiento de datos.
- **Caso 3 “Evaluación con variabilidad”:** Ya encontrado el tamaño óptimo del sistema, se procede a realizar la evaluación. El resultado del caso anterior entrega el rendimiento del proyecto bajo el supuesto de que se conoce anticipadamente todo el consumo del cliente durante los próximos 10 años. Para analizar si los resultados son robustos, se evalúa la rentabilidad del sistema sobre un nuevo set de datos de consumo, considerando un caso más realista donde la demanda no es conocida a la hora de calcular el tamaño óptimo del sistema y su operación.
- **Caso 4 “Evaluación con financiamiento”:** Por último, se analiza el caso en que el proyecto se financie con deuda, bajo las condiciones del *Caso 3*. Aquí se considera una cuota fija que el cliente debe pagar a su proveedor durante un plazo y tasa de interés definido. La idea es analizar cómo cambia la rentabilidad al suavizar la inversión del cliente.

A continuación, en base a los resultados del proyecto para el cliente, se realiza una evaluación económica para una empresa comercializadora encargada de la venta de los sistemas de baterías y entrega de servicios de administración de cargos por demanda, de acuerdo a lo definido en la sección “Modelo de negocios” (Ver 4.2.).

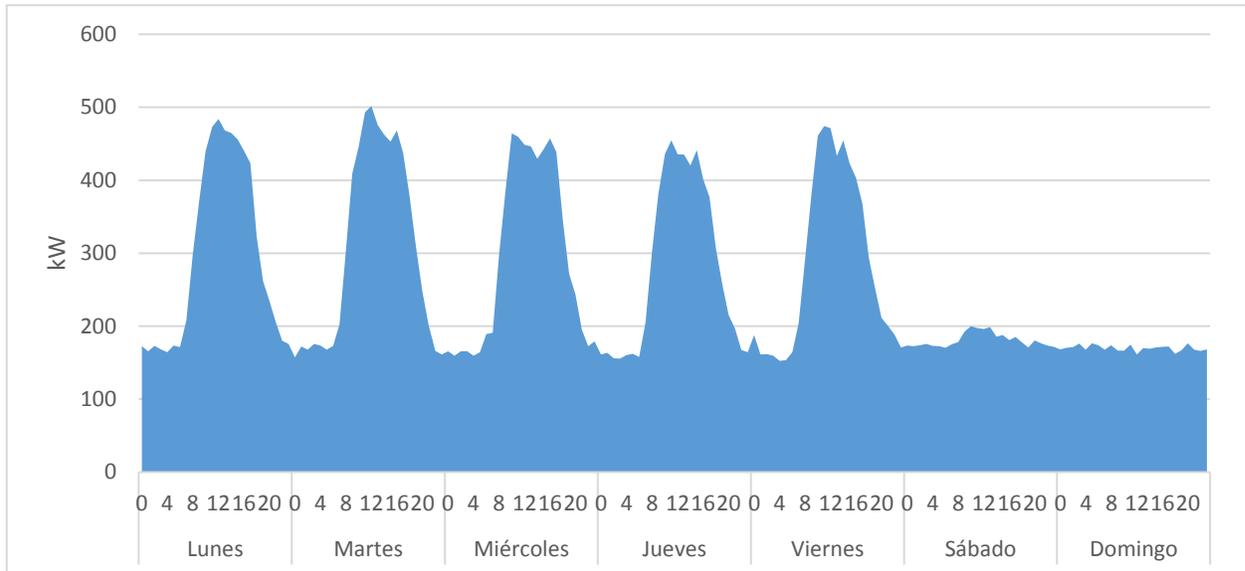
Por último, se realiza un análisis de sensibilidad evaluando el comportamiento de tanto el cliente como la empresa ante cambios en variables importantes como el precio de las baterías, el costo de financiamiento y su plazo, entre otros.

## 6.2. Caso 1: Dimensionamiento

Para realizar el dimensionamiento del sistema y optimizar la operación de las baterías se utilizó el modelo descrito en el Capítulo 5. Los datos de consumo fueron obtenidos a partir de la plataforma *databox* de la empresa *Circuitor*, esta plataforma entrega datos horarios de la demanda del edificio “*Química*” y “*Física*” de la Universidad de Chile. El sistema comenzó a operar a mediados de julio de 2016 por lo que solo se contaba con datos desde dicho mes hasta diciembre de 2016. Para completar la base de datos he incluir todas las horas del año, se interpola la demanda para los demás meses del año y se escala la curva de acuerdo a las demandas máximas leídas mensuales

registradas durante el último año. Así, es posible analizar la curva de carga del edificio, la que se muestra a continuación:

**Gráfico 15 Curva de consumo promedio para cada día de la semana edificio "Química"**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

Es posible observar que el consumo durante los fines de semana es muy parejo y similar al consumo durante la noche en los días de semana. Por otro lado, de lunes a viernes, la demanda comienza a aumentar de forma significativa durante la mañana, a partir de las 7 am, alcanzando su máximo entre las 10 y las 11 y manteniéndose relativamente parejo hasta las 18 hrs, donde comienza una disminución importante hasta llegar a un nivel base a eso de las 22 hrs.

Para el dimensionamiento y evaluación preliminar, en adelante "Caso 1", se utilizaron las consideraciones técnicas y económicas definidas en el Capítulo 5 de la presente memoria y la tarifa horaria AT4.3.1S – 1C.

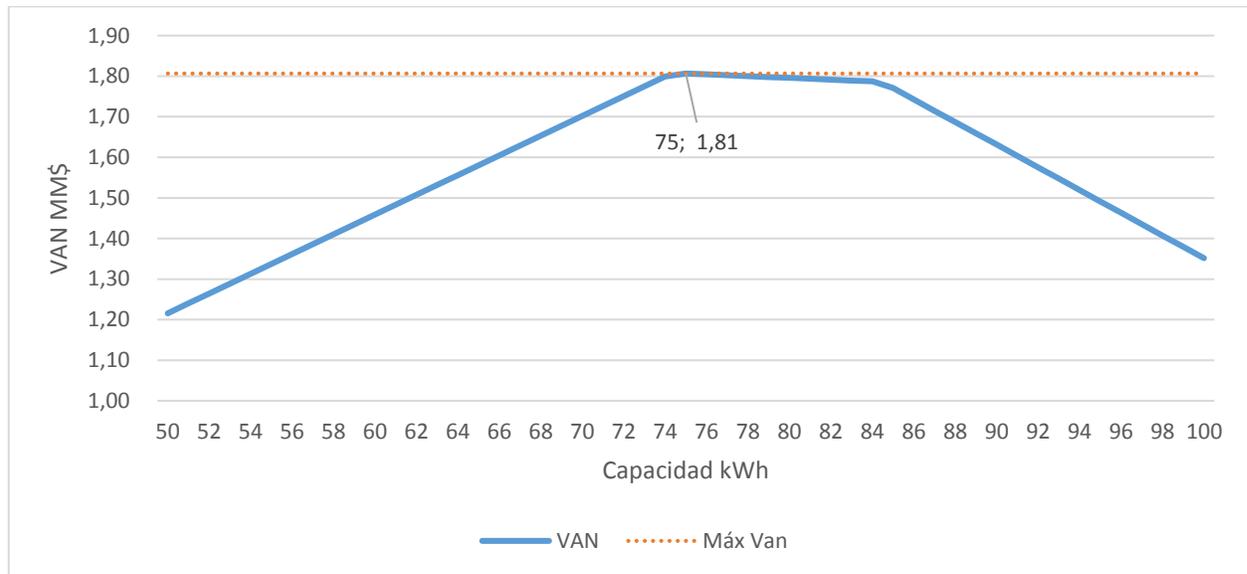
Los resultados obtenidos por el modelo, una vez realizadas las simulaciones, indican que el máximo VAN del proyecto se obtiene con un sistema de 75 kWh de capacidad que se descargue completamente en 1 hora, es decir, una potencia de 75 kW. El objetivo es inyectar energía siempre que se supere el 50% de la demanda máxima leída en horas de punta, lo que equivale a descargar cada vez que se sobrepasen los 237 kW.

Dada la forma de la curva, frecuentemente la demanda máxima de hora punta se genera al inicio del periodo, es decir a las 18 hrs, y no se mantiene por más de una hora, escenario ideal para que la batería actúe solamente durante ese periodo y logre un ahorro importante sin necesitar una gran inversión.

El siguiente gráfico representa la última iteración de las simulaciones, en principio se analizaron sistemas que van desde los 10 kWh de capacidad hasta las 500 kWh con aumentos de 10 kWh por simulación. Se identificó que el óptimo se encontraba entre los 50 kWh y los 150 kWh, por lo que se aumentó la resolución a saltos de 1 kWh y se encontró el máximo VAN en los 75 kWh.

El resto de las variables como el porcentaje de punta a cortar o el tiempo de descarga no varía entre las distintas capacidades, manteniendo siempre la orden de descargar cuando se superen los 237 kW y un tiempo de descarga de 1 hora.

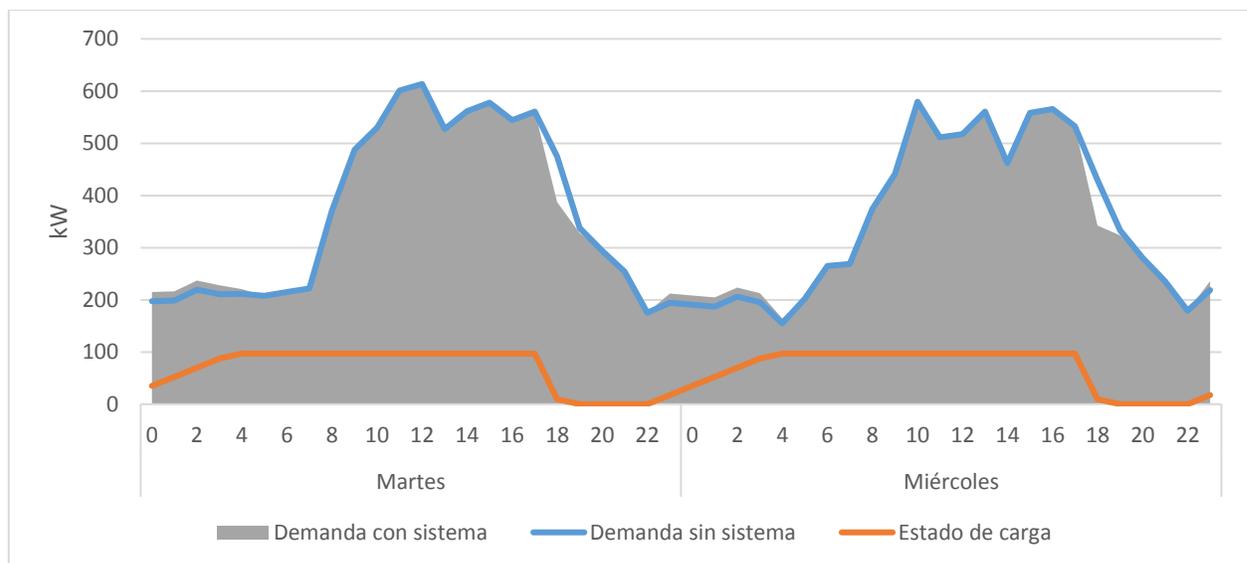
**Gráfico 16 Resultados dimensionamiento preliminar**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.*

El sistema de almacenamiento prácticamente solo descarga a las 18 hrs de los meses de invierno, disminuyendo así la demanda máxima leída en horas de punta. No se necesita una batería de gran capacidad o una gran complejidad en la operación, sino que con la simple descarga en el inicio del periodo de punta se logra un ahorro de cargos por potencia que hace rentable la inversión en el proyecto.

**Gráfico 17 Operación de las baterías sobre la curva de carga**



*Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.*

Respecto a los resultados económicos, la inversión de un sistema del tamaño óptimo obtenido es de  $MM\$ 21,95$  donde  $MM\$ 19,95$  corresponden a los costos por el sistema de baterías y  $MM\$ 2$  a costos de instalación y otros materiales. El costo de operación y mantenimiento es del orden de los  $\$400.000$  al año y los ahorros alcanzan los  $MM\$ 4,24$  por año, equivalente a una disminución de un 13% de los cargos por potencia y un 2,7% del total de la cuenta de electricidad.

Si bien el ahorro sobre la cuenta de la electricidad no es muy significativo, es interesante analizar la posibilidad de implementar el proyecto, ya que no se considera una gran inversión ni se modifica el comportamiento del cliente. Además, el proyecto tiene una tasa interna de retorno de 13,2% y un VAN de  $MM\$ 1,81$ , recuperando la inversión a los 5,8 años solo por optimizar la curva de consumo.

### 6.3. Caso 2: Dimensionamiento con variabilidad

El modelo de dimensionamiento entrega un resultado para un año y lo proyecta por todo el periodo de evaluación, este enfoque puede ser correcto para realizar la optimización utilizando menos datos y haciendo más liviano el procesamiento de datos del modelo, sin embargo, la evaluación económica debe tomar en cuenta variaciones en la demanda para demostrar que la solución es robusta a cambios en el consumo del cliente.

Como hipótesis, se plantea que la forma de la curva mantiene fundamentalmente su forma debido a que los factores que influyen en el consumo eléctrico del edificio, como los horarios de clase, se mantienen relativamente constantes. El nivel de la curva, es decir si aumenta o disminuye el consumo en su totalidad, no es muy relevante para el ejercicio que se quiere plantear, ya que este considera diferencias relativas entre la potencia máxima leída y la ahorrada por el sistema. Es por esto que se plantea agregarle una componente estocástica a cada hora del periodo de evaluación, en base a su desviación estándar, de manera que oscile entre un rango establecido.

Para agregarle variabilidad a la demanda futura se realizan simulaciones. En primer lugar, se estandarizan los valores medidos dejando la demanda máxima del año como 1 y el resto de los datos como fracciones de este valor. Para cada hora y día de la semana se calcula una media y una desviación estándar, para luego asignar a cada hora de los 10 años correspondientes al periodo de evaluación su respectiva media y desviación.

Se realizan 1000 simulaciones para cada valor considerando dos desviaciones estándar para generar una mayor fluctuación.

$$d_i = \mu_i dt + 2\sigma dz$$

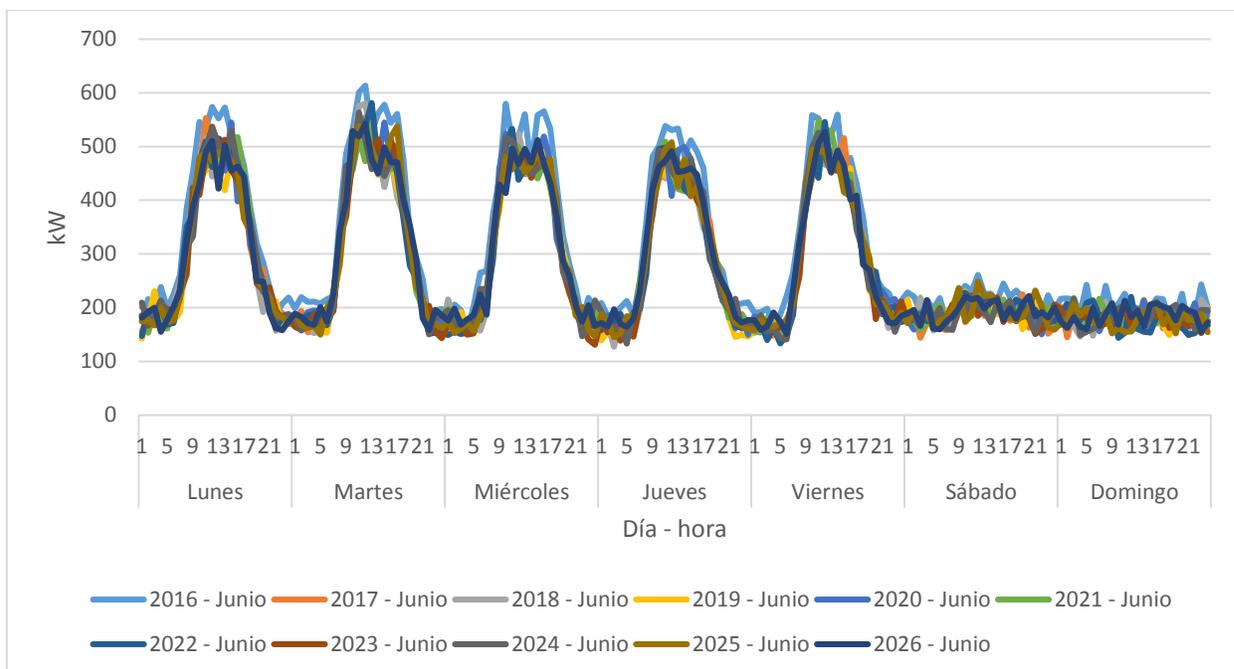
Donde:

$$dz = \varepsilon_i \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon_i \rightarrow N(0,1)$$

Luego, se calcula el valor promedio de cada simulación y se vuelve a escalar multiplicando el resultado por el valor medido inicialmente para cada hora del año. El siguiente gráfico representa los resultados para una semana de junio entre los años 2016 y 2026.

**Gráfico 18 Proyecciones de demanda promedio semana junio 2016-2026**

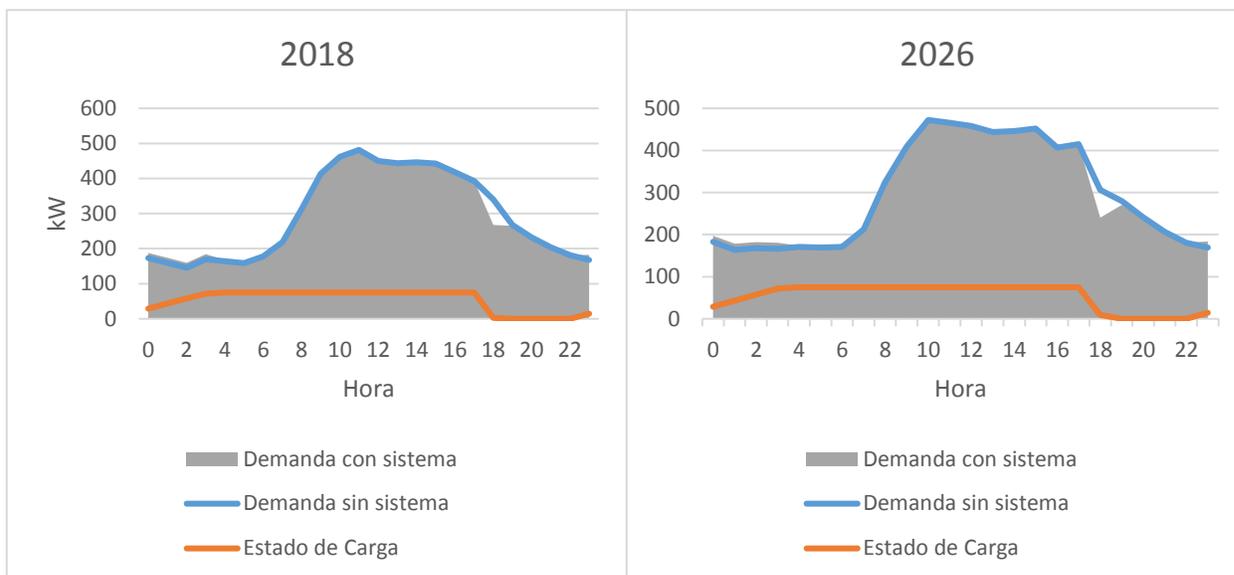


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

Una vez proyectada la demanda, se utiliza el sistema de 75 kWh antes obtenido para analizar si este resultado es robusto a la variabilidad de la demanda. Económicamente, la variabilidad tiene un efecto negativo sobre la rentabilidad del proyecto, el VAN disminuye significativamente a MM\$ 1,55, un 14% menos que el caso anterior.

Las razones que explican este efecto se pueden determinar a partir del Gráfico 19 donde es posible observar que hay importantes diferencias entre las curvas de dos años diferentes. Considerando un sistema de 75 kWh, en 2018 se logra una disminución de la demanda máxima leída en horas de punta de 72 kW, sin embargo, en 2026 este valor disminuye a 37 kW debido a que hay un aumento de la demanda a las 19 hrs y el sistema no tiene la energía necesaria para disminuir este aumento. La operación de las baterías no tiene la información de lo que sucederá en el próximo periodo, por lo que no es capaz de guardar energía para cubrir este tipo de eventos. Una solución a este problema sería definir una reserva para utilizarla en estos casos o pronosticar el comportamiento de la demanda considerando la información del día anterior. Estos ejercicios que quedan propuestos ya que se escapan de los alcances definidos en la presente memoria.

**Gráfico 19 Efecto variabilidad sobre el sistema**

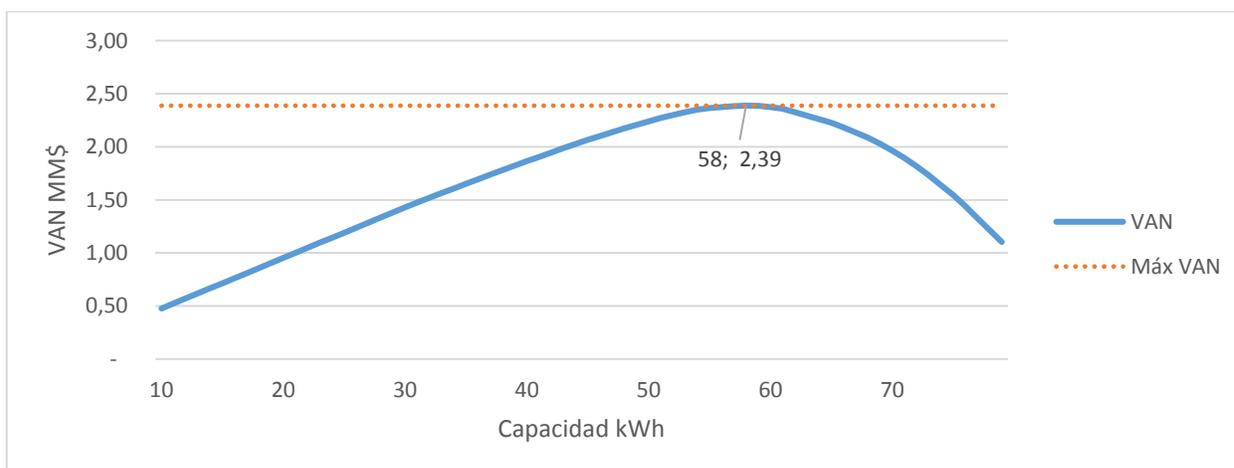


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

Sin embargo, se propone una solución a este problema a través de dos nuevos casos: en el primero, llamado “Caso 2”, se dimensiona nuevamente el sistema de baterías, pero variando solamente la capacidad entre los rangos en que el proyecto es rentable en el *Caso 1*. De esta forma se obtiene un nuevo tamaño óptimo para el sistema que considera la variabilidad de la demanda, pero no es tan costoso en tiempo de procesamiento de datos.

Para el *Caso 2*, se simularon los resultados variando la capacidad del sistema entre 10 kWh y 100 kWh, obteniendo un tamaño óptimo de 58 kWh, inferior a los 75 kWh antes calculado en el *Caso 1*. Con este nuevo resultado, el rendimiento del proyecto aumenta significativamente, con una tasa interna de retorno de 14,66%, un VAN de MM\$ 2,39 y recuperando la inversión a los 5,5 años.

**Gráfico 20 Resultados dimensionamiento con variabilidad**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos proporcionados por el Departamento de Sustentabilidad, FCFM, Universidad de Chile.

#### 6.4. Caso 3: Evaluación con variabilidad

Si bien el *Caso 2* representa un resultado más realista, ya que considera variabilidad, es necesario analizar si es que el nuevo óptimo encontrado es robusto a una demanda desconocida. En el caso anterior se dimensionó el sistema conociendo todos los datos para los próximos 10 años, es necesario comprobar si es que este resultado es rentable ante una demanda desconocida. Para esto se proyecta una vez más la curva de consumo del cliente obteniendo nuevos valores y analizando el rendimiento del sistema para este nuevo escenario. A este ejercicio se le llamará “*Caso 3*”.

Proyectando nuevamente la demanda y modelando el sistema con 58 *kWh* de capacidad, se obtuvo que el *VAN* del proyecto es de *MM*\$ 1,57, un 34% inferior al caso anterior. Este escenario es más realista debido a que se utiliza un sistema con un tamaño ya definido sobre una demanda desconocida y variable.

El resultado es rentable para el cliente, con una tasa interna de retorno de 13,41%, sin embargo, el retorno de la inversión es de 5,8 años, un valor relativamente alto para considerar la ejecución del proyecto.

#### 6.5. Caso 4: Evaluación con financiamiento

El financiamiento puede aumentar considerablemente la rentabilidad del proyecto, ya que este paga la inversión con los ahorros producidos. Para modelar este caso se considera una tasa de interés de un 10% anual y un plazo de 60 meses.

Considerando que la inversión se financia en un 80% con deuda, solo se debe pagar con capital un total de *MM*\$ 4,63, que incluye el 20% de la inversión y los costos de instalación. De esta forma, el monto a financiar es de \$12,34 y la cuota mensual de \$259.630, equivalente al 94% del ahorro mensual promedio durante los primeros 5 años.

Bajo este escenario la rentabilidad del proyecto aumenta significativamente, el nuevo *VAN* es de *MM*\$ 1,83, un 17% mayor que en el caso anterior. La tasa interna de retorno alcanza valores de 15,87%, pero la inversión recién se recupera a los 6,8 años lo que podría no compensar el aumento de la rentabilidad del proyecto.

En resumen, los resultados para cada uno de los casos analizados fueron los siguientes:

**Tabla 5 Resumen de resultados por caso**

	Capacidad [ <i>kWh</i> ]	<i>VAN</i> [ <i>MM</i> \$]	<i>TIR</i> [%]	<i>Payback</i> [Años]
Caso 1: Dimensionamiento simple	75	1,81	13,2%	5,8
Caso 2: Dimensionamiento con variabilidad	58	2,39	14,7%	5,5
Caso 3: Evaluación con variabilidad	58	1,57	13,41%	5,8
Caso 4: Evaluación con financiamiento	58	1,83	15,87%	6,8

#### 6.6. Evaluación económica de la empresa comercializadora

Una vez cuantificado el valor del proyecto para el cliente, es necesario analizar si es económicamente rentable que una empresa comercializadora de baterías que desarrolla proyectos

de administración de cargos por potencia se posiciona entre el proveedor de los equipos y el cliente. Para ello se realiza una evaluación económica alineada con el modelo de negocios presentado en secciones anteriores (Ver 4.2.).

### 6.6.1. Ingresos y costos

#### 6.6.1.1. Venta de sistemas de baterías

Para mantener consistencia con la parte anterior, y definiendo el proyecto evaluado en el caso de estudio como “proyecto tipo”, se considera que el precio de venta del sistema de baterías que paga el cliente es de 400 USD por kWh de capacidad. Entonces, por cada kWh de capacidad que instale la empresa, recibe como ingreso un total de 400 USD/kWh. Este valor no considera los costos de instalación, sobre los cuales se hará referencia más adelante.

La empresa, por su parte, percibe un costo menor que el cliente, recibiendo una ganancia por la venta del equipo. Esto se justifica debido a que empresas proveedoras como *Tesla* incluyen en sus precios de venta costos de instalación. La empresa comercializadora no necesitaría de esos servicios, por lo que adquiere solamente los equipos por un valor de 350 USD/kWh y entonces recibe un margen de 16,7% por sus gestiones. Este valor corresponde al costo promedio de la industria de acuerdo con estimaciones de *Bloomberg New Energy Finance* en 2015.

Dado que se espera una fuerte reducción en los costos, donde expertos como Elon Musk estiman valores de 100 USD/kWh en cinco años, se utiliza como supuesto la reducción de precios de un 10% anual, alcanzando los 230 USD/kWh en cinco años, muy por debajo de las predicciones. Se considera este un escenario pesimista debido a que existe evidencia de que las proyecciones pueden cumplirse. Los costos de las baterías han bajado un 50% en los últimos cinco años y su penetración en el mercado es cada vez mayor.

Los equipos son importados por lo que se deben considerar los costos de aduanas y fletes. Las fábricas de *Tesla* se ubican en California, los costos de importación de un contenedor de 20 pies desde dicha fábrica son los siguientes:

**Tabla 6 Costos de importación**

<i>Servicio</i>	<i>Valor</i>
Ex Works a FOB	USD 780
Flete marítimo	USD 1715
Flete puerto a bodega	USD 429
Honorario agencia	0.5% s/CIF

**Fuente: Cotización Agencia de Aduanas Pefer Ltda.**

Las dimensiones del contenedor y de las baterías *Powerwall*<sup>11</sup> de tesla son las siguientes:

<sup>11</sup> Se considera un aumento de 20 cm por cada medida de las dimensiones de las baterías para simular el empaquetamiento del sistema.

**Tabla 7 Dimensiones container 20 pies y baterías Powerwall**

<i>Medidas</i>	<i>Container</i>	<i>Powerwall</i>
Largo (m2)	5,898	0,96
Ancho (m2)	2,352	1,35
Alto (m2)	2,393	0,36
Volumen (m3)	33,196	0,467

**Fuente:** Wikipedia y Tesla

Considerando que en cada container caben 48 unidades de sistemas *Powerwall* de 14 *kWh* cada una, y que el valor total del transporte es de *USD* 3.008, entonces el costo de importación es de 4,5 *USD/kWh*. Este valor no está incluido en el costo de los equipos y se añade por separado. El margen de la empresa disminuye de 16,7% a 11,4% por cada *kWh* vendido.

#### 6.6.1.2. *Suscripción*

Uno de los puntos clave para el éxito del proyecto está en establecer con los clientes contratos en base a éxito. Esto quiere decir que la empresa recibe sus honorarios a partir de los ahorros que le genera al cliente, donde este último solo debe realizar una inversión que cubra los costos de instalación del proyecto.

De esta forma se alinean los objetivos de la empresa con los del cliente, entregando confianza y reduciendo el riesgo del proyecto para el cliente. Esto también facilita la venta de sistemas de baterías ya que, al suavizar la inversión, el cliente está más propenso a utilizar almacenamiento para optimizar los cargos por potencia, sin tener que soportar riesgo técnico o financiero.

Los contratos de financiamiento serán de cuota fija, similar a una suscripción. Para la evaluación económica se considera que la empresa financia el 100% del valor de los equipos, por un plazo de 120 meses equivalente a la vida útil de los sistemas, y con una tasa de interés de un 12% anual.

Bajo estas condiciones, el caso de estudio considerado como “proyecto tipo” tiene un *VAN* de *MM*\$0,99 y una *TIR* de 26,25%. El costo de instalación del sistema es de *MM*\$1,5 y la cuota fija mensual es de *MM*\$0,24. El cliente recupera su inversión en 3,9 años.

#### 6.6.1.3. *Instalación de equipos*

La instalación de los equipos no es una operación compleja ya que se trata de sistemas *plug and play*, por lo que no se requiere de una mano de obra muy especializada. De acuerdo con lo establecido en el Capítulo 5, se considera que los costos de instalación equivalen a un 10% del valor de las baterías, por lo que el valor total de la inversión por parte del cliente es de 440 *USD/kWh*.

La empresa obtendría un margen de un 30% sobre el valor de la instalación, utilizando el 70% restante en la contratación de mano de obra para la implementación del sistema, externalizando el servicio.

#### 6.6.1.4. *Operación y mantenimiento*

La operación del sistema de baterías es prácticamente automática. Los equipos se controlan a partir de un software que soporta diversas plataformas y puede ser accedido desde cualquier lugar. La

empresa se encargaría principalmente de asesorar al cliente, responder consultas y proponer iniciativas de eficiencia energética.

La mantención en teoría no es muy necesaria debido a que los sistemas se encuentran empaquetados herméticamente y poseen sistemas de refrigeración y seguridad de alta tecnología, por lo que no son propensos a fallas. Sin embargo, se considera que el 80% de los cargos por operación y mantenimiento se utilizan en externalizar esta función.

El valor de la operación y mantenimiento definido para cada proyecto es de un 2% de la inversión al año.

### 6.6.2. Gastos administrativos

La empresa está compuesta por un gerente encargado de la coordinación, desarrollo y estrategia comercial de los sistemas de baterías. También se considera un vendedor y un contador. Se comparten los servicios básicos y de administración con la administradora *D'E Capital*.

**Tabla 8 Detalle de gastos administrativos**

<i>Gastos administrativos</i>	<i>Valor mensual [\$]</i>
Sueldo Gerente	\$ 2.000.000
Sueldo Vendedores	\$ 900.000
Sueldo Contador	\$ 900.000
Servicios Básicos	\$ 75.000
<i>Total</i>	<i>\$3.875.000</i>

**Fuente:** *Cotización de valores de mercado*

### 6.6.3. Capital de trabajo

El Capital de trabajo considerado representa el mínimo flujo de caja operacional acumulado. La intuición detrás de esta decisión es que la empresa sea capaz de cubrir desfases de flujos en sus operaciones los cuales pueden producirse por periodos en que no se consigan proyectos, se produzcan atrasos en los pagos de los clientes o se reciban ingresos descontando los ahorros futuros.

Dado que los flujos de ingreso se descuentan de los ahorros futuros de los clientes, se requiere de un capital de trabajo importante para poder tener liquidez para comprar los equipos y pagar los costos. El capital de trabajo considerado a partir de los flujos operacionales acumulados es de *MM\$495*, el cual será financiado 45% por un crédito bancario al 9% a 10 años y un 55% en base a inversiones privadas.

### 6.6.4. Valor residual del proyecto

Cómo los contratos con cada cliente son a 10 años, la vida útil de las baterías, y el periodo de evaluación es de 5 años, se considera que el valor residual del proyecto corresponde a la suma de los flujos de caja descontados hasta el último año de operación del proyecto. De esta forma, se incorporan los ingresos y costos de la operación y mantenimiento y, para el caso de los proyectos financiados, las cuotas que no han sido pagadas por los clientes.

El valor residual para el proyecto sin financiamiento es de 896 millones de pesos, considera hasta el último pago del último cliente que recibió el servicio. Se considera que la cantidad de clientes no aumenta más allá del periodo de evaluación.

#### 6.6.5. Tasa de descuento

Para calcular la tasa de descuento del proyecto y así modelar el costo de oportunidad de la inversión, se utiliza el método del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) y el método de *Capital Asset Pricing Model*.

$$WACC = K_e * \frac{CAA}{CAA + D} + K_d * (1 - T) * \frac{D}{CAA + D}$$

Donde:

$K_e$ : Costo de oportunidad de los inversionistas, calculado mediante CAPM, equivalente a 12,3%.

$$K_e = r_f + B(E[r_m] - r_f)$$

Donde:

$r_f$ : tasa libre de riesgo, se considera un bono de 5 años del Banco central con un retorno de 4.13% a noviembre de 2016 [39].

$E(r_m)$ : tasa esperada de retorno para el sector eléctrico, esta equivale a un 11.3% según analistas de *Falcom Capital*.

$B$ : Corresponde al *Beta* para compañías de equipos eléctricos, con un valor de 1,14, calculado por el académico Aswath Damodaran en base a 119 empresas en EEUU en 2016.

$CAA$ : Capital aportado por los accionistas, es calculado como el 55% del capital de trabajo, por un total de 272 MM\$.

$D$ : Deuda contraída, equivalente a un 45% del capital de trabajo, 223 MM\$.

$K_d$ : Costo de la deuda, 9%.

$T$ : Tasa de impuestos 25% obtenida del SII.

Así, el WACC del proyecto es de 9,8%, tasa que es utilizada para descontar los flujos del proyecto.

#### 6.6.6. Resultados

Siguiendo la lógica de los cálculos realizados en el presente informe, se considera un “proyecto tipo” basado en el análisis del caso de estudio del edificio “Química” de la Universidad de Chile (el cliente), donde se modeló la operación de un sistema de almacenamiento de baterías de 58 kWh para la administración de cargos por potencia.

El objetivo de la empresa comercializadora de sistemas de baterías es el levantamiento y desarrollo de proyectos para la optimización de cargos por potencia. Ubicándose como intermediario entre el proveedor de los equipos y el cliente final.

La empresa genera sus ingresos principalmente a partir del financiamiento de los proyectos, ofreciendo al cliente el pago de un cargo por la instalación del proyecto y la posibilidad de suavizar la inversión en los equipos pagando una cuota fija durante toda la vida útil de los sistemas en base a los ahorros que estos le generan. Transmitiendo así el riesgo del proyecto del cliente a la empresa, la cual, por asumir ese riesgo y por costos de oportunidad del dinero, cobra un interés de un 12% anual.

Para este escenario el valor del proyecto para el cliente es de 0,99 MM\$ con una TIR de 26,25% y recuperando la inversión a los 3,9 años.

Así, para un horizonte de 5 años, se calcula la cantidad de clientes que son necesarios para alcanzar un umbral de rentabilidad, asumiendo diferencias de entrada en operación de cada proyecto, 1 proyecto mensual durante los primeros 3 años y dos por mes durante el 4 y 5 año.

Bajo estas condiciones, los resultados de la evaluación económica de la empresa comercializadora son los siguientes, considerando una tasa de descuento de 9,8%:

**Tabla 9 Resultados evaluación económica**

<i>Parámetro</i>	<i>Valor</i>
VAN (MM\$)	57,5
TIR	11,8%
Payback	5 años

El valor del proyecto es del orden de los 57 millones de pesos, sin embargo, el capital de trabajo necesario para la realización del proyecto es excesivamente alto, del orden de los 495 millones, por lo que el proyecto es demasiado caro para el retorno que obtiene, considerando la TIR de 11,8%.

Podría disminuirse el capital de trabajo analizando casos en que no se financia el 100% del proyecto para los clientes, sino que un porcentaje menor o considerando escenarios en que los precios de las baterías sean más bajos. Para analizar estos casos se realiza a continuación un análisis de sensibilidad.

#### 6.6.7. Análisis de sensibilidad

En primer lugar, se analiza la sensibilidad del valor del proyecto para el cliente moviendo las variables asociadas al contrato de suscripción que ofrece la empresa para financiar el proyecto y suavizar la inversión. Para esto, se calculan los resultados de la evaluación al modificar la tasa de interés que cobra la empresa por asumir el riesgo del proyecto, el porcentaje de la inversión a ser financiado y el plazo sobre el cual se estipula el contrato:

**Tabla 10 Variables a sensibilizar**

<i>Variable</i>	<i>Valores</i>
Tasa de interés	9%; 11%; 12%; 15%
Nivel de deuda [% de la inversión]	50%; 80%; 100%
Plazo [Cuotas fijas mensuales]	48; 60; 120

Como base se utilizan los parámetros económicos que se calcularon en la parte anterior, donde el proyecto del cliente tiene un VAN de 0,99 MM\$, una TIR de 26,25% y un *Payback* de 3,9 años. Se considera que la empresa financia el 100% de la inversión en equipos, considerando solo los

costos de instalación. La tasa de interés es de 12% y el plazo del prestamos es de 10 años, es decir, 120 cuotas fijas mensuales.

Los resultados del ejercicio se presentan a continuación:

**Tabla 11 Resultados análisis de sensibilidad sobre el cliente**

		Nivel de endeudamiento [% de la inversión]									
		50%	80%	100%	50%	80%	100%	50%	80%	100%	
Tasa de interés		48 cuotas			60 cuotas			120 cuotas			
Cliente	VAN	9%	\$ 2.0	\$ 2.2	\$ 2.4	\$ 2.0	\$ 2.2	\$ 2.4	\$ 2.18	\$ 2.6	\$ 2.8
		11%	\$ 1.7	\$ 1.8	\$ 1.8	\$ 1.7	\$ 1.7	\$ 1.8	\$ 1.6	\$ 1.6	\$ 1.7
		13%	\$ 1.3	\$ 1.2	\$ 1.0	\$ 1.3	\$ 1.1	\$ 0.9	\$ 1.0	\$ 0.6	\$ 0.4
		15%	\$ 1.0	\$ 0.7	\$ 0.5	\$ 0.9	\$ 0.5	\$ 0.3	\$ 0.4	-\$ 0.3	-\$ 0.8
	TIR	9%	14.9%	16.2%	17.6%	15.1%	17.3%	19.2%	17.0%	24.4%	54.2%
		11%	14.3%	15.2%	16.0%	14.4%	15.5%	16.7%	15.4%	19.7%	35.6%
		13%	13.5%	13.6%	13.7%	13.6%	13.7%	13.8%	13.7%	14.5%	17.2%
		15%	13.0%	12.6%	12.4%	12.9%	11.7%	11.8%	12.1%	9.2%	-2.5%
	Payback	9%	6.17	6.5	6.67	6.33	6.67	6.92	5.17	4.08	2.58
		11%	6.33	6.67	6.83	6.5	6.92	7.17	5.58	4.58	3.25
		13%	6.5	6.92	7.17	6.67	7.17	7.5	5.83	5.83	6
		15%	6.58	7.08	7.33	6.83	7.42	7.75	6.17	7	10
	CAPEX		9.26	4.63	1.54	9.26	4.63	1.54	9.26	4.63	1.54

En primer lugar, es posible concluir que el plazo del contrato y el nivel de deuda a financiar depende fuertemente de la tasa de interés. Para tasas bajo el 12%, entre mayor sea el plazo del contrato, mayor es el rendimiento del proyecto y menor el tiempo de recuperación de la inversión. En cambio, para tasas superiores al 12% pasa lo contrario, al cliente le conviene establecer contratos con plazos más cortos y financiar un menor porcentaje de la inversión.

El escenario más beneficioso para el cliente es el financiamiento completo del proyecto con el mayor plazo disponible y la menor tasa de interés. Así casi se triplica el VAN respecto al caso base y se duplica la tasa interna de retorno.

Es importante destacar que, naturalmente, existe una diferencia significativa en la cantidad de dinero que debe invertir el cliente al variar el porcentaje del proyecto a financiar. Si se financia el 50% de la inversión, el cliente debe aportar un capital de 9.5 MM\$, mientras que al financiar la totalidad de la inversión solo debe pagar los costos de instalación de 1,54 MM\$. Esto es importante a la hora de tomar una decisión respecto al contrato de financiamiento ideal, debido a que el hecho de que la inversión sea baja es un factor clave en la estrategia comercial de la empresa.

Para complementar el análisis es necesario considerar cómo impactan estas variables en la empresa comercializadora, de manera de que se identifiquen los valores que maximicen el valor del proyecto para ambas partes.

Los resultados para la empresa se presentan a continuación. Como base se utiliza el resultado de la evaluación económica de la parte anterior.

**Tabla 12 Resultados análisis de sensibilidad sobre la empresa comercializadora**

		Nivel de endeudamiento [% de la inversión]									
		50%	80%	100%	50%	80%	100%	50%	80%	100%	
		48 cuotas			60 cuotas			120 cuotas			
Empresa Comercializadora	Tasa de interés										
	VAN	9%	\$ 76	\$ 77	\$ 72	\$ 67	\$ 53	\$ 41	\$ 37	-\$ 10	-\$ 48
		11%	\$ 90	\$ 99	\$ 103	\$ 84	\$ 83	\$ 78	\$ 69	\$ 45	\$ 22
		13%	\$ 105	\$ 122	\$ 133	\$ 102	\$ 113	\$ 116	\$ 102	\$ 101	\$ 93
		15%	\$ 119	\$ 145	\$ 163	\$ 119	\$ 143	\$ 153	\$ 136	\$ 155	\$ 165
	TIR	9%	17.4%	15.0%	13.7%	15.9%	12.2%	11.7%	12.5%	9.4%	8.1%
		11%	18.9%	16.6%	15.5%	17.4%	14.7%	13.5%	14.8%	11.9%	10.6%
		13%	20.4%	18.3%	17.4%	19.0%	16.6%	15.4%	17.2%	14.4%	13.1%
		15%	21.9%	19.9%	19.2%	20.6%	18.5%	17.3%	19.6%	16.8%	15.8%
	Capital de trabajo	9%	144	214	278	163	271	351	222	404	542
		11%	140	208	263	158	258	335	213	379	511
		13%	136	201	248	154	245	319	204	358	479
15%		133	195	238	150	233	303	195	343	447	

Como era de esperarse, los resultados para la empresa son inversos a los del cliente, ya que el beneficio de uno es a costa del otro, tratándose de un juego de suma cero. El mejor resultado para la empresa es el peor para el cliente y viceversa, por lo que se debe alcanzar un nivel intermedio para optimizar el proyecto para ambas partes.

El capital de trabajo representa una de las grandes limitantes del proyecto, el escenario base requiere un capital del orden de los 495 MM\$, un valor muy significativo, especialmente si se considera que el VAN del proyecto 57,7 MM\$ y tiene una TIR de 11,8%.

La cantidad de cuotas de los contratos influyen de forma importante sobre el capital de trabajo. Comparando el capital necesario para contratos de 48 cuotas respecto a los de 120, es posible observar que para los contratos más largos la cantidad de capital de trabajo requerido es de casi el doble si es que se financia el 100% de la inversión para todas las tasas de interés analizadas, y de 1,5 veces si solo se financia el 50% de la inversión del cliente.

Dada la importancia de disminuir el capital de trabajo requerido, se estipula que los contratos con los clientes tendrán un plazo de 48 cuotas o 4 años, de ahí en más el proyecto pertenece al cliente al igual que todos los ahorros generados por este.

Por otro lado, para minimizar la cantidad de dinero que debe poner el cliente por adelantado, se financiará el 100% de la inversión, dejando solo para el cliente el pago de los costos de instalación de 1,54 MM\$ para el *proyecto tipo*.

Por último, la tasa de interés a utilizar es de un 11%, estableciendo un punto medio en que se beneficie tanto el cliente como la empresa. Bajo estas condiciones el valor del proyecto para ambas partes es el siguiente:

**Tabla 13 Resultados escenario óptimo de financiamiento al cliente**

<i>Indicador económico</i>	<i>Cliente</i>	<i>Empresa</i>
VAN [MM\$]	1,8	103
TIR	16%	15,5%
Payback [años]	6,83	5
Inversión / Capital de Trabajo [MM\$]	1,54	263

A partir de estos resultados, y considerando estos parámetros como casos óptimos para cada una de las partes, se procede a realizar un segundo análisis de sensibilidad que permita concluir acerca de la importancia del costo de las baterías y su proyección, tanto para el cliente como para la empresa.

En primer lugar, se busca analizar el supuesto de que los precios de las baterías disminuirán un 10% anual alcanzando los 285 USD/kWh. Tal como se explicó en partes anteriores, los costos de los equipos para la empresa son de 350 USD/kWh, precios de mercado de las baterías Powerwall de Tesla y que no incluyen costos de instalación. Elon Musk, dueño y fundador de la empresa, declara que las baterías alcanzarán los 100 USD/kWh en cinco años. En base a esto y el hecho de que el precio por la tecnología se ha reducido a la mitad en los últimos 4 años, se definió un escenario conservador para la evaluación económica.

En el caso de que la reducción de costos sea mayor o menor, es importante tener en cuenta cuánto afecta al valor del proyecto la modificación de dicha variable. Para esto se consideran 4 escenarios, una reducción de 5%; 10%; 15% y 20% anual durante 5 años, tal como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 14 Proyecciones de reducción de costos para análisis de sensibilidad**

<i>Reducción costo</i>	<i>Costo baterías [USD/kWh]</i>				
	<b>Año 1</b>	<b>Año 2</b>	<b>Año 3</b>	<b>Año 4</b>	<b>Año 5</b>
<b>5%</b>	350	333	316	300	285
<b>10%</b>	350	315	284	255	230
<b>15%</b>	350	298	253	215	183
<b>20%</b>	350	280	224	179	143

Como parte del análisis, se considera también la variable asociada al costo de la deuda con la cual la empresa financia el 45% del capital de trabajo. El caso base considera una tasa de interés de 9%. Se analizan tasas que van desde dicho valor hasta un 15% de interés anual.

Los resultados de este ejercicio se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 15 Resultados análisis de sensibilidad frente a reducción de costos

Costo financiamiento		Reducción costo baterías [% anual]				
		0%	5%	10%	15%	20%
VAN [MM\$]	9%	-\$ 48	\$ 31	\$ 103	\$ 159	\$ 204
	11%	-\$ 59	\$ 23	\$ 95	\$ 153	\$ 198
	13%	-\$ 69	\$ 14	\$ 88	\$ 146	\$ 192
	15%	-\$ 80	\$ 5	\$ 81	\$ 139	\$ 186
TIR	9%	7.5%	11.4%	15.5%	19.1%	21.9%
	11%	7.0%	11.0%	15.1%	18.7%	21.6%
	13%	6.5%	10.5%	14.7%	18.3%	21.2%
	15%	6.0%	10.0%	14.3%	17.9%	20.8%
Capital de Trabajo [MM\$]		374.2	315.8	262.5	235.4	225.5

Los resultados indican que, de mantenerse los precios actuales el proyecto no es rentable para la empresa, mientras que, si la reducción de precio es de un 5% anual, la rentabilidad de la inversión es pequeña y la inversión muy alta por lo que bajo estas condiciones no convendría la ejecución del proyecto.

La factibilidad económica del proyecto está muy asociada a las expectativas de reducción de costos de los sistemas de baterías, factor importante a la hora de decidir si se realiza el proyecto o no. Sin embargo, las expectativas son positivas, GTM Research, por ejemplo, estima que para el 2020 las baterías alcancen un valor de 217 USD/kWh lo que significa una reducción de costos de más de un 20% anual. Según Ben Kallo, analista de RW Baird, Tesla accede a precios de entre 150 y 200 USD/kWh, valor muy por debajo del promedio de la industria, y no debiese tener problemas de alcanzar los 100 USD/kWh para el 2022.

Por otro lado, el costo de financiamiento del 45% del capital de trabajo no tiene una importancia muy significativa para el rendimiento del proyecto. Por cada punto porcentual que aumenta la tasa de interés, disminuye la tasa interna de retorno en un 0,21% en promedio. Entonces, el no tener acceso a un crédito económico no significa necesariamente que el proyecto deje de ser rentable para la empresa.

Por último, se realiza un tercer análisis que pretende identificar el impacto que tiene el precio al que la empresa vende el sistema de baterías al cliente, junto con la importancia de los costos de instalación. Se presentan resultados para ambas partes, estimando cómo un precio de venta más económico le genera mayores beneficios al cliente y en qué medida esto afecta la rentabilidad de la empresa.

Se analizan precios que van desde los 350 USD/kWh hasta los 450 USD/kWh. La empresa mantiene su acceso a precios de 350 USD/kWh y considera una reducción de costos de 10% anual. El precio de venta del cliente no considera una reducción en el tiempo.

Respecto a los costos de instalación, se calculan valores que van desde el 5% del costo de los equipos hasta el 20%, con el fin de estudiar si es que la reducción de precios de venta de equipos puede estar acompañada de un aumento de los costos de instalación para el cliente.

Los resultados del análisis se muestran a continuación:

*Tabla 16 Resultados análisis de sensibilidad ante cambio de precios de venta de sistemas*

Instalación [% CAPEX]		Empresa					Cliente				
		Precio venta baterías [USD/kWh]					Costo baterías [USD/kWh]				
		350	375	400	425	450	350	375	400	425	450
VAN [MM\$]	5%	-\$ 28	\$ 31	\$ 89	\$ 146	\$ 200	\$ 4.8	\$ 3.7	\$ 2.6	\$ 1.5	\$ 0.4
	10%	-\$ 14	\$ 44	\$ 103	\$ 159	\$ 211	\$ 4.2	\$ 3.0	\$ 1.8	\$ 0.7	-\$ 0.5
	15%	-\$ 1	\$ 58	\$ 116	\$ 171	\$ 223	\$ 3.5	\$ 2.3	\$ 1.1	-\$ 0.2	-\$ 1.4
	20%	\$ 13	\$ 72	\$ 129	\$ 183	\$ 234	\$ 2.8	\$ 1.6	\$ 0.3	-\$ 1.0	-\$ 2.2
TIR	5%	8.4%	11.4%	14.7%	18.1%	21.2%	29.1%	23.4%	18.8%	13.0%	12.0%
	10%	9.1%	12.2%	15.5%	18.9%	22.0%	24.7%	19.9%	16.0%	12.7%	9.9%
	15%	9.8%	13.0%	16.4%	19.8%	22.9%	21.3%	17.1%	13.6%	10.7%	8.1%
	20%	10.5%	13.9%	17.4%	20.6%	23.7%	18.6%	14.8%	11.7%	8.9%	6.5%
Capital de trabajo / CAPEX [MM\$]	5%	331	303	274	247	232	0.67	0.72	0.77	0.82	0.87
	10%	320	291	263	239	226	1.35	1.45	1.54	1.64	1.74
	15%	308	279	252	232	222	2.02	2.17	2.31	2.46	2.6
	20%	297	268	241	225	217	2.7	2.89	3.09	3.28	3.47

Para la empresa comercializadora, el valor de la instalación del proyecto genera un aporte similar a la rentabilidad del proyecto, aumentando la tasa interna de retorno en un 0,6% en promedio por cada aumento de 5% sobre la inversión. Para el cliente, por otro lado, las variaciones en el costo de las baterías son más relevantes que sobre la instalación, cambios en el costo de instalación presenta cambios de  $\pm 1,8\%$  sobre la TIR, mientras que el costo de las baterías impacta con  $\pm 2,9\%$ . La empresa podría vender las baterías a 375 USD/kWh de ser necesario, sin embargo, esto tiene un impacto importante sobre su rentabilidad, bajando de 15,5% a valores de entre 11,4% y 13,9%.

## Conclusiones y recomendaciones

En el presente trabajo se analizó el mercado de almacenamiento de energía con el objetivo de encontrar una oportunidad sobre la cual desarrollar un modelo de negocios. Se identificaron dos grandes segmentos de mercado: “frente al medidor”, representando a las empresas eléctricas que componen la cadena de valor del sistema eléctrico nacional; y el segmento “detrás del medidor” que representa a los usuarios que consumen energía en el mercado regulado.

A partir del análisis de las cinco fuerzas de la competencia, se concluye que, para posicionar a una empresa comercializadora de baterías es más conveniente definir como mercado objetivo el segmento “detrás del medidor” por varias razones.

En primer lugar, los clientes están menos concentrados, potenciando el desarrollo de un enfoque distribuido, en línea con el cambio de paradigma de las redes inteligentes. Por otro lado, este segmento ofrece la oportunidad de diferenciación, generando un valor agregado a través de servicios ofrecidos a los clientes, levantando barreras de entrada y haciendo más costoso para el cliente un potencial cambio de tecnología o proveedor.

También es importante destacar que, en el segmento de las empresas eléctricas, existe una fuerte amenaza de integración vertical tanto de clientes como de proveedores, cosa que no ocurre en el segmento “detrás del medidor”, donde los proveedores están poco concentrados y el giro de los clientes no va en línea con la utilización la tecnología.

En base a estos resultados, se recomienda que la empresa se posicione en la cadena de valor entre los proveedores de sistemas integrados y los usuarios finales. Dedicándose a la comercialización de sistemas, junto con la planificación, desarrollo y operación de proyectos.

En una segunda instancia, una vez consolidada la empresa y adquirido el *know how* del negocio, sería estratégicamente conveniente integrarse verticalmente produciendo sistemas integrados, de manera de poder diferenciarse del resto de los competidores. Sin embargo, se considera que esto no sería conveniente durante los primeros años de operación, dado que se requeriría de una mayor inversión y aumentan las barreras de salida del negocio.

En este contexto, el modelo de negocios desarrollado consiste en la creación de una empresa que se dedique a la comercialización de baterías y la entregue servicios de optimización de cargos por potencia, buscando aprovechar la oportunidad que entrega la estructura tarifaria chilena.

La empresa, además de el desarrollo de proyectos, ofrece el financiamiento de estos. La idea es convencer al cliente de las bondades del almacenamiento, por lo que se intenta suavizar la inversión y ofrecer opciones para que el sistema se financie en base a los ahorros que genera, alineando así los objetivos de ambas partes y buscando generar confianza en el cliente, fortaleciendo la relación.

Para cuantificar el valor del proyecto para un cliente interesado, se desarrolló una herramienta para determinar el tamaño óptimo de los bancos de baterías y modelar la operación de los sistemas, de manera que se maximice el valor del proyecto. En base a esta, se concluye que el tamaño del proyecto no es lo más importante para la creación de valor. Sistemas de pequeña capacidad, pero bien utilizados pueden aportar un gran valor al cliente, priorizando las ideas y el aprendizaje por sobre la tecnología.

Para definir un *proyecto tipo* sobre el cual realizar una evaluación económica para la empresa, se utilizó como caso de estudio el edificio “Química” del campus Beauchef. Se dimensionó el tamaño óptimo del sistema de baterías, el cual corresponde a una capacidad de 58 kWh, con una potencia de 58 kW, es decir, descargándose por completo en una hora.

El proyecto es pequeño en relación al consumo del edificio, sin embargo, como la curva de carga del cliente disminuye al comienzo del horario de punta, el uso de las baterías al inicio del periodo reduce la demanda máxima leída, produciendo ahorros en los cargos asociados a la potencia. A partir de esto se refuerza la idea de que el valor de los sistemas se encuentra en el uso que se le da, más que en el tamaño del sistema.

El valor del proyecto para el cliente es de 1,57 MM\$, con una tasa interna de retorno de 13,41% y recuperando la inversión a los 5,8 años. El cliente, bajo estas condiciones, debe realizar una inversión de 16,97 MM\$.

Se evaluó también la opción de financiar el 100% de la inversión para el cliente con un interés de 12% anual y 120 cuotas, de manera este solo deba pagar por adelantado los costos de instalación, lo que corresponde a 1,54 MM\$, muy por debajo de los 16,97 MM\$ del proyecto sin financiamiento. El hecho de disminuir la inversión inicial disminuye el riesgo para el cliente, por lo que motivaría su decisión de implementar el proyecto, el cual tendría un valor de 0,99 MM\$, una tasa interna de retorno de 26,25% y disminuyendo significativamente el tiempo de retorno de la inversión a 3,9 años.

Utilizando esta última configuración, se evaluó el valor del proyecto a 5 años para una empresa comercializadora que venda baterías y desarrolle los proyectos. Considerando una tasa de descuento de un 9,8%, el valor del proyecto es de 57,7 MM\$, con una tasa interna de retorno de 11,8%. Si bien el proyecto es rentable, el capital de trabajo necesario para la viabilidad de la operación es de 495 MM\$, un valor excesivamente alto que se explica por la necesidad de capital para financiar el 100% de la inversión de los clientes, recibiendo ingresos por ahorros futuros descontados.

Para tratar de reducir el capital de trabajo, se analizó la sensibilidad del proyecto ante cambios en las variables que definen el financiamiento para el cliente. En este sentido, se evaluaron distintos valores para la tasa de interés, el porcentaje del proyecto a financiar y el plazo de los contratos.

A partir de los resultados obtenidos, se concluyó que, dado que se trata de un juego de suma cero donde el beneficio de uno es a costa del otro, se tiene que definir un punto intermedio que beneficie a ambas partes.

Al financiar el proyecto por contratos a menor plazo, el capital de trabajo requerido por la empresa es significativamente menor, por lo que se escogen 48 cuotas como plazo ideal. Por otro lado, la tasa de interés afecta de forma importante sobre la rentabilidad del cliente, por lo que esta disminuye a un 11% para compensar el menor plazo del contrato, y, al igual que la parte anterior se financiará el 100% de la inversión, de manera que continúen los incentivos para que el cliente acepte desarrollar el proyecto.

Los resultados obtenidos para el cliente bajo esta configuración son de un VAN de 1,8 MM\$, una TIR de 16% y un retorno de la inversión de 6,83 años, la cual corresponde a 1,54 MM\$. Por el lado

de la empresa, el proyecto posee un valor de 103 MM\$, una tasa interna de retorno de 15,5% y un capital de trabajo de 263 MM\$, prácticamente la mitad del valor antes requerido.

Por último, en base a los últimos resultados definidos, se analiza nuevamente la sensibilidad del proyecto para ambas partes, ante cambios en el costo al que la empresa compra los sistemas y el precio al que se lo vende al cliente.

La evaluación económica de la empresa considera una reducción de costos de un 10% anual, llegando a valores de 230 *USD/kWh*. Si los costos no disminuyesen, el proyecto no sería rentable para la empresa, y, si lo hicieran solo un 5%, baja la tasa interna de retorno a valores cercanos a la tasa de descuento, aumentando a la vez el capital de trabajo requerido.

Entonces, los costos futuros de las baterías tienen un impacto importante sobre la rentabilidad del proyecto. Sin embargo, las proyecciones de costos de distintas instituciones como GTM Research, Bloomberg, RW Baird, indican que los precios de los sistemas en cinco años alcanzarían valores de entre 150 y 200 *USD* por *kWh*, incluso, Elon Musk dueño de Tesla declara que se deberían alcanzar valores de 100 *USD/kWh* para el 2022. Por lo que el supuesto de un descuento de 10% anual resulta verosímil, sobre todo considerando que los precios han disminuido a la mitad respecto a hace 5 años.

Respecto al precio de venta de las baterías de la empresa hacia el cliente, el proyecto aún sería rentable si se comercializan los sistemas a 375 *USD/kWh*, sin embargo, la rentabilidad de la empresa disminuye, bajando la TIR de 15,5% a valores que rondan el 12%. El beneficio del cliente naturalmente aumenta de forma significativa, agregando a la TIR 300 puntos base. Por otro lado, valor máximo de venta es de 425 *USD/kWh*, pero afecta de forma importante el rendimiento del cliente.

Finalmente, considerando las proyecciones de crecimiento del mercado y la amplitud de este, se recomienda proceder a la ejecución del proyecto. Ser uno de los primeros entrantes en el mercado puede significar una ventaja importante sobre la competencia, y la adquisición del *know how* del negocio le entrega a la empresa la posibilidad de aprovechar las nuevas oportunidades que se presenten con la madurez del mercado. Además, al ser Chile un país productor de Litio, iniciativas como la presentada en este trabajo pueden verse acompañadas de políticas públicas que faciliten la implementación del proyecto, su desarrollo, financiamiento y rentabilidad.

## Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, «Histórica Licitación de Suministro Eléctrico,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/historica-licitacion-de-0>. [Último acceso: 2016 octubre 17].
- [2] Revista Electricidad, «Generación distribuida en Chile,» 30 enero 2016. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/reportajes/generacion-distribuida-en-chile/#>. [Último acceso: 29 diciembre 2016].
- [3] E. Suama, «Energías Renovables No Convencionales Intermitentes,» de *Seminario CEP "Incorporación de fuentes variables a la matriz energética en Chile: Desafíos y proyecciones"*, Santiago, 2016.
- [4] G. Fitzgerald, J. Mandel, J. Morris y H. Touati, «The Economics of battery Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid,» Rocky Mountain Institute, 2015.
- [5] L. Goldie-Scot, «Global Energy Storage Forecast, 2016-24,» Bloomberg New Energy Finance, 2016.
- [6] T. Diaz de la Rubia, F. Klein, B. Shaffer y G. Lovric, «Energy storage: Tracking the technologies that will transform the power sector,» Deloitte, 2015.
- [7] J. Blanc, «Desarrollo de modelo algorítmico para dimensionamiento y gestión técnico-económico óptimos de banco de baterías para clientes alimentados del sistema eléctrico chileno y/o fuentes de energía solares,» Universidad de Chile, Santiago, 2015.
- [8] V. Zalaquett, «Política de eficiencia energética en Chile,» Ministerio de Energía, 2013.
- [9] M. Pacheco, *Incorporación de fuentes variables a la matriz energética en Chile*, Santiago: Centro de Estudios Públicos, 2016.
- [10] B. Decourt y R. Debarre, «Electricity Storage Factbook,» SBC Energy Institute, 2013.
- [11] R. Muñoz, «Almacenamiento de energía: Modelos de negocios y ubicación óptima,» Universidad de Chile, Santiago, 2013.
- [12] C. Suazo, «Modelo de asignación de responsabilidades para servicios complementarios de regulación de frecuencia,» Universidad de Chile, Santiago, 2009.
- [13] CDEC-SIC, «Informe de definición y programación de servicios complementarios,» CDEC-SIC, 2016.

- [14] A. Gallegos, «Battery Energy Storage Systems: Reserva en giro permanente,» emb, Junio 2013. [En línea]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2072>. [Último acceso: 15 octubre 2016].
- [15] J. Beardsall, C. Gould y M. Al-Tai, «Energy storage systems: A review of the technology and its application in power systems,» IEEE, 2015.
- [16] Ministerio de energía, «Decreto N°1: Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica,» Diario Oficial de la República de Chile, 2012.
- [17] Enel Distribución, «Tarifas de Suministro Clientes Regulados,» 1 Diciembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>. [Último acceso: 21 Diciembre 2016].
- [18] Advanced Microgrid Solutions, «AMS Advantage,» Advanced Microgrid Solutions, [En línea]. Available: <http://www.advmicrogrid.com/ams-advantage.html>. [Último acceso: 21 Noviembre 2016].
- [19] STEM, «Commercial system,» STEM, [En línea]. Available: <http://www.stem.com/systems-2-0/>. [Último acceso: 21 noviembre 2016].
- [20] J. Neubauer y M. Simpson, «Deployment of Behind-The-Meter Energy Storage for Demanda Charge Reduction,» NREL, 2015.
- [21] Ministerio de Energía, Decreto 14T Fija precios de nudo para suministros de electricidad, Diario Oficial de la República de Chile, 2015.
- [22] H. Rudnick, «El futuro de la distribución de energía eléctrica,» de *Seminario "El futuro de la distribución de energía eléctrica"*, 2016.
- [23] Revista Electricidad, «Enel Distribución destacó instalación de 50.000 medidores inteligentes en 2016,» 2016 diciembre 26. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2016/12/26/enel-distribucion-destaco-instalacion-50-000-medidores-inteligentes-en-2016/>. [Último acceso: 28 diciembre 2016].
- [24] M. Hitt, R. Ireland y R. Hoskisson, Administración Estratégica, Competitividad y Conceptos de Globalización, International Thomson Editores.
- [25] M. Porter, Competitive strategy: techniques for analyzing industries and competitors, Free Press, 1980.
- [26] A. Osterwalder y Y. Pigneur, Generación de modelos de negocio: Un manual para visionarios, revolucionarios y retadores.
- [27] A. K. Dixit y R. S. Pindyck, «Investment under Uncertainty,» Princeton University Press, 1994.

- [28] CNE, «Capacidad Instalada Generación,» Enero 2017.
- [29] Banco Santander, «Energía Eléctrica Serie Estudios Sectoriales,» 2014.
- [30] Empresas Eléctricas A.G., «Antecedentes del Mercado Eléctrico,» [En línea]. Available: <http://www.electricas.cl/temas-estrategicos/antecedentes-del-mercado-electrico/>. [Último acceso: 20 Enero 2017].
- [31] Revista Electricidad, «Producción de baterías de litio en Chile comenzaría el segundo semestre de 2018,» 21 febrero 2017. [En línea]. Available: <http://www.revistaei.cl/2017/02/21/produccion-baterias-litio-chile-comenzaria-segundo-semestre-2018/>. [Último acceso: 21 febrero 2017].
- [32] R. Farias, «Ahorro en Horas Punta,» Lureye, [En línea]. Available: <http://www.electricistas.cl/Articulo7.html>. [Último acceso: 28 diciembre 2016].
- [33] I. Buchmann, Batteries in a Portable World, Cadex Electronics Inc., 2011.
- [34] Tesla, «Powerpack,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.tesla.com/powerpack/design#/>. [Último acceso: 10 diciembre 2016].
- [35] Sonnen, «Sonnenbatterie pro,» [En línea]. Available: [https://sonnen-batterie.com/en-us/sonnenbatterie?\\_ga=1.21608504.2039604950.1481290081#sonnenbatterie-pro](https://sonnen-batterie.com/en-us/sonnenbatterie?_ga=1.21608504.2039604950.1481290081#sonnenbatterie-pro). [Último acceso: 10 diciembre 2016].
- [36] C. Thompson, «21 incredible facts about Elon Musk's Gigafactory,» Business Insider, 13 noviembre 2016. [En línea]. Available: <http://www.businessinsider.com/tesla-gigafactory-facts-2016-9/#the-factory-is-located-on-a-plot-of-land-that-is-more-than-three-times-the-size-of-central-park-1>. [Último acceso: 28 diciembre 2016].
- [37] R. Quast, «Licitación eléctrica: cuentas de luz bajarían en 20% desde 2021,» Bío Bío Chile, 17 agosto 2016. [En línea]. Available: <http://www.biobiochile.cl/noticias/economia/actualidad-economica/2016/08/17/historico-bajo-precio-en-licitacion-electrica-anticipa-cuentas-de-luz-20-mas-baratas.shtml>. [Último acceso: 22 Octubre 2016].
- [38] PV Magazine, «Sonnen readies commercial 30kWh storage solution,» [En línea]. Available: [https://www.pv-magazine.com/2016/07/13/sonnen-readies-commercial-30kwh-storage-solution\\_100025393/#axzz4Sk9IHtrz](https://www.pv-magazine.com/2016/07/13/sonnen-readies-commercial-30kwh-storage-solution_100025393/#axzz4Sk9IHtrz). [Último acceso: 10 diciembre 2016].
- [39] Banco Central de Chile, «Base de datos estadísticos,» [En línea]. Available: <http://si3.bcentral.cl/Boletin/secure/boletin.aspx?idCanasta=1MRMW2951>. [Último acceso: 22 12 2016].
- [40] +energía, Revisión Energética y Propuestas de Mejora de Eficiencia Energética Campus Beauchef de la Universidad de Chile, Santiago, 2014.

- [41] A. Dekka, R. Ghaffari, B. Venkatesh y B. Wu, «A Survey on Energy Storage Technologies in Power Systems,» IEEE, 2015.
- [42] AES Gener, «AES Gener Inaguró banco de baterías de litio en Mejoillones,» 30 5 2012. [En línea]. Available: <http://www.gener.cl>. [Último acceso: 3 Septiembre 2016].
- [43] Valhalla, «Espejo de Tarapacá,» [En línea]. Available: <http://valhalla.cl/espejo-de-tarapaca/>. [Último acceso: 3 septiembre 2016].
- [44] S. Blume, «Global Energy Storage Market Overview & Regional Summary Report,» Energy Storage Council, 2015.
- [45] Greencharge, «Bussines & Government,» [En línea]. Available: <http://www.greencharge.net/business-government/>. [Último acceso: 10 diciembre 2016].
- [46] M. Hoza, «How many batteries does it take to kill a duck (curve)?,» BTU analytics, 23 junio 2015. [En línea]. Available: <https://btuanalytics.com/how-many-batteries-does-it-take-to-kill-a-duck-curve/>. [Último acceso: 28 Diciembre 2016].

## Anexo A: Tecnologías de almacenamiento de energía

### *Sistemas de almacenamiento mediante baterías (BESS)*

Las baterías son uno de los sistemas de almacenamiento de energía más antiguos que existen. Están compuestas por una serie de celdas electroquímicas, dispositivos capaces de obtener energía eléctrica a partir de reacciones químicas. Cada celda está compuesta por: un electrolito; un electrodo con polaridad positiva (ánodo); y un electrodo con polaridad negativa (cátodo). Las baterías funcionan a partir de un proceso llamado electrólisis, en donde se separan los elementos de un compuesto por medio de la electricidad. El ánodo libera electrones (oxidación) y el cátodo los captura (reducción) lo que se denomina una reacción REDOX (reducción-oxidación) y que permite el flujo de electrones, y la generación de electricidad.

La composición química de los electrodos y los electrolitos determinan las propiedades de las baterías, por lo que es posible clasificarlas en distintos grupos.

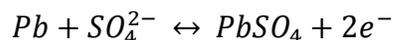
### *Baterías de plomo-ácido (PbA)*

#### Descripción

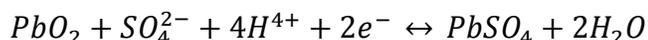
Inventadas por el físico francés Gastón Planté en 1859, las baterías de plomo ácido fueron las primeras baterías recargables para uso comercial. Es considerada una de las tecnologías más maduras entre los sistemas de almacenamiento mediante baterías [33].

La batería de plomo ácido está compuesta por: un ánodo de dióxido de plomo ( $PbO_2$ ); un cátodo de plomo metálico ( $Pb$ ); y un electrolito de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ). Durante los procesos de descarga el ánodo y los electrodos negativos son transformados en sulfato de plomo y el electrolito se convierte principalmente en agua [41].

Ánodo:



Cátodo:



Este tipo de baterías son muy utilizadas en autos, carros de golf, sistemas de alimentación ininterrumpidos, entre otros. Su funcionamiento no es complejo por lo que los costos de manufactura son bajos, sin embargo, tiene grandes limitaciones ya que responde bien a ciclos de descarga profundos reduciendo significativamente su vida útil. Además, es extremadamente tóxica lo que genera una restricción ambiental importante.

La química de las baterías de plomo ácido puede ser modificada para poder ser utilizadas en aplicaciones relacionadas con el sistema eléctrico. Esto se puede lograr modificando la estructura de sus electrodos, al utilizar electrodos de plomo carbón se prolonga la vida útil de la batería y se reduce la sulfatación durante los ciclos de descarga, una de las principales fallas de las baterías de ácido plomo tradicionales. Para las aplicaciones requeridas son necesarias descargas relativamente profundas con una buena vida útil resistente a ciclos. Con estos electrodos de carbón la vida útil aumenta en un factor de 10 [11].

Potencia nominal [MW]	<i>Escalable</i>
Tiempo de descarga	<i>Mins./Hrs.</i>
Ciclos	100 – 2.000
Vida útil	3 – 20 años
Auto descarga	0.033% – 0.3%
Energía específica [Wh/kg]	30 – 50
Potencia específica [W/kg]	75 – 300
Densidad de energía [Wh/l]	30 – 80
Eficiencia	70% – 90%
Tiempo de respuesta	10 – 20 ms

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Económica y fácil de producir, menor costo por MWh.	Baja energía específica.
Tecnología madura, servicio confiable.	Carga lenta, saturación completa dura 14 horas.
Bajo nivel de autodescarga, la menor entre las baterías recargables.	Vida limitada en ciclos profundos.
Alta potencia específica, capaz de descargar altas corrientes.	Toxica, no es amigable con el medio ambiente.

### Baterías de sodio – sulfuro (NaS)

#### Descripción

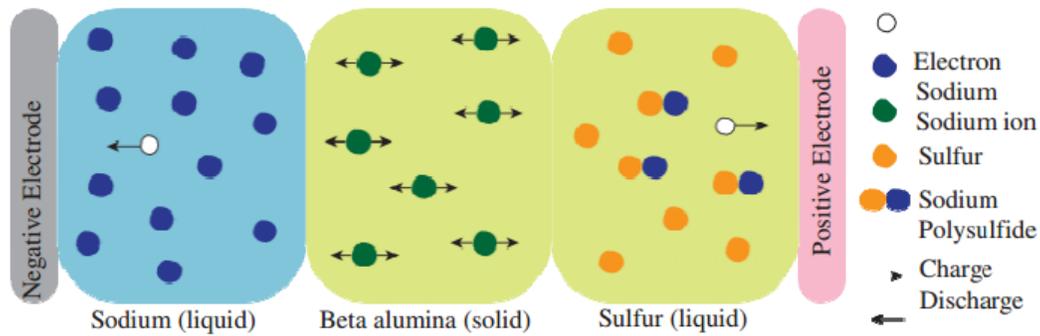
A diferencia de otras tecnologías, las baterías de sodio – azufre (NaS) poseen un electrolito en estado sólido. Están compuestas por un ánodo de sulfuro líquido y un cátodo de sodio líquido.



Durante el proceso de descarga, el sodio sirve de ánodo entregando electrones al circuito externo. Se produce una reacción REDOX a alta temperatura, cerca de 300°C. El sodio en estado líquido pasa a través de un electrolito cerámico<sup>12</sup> produciendo la oxidación y generando iones de sodio y electrones. Los iones de sodio se combinan con el sulfuro produciendo polisulfuro de sodio. El proceso se invierte durante la carga [14].

Generalmente las celdas de NaS son fabricadas en configuraciones cilíndricas, protegidas por una estructura metálica que protege de la alta corrosión interna.

<sup>12</sup> Beta-Alumina Solid Electrolyte (BASE)



En Japón, la granja eólica de Rokkasho – Futamata de 34 *MW* posee 17 equipos de 2 *MW* en baterías NaS, con una capacidad total de 238 *MWh*. Su uso considera aplicaciones de reserva en giro y nivelación de carga [10].

En Francia, en St André La Réunion, opera una planta de 1 *MW* que entrega hasta 7 horas de almacenamiento [10].

<i>Características</i>	<i>NaS</i>
Potencia nominal	Escala MW
Tiempo de descarga	1 minuto – 8 horas
Ciclos	2.500 – 4.500
Vida útil	5 – 15 años
Auto descarga	0.05% – 20%
Energía específica [ <i>Wh/kg</i> ]	150 – 240
Potencia específica [ <i>W/kg</i> ]	150 – 230
Densidad de energía [ <i>Wh/l</i> ]	150 – 300
Eficiencia	70% – 90%
Tiempo de respuesta	10 – 20 ms

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Tecnología relativamente madura, disponible a nivel comercial.	Altos costos a pesar de su madurez.
Alta capacidad energética.	Opera a altas temperaturas, lo que implica costos en seguridad y operación.
Larga duración.	Alto nivel de autodescarga.

## Baterías de ion litio (Li-ion)

### Descripción

Las baterías Li-ion están compuestas por un cátodo de óxido de litio; un ánodo de grafito y un electrolito de sal de litio disuelta en carbonatos orgánicos. Su funcionamiento, al igual que el resto de las baterías descritas, está basado en una reacción REDOX [41].

Las baterías de litio han alcanzado una penetración significativa en el campo de los productos electrónicos y su desarrollo en el mercado de los vehículos eléctricos es cada vez mayor. Su alta densidad de energía y eficiencia han posicionado al Li-ion como una tecnología atractiva y con gran potencial [15].

En las Virginia del Este, EEUU, se utilizan baterías de litio con 15 minutos de capacidad y 32 MW de potencia para complementar la producción de una planta eólica. La empresa dueña del proyecto es AES y utilizan baterías A123, las más grandes de su tipo [10].

En 2012, AES Gener inauguró el banco de baterías de litio más grande del mundo hasta ese momento. Este fue instalado en Mejillones, Chile, con la intención de realizar funciones de potencia en giro ayudando a estabilizar el sistema eléctrico en caso de necesidad. La planta es capaz de entregar 20 MW de potencia durante 20 minutos [42].

Durante el 2015, Tesla Motors, compañía dedicada la fabricación y comercialización de vehículos eléctricos, presentó dos sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías de litio: *Tesla Powerwall* y *Tesla Powerpack*. Estos productos tienen como objetivo entregar servicios a nivel residencial y comercial respectivamente, buscando ser la tecnología disruptiva que transformaría la industria eléctrica [34].

Existe una gran variedad de baterías de litio ion dependiendo la elección de materiales presentes en el cátodo. Cada configuración entrega a las baterías características únicas. Las combinaciones más comunes son:

- **Litio y óxido de cobalto (Li-cobalt):** Alta energía específica (150 – 190 Wh/kg), pero con potencia limitada (1C). Utilizada en computadores portátiles y teléfonos celulares.
- **Litio y óxido de manganeso (Li-manganeso):** Alta potencia específica (10C – 40C) y aceptable energía específica (100 – 135 Wh/kg). Utilizada en vehículos eléctricos y artefactos médicos.
- **Litio y fosfato de hierro (Li-phosphate):** Alta potencia (35C) pero un nivel promedio de energía específica (90 – 120 Wh/kg), elevado nivel de autodescarga.
- **Litio, níquel, manganeso y cobalto (NMC):** Altos niveles de energía específica (140 – 180 Wh/kg) y alto nivel de potencia (10C). Utilizada en vehículos eléctricos y artefactos médicos.

A nivel agregado, se pueden resumir las características de los sistemas de baterías Li-ion como:

<i>Características</i>	<i>Li-ion</i>
Potencia nominal	W a MW
Tiempo de descarga	1 minuto – 8 horas
Ciclos	1.000 – 10.000
Vida útil	5 – 15 años

Auto descarga	0.1% – 0.3%
Energía específica [ <i>Wh/kg</i> ]	75 – 200
Potencia específica [ <i>W/kg</i> ]	150 – 315
Densidad de energía [ <i>Wh/l</i> ]	200 – 400
Eficiencia	85% – 98%
Tiempo de respuesta	10 – 20 <i>ms</i>

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Tecnología madura con diversas formulaciones químicas que entregan distintas propiedades. Flexible.	Alto costo (aunque se proyecta disminución en los costos por economías de escala).
Gran eficiencia y densidad de energía. Baja tasa de autodescarga.	Necesidad de protección interna para evitar sobrecarga.
Gran capacidad de descarga, resistente a flujos profundos.	Utiliza materiales inflamables, necesidad de sistema de control de temperatura.
Descarga lineal, lo que protege la vida útil de la batería.	

### Baterías de Níquel – Cadmio (NiCd)

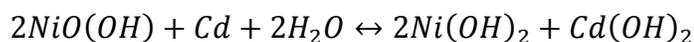
#### Descripción

Existe una serie de baterías que utilizan níquel como electrodo:

- Níquel cadmio (NiCd)
- Níquel hierro (NiFe)
- Níquel hidrógeno (NiH<sub>2</sub>)
- Níquel metal híbrido (NiMH)
- Níquel zinc (NiZn)

La combinación química más usada en la industria es Níquel cadmio, solo se detallará esta tecnología, ya que las otras no han alcanzado un nivel de madurez suficiente para ser comercializadas o son utilizadas en funciones muy específicas [11].

Las baterías de Níquel – Cadmio están compuestas un electrodo positivo de hidróxido de níquel, hidróxido de cadmio en el electrodo negativo y un electrolito alcalino. Los electrodos deben estar aislados gracias al trabajo de un separador. La reacción química REDOX de la carga y descarga de las baterías NiCd se muestra a continuación [41].



Por muchos años, NiCd fue la elección por excelencia para radios, equipo médico de emergencia, cámaras de video profesionales y herramientas eléctricas. Actualmente se mantiene como una de

las baterías más robustas e indulgentes, pero necesita de un cuidado apropiado para alcanzar la longevidad [33].

<i>Características</i>	<i>NiCd</i>
Potencia nominal	<i>W a MW</i>
Tiempo de descarga	1 minuto – 8 horas
Ciclos	800 – 3.500
Vida útil	5 – 20 años
Auto descarga	0.067% – 0.6%
Energía específica [ <i>Wh/kg</i> ]	50 – 75
Potencia específica [ <i>W/kg</i> ]	150 – 300
Densidad de energía [ <i>Wh/l</i> ]	60 – 150
Eficiencia	60% – 80%
Tiempo de respuesta	10 – 20 ms

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Tecnología madura.	Energía específica relativamente baja.
Alta confiabilidad.	Efecto memoria, necesita descargas completas periódicas para prolongar su vida útil.
Poca mantención.	No amigable con el medio ambiente, el cadmio es un metal tóxico.

Escalable y adaptable a múltiples aplicaciones.

### Baterías de flujo (*Flow batteries*)

#### Descripción

Al igual que las baterías tradicionales, las baterías de flujo funcionan en base a energía electroquímica y reacciones del tipo REDOX. Sin embargo, la gran diferencia que caracteriza a este tipo de sistemas es que utilizan dos tipos de electrolitos distintos los cuales son almacenados en estanque independientes y externos a la celda. El funcionamiento consiste en el bombeo de los electrolitos desde los estanques hasta una celda electroquímica que contiene una membrana. Dentro de esta celda ocurre una reacción REDOX que permite la generación de energía. La reacción es reversible, lo que permite que la carga y descarga de la batería [15] [11].

Es una tecnología relativamente joven. Las dos baterías de flujo más importantes son las Vanadio REDOX (*VRB*) y las Zinc Bromo (*ZnBr*) [10].

Poseen un bajo nivel de autodescarga debido a que los electrolitos son almacenados en estanques distintos. Además, tienen la habilidad de realizar ciclos de descarga completos sin causar daños o

reducir su vida útil, lo que permite que un candidato adecuado para el almacenamiento de energía de largo plazo [15].

<i>Características</i>	<i>Flow batteries</i>
Potencia nominal	<i>kW a MW</i>
Tiempo de descarga	1 – 10 horas
Ciclos	12.000 – 14.000
Vida útil	5 – 20 años
Auto descarga	0.2%
Energía específica [ <i>Wh/kg</i> ]	–
Potencia específica [ <i>W/kg</i> ]	–
Densidad de energía [ <i>Wh/l</i> ]	60 – 150
Eficiencia	60% – 85%
Tiempo de respuesta	10 – 20 ms

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

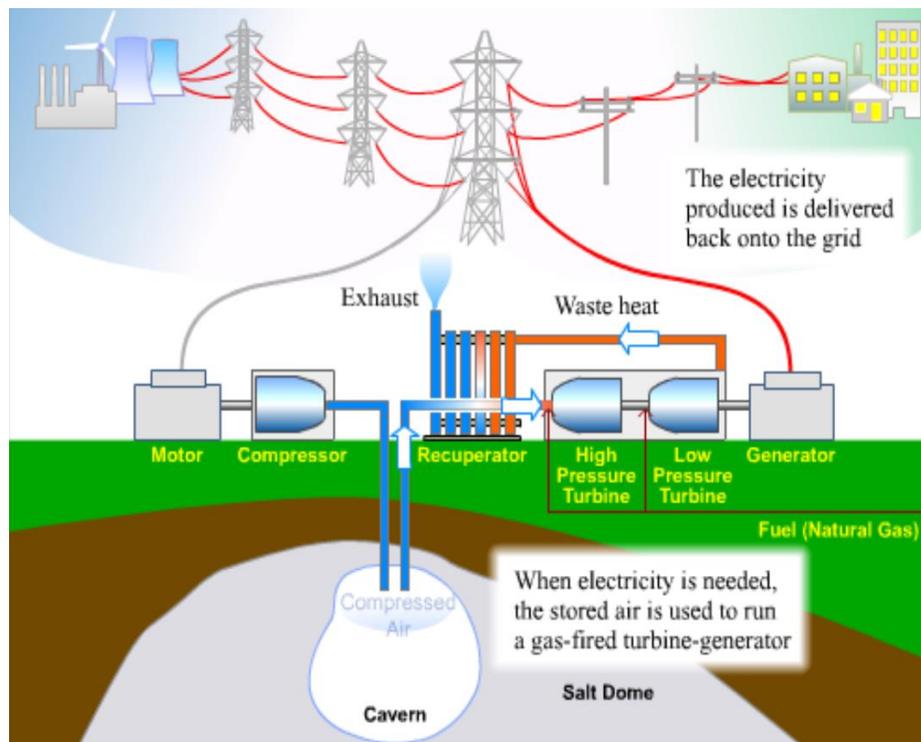
<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Perfiles de energía y potencia independientes y muy escalables.	Más complejas que las baterías tradicionales.
No hay degradación en capacidad.	Tecnología en estado de desarrollo.
Larga vida útil.	Reducción de eficiencia en ciclos de carga/descarga rápidos.

### *Otras tecnologías de almacenamiento*

#### *Compressed Air Energy Storage (CAES)*

##### Descripción

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido utilizan electricidad, durante los periodos de baja demanda, para comprimir aire en un espacio cerrado (minas subterráneas, cavernas de sal, etc.) en donde es almacenado con una presión del orden de los 40-70 BAR [41]. Luego, cuando es necesario utilizar la energía, el aire comprimido es liberado y calentado para accionar el compresor de una turbina de gas natural y generar energía. El proceso genera un calor residual, el cual es utilizado para calentar el aire.



Si bien el uso de esta tecnología se extiende de manera global, existen sistemas instalados en Alemania y Estados. En Huntorf, Alemania existe una planta de 290 MW que almacena energía en dos cavernas de 150.000 m<sup>3</sup> que permiten una autonomía de hasta 4 horas. Por otro lado, en McIntoch, Alabama (EEUU) opera una planta de 110 MW con un tiempo de descarga de 26 horas. El aire es almacenado en una caverna de 283.000 m<sup>3</sup> [10].

<i>Características</i>	<i>CAES</i>
Potencia nominal	10 – 1.000 MW
Ciclos o vida útil	20 – 40 años
Auto descarga	~0%
Densidad de energía [Wh/l]	2 – 6
Densidad de potencia [W/l]	0,2 – 0,6
Eficiencia	40% – 75%
Tiempo de respuesta	<i>segundos – minutos</i>

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Tecnología competitiva de bajo costo.	Requiere geología adecuada
Tamaño flexible capaz de alcanzar una gran escala.	Relativamente difícil de modelar para instalaciones pequeñas.

Tecnología madura con diseño bien desarrollado, más de 40 años de antigüedad.

Baja densidad de energía.

Alta eficiencia del orden del 70%.

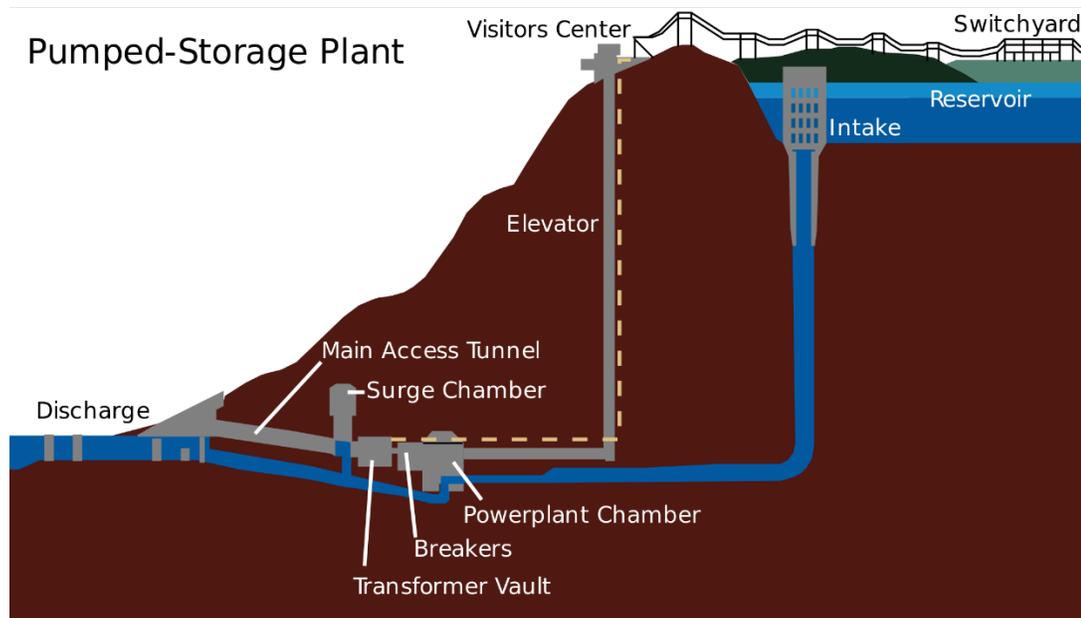
Exposición a cambios en el precio del gas natural.

### *Pumped Hydroelectric Storage (PHS)*

#### Descripción

El almacenamiento de energía a través de bombeo de agua (PHS por sus siglas en inglés), posee un funcionamiento similar a las plantas de generación hidroeléctrica. El sistema generalmente está compuesto por dos embalses ubicados a diferentes elevaciones, un sistema de bombeo que eleve agua para ser almacenada como energía potencial, durante horas de baja demanda, y una turbina o generador que convierta el agua que fluye desde el embalse de mayor altura en energía eléctrica durante periodos de alta demanda.

La cantidad de energía que puede ser almacenada por los sistemas PHS, dependen de la capacidad de los embalses y de la diferencia de altura entre los dos embalses. Generalmente, este tipo de instalaciones tiene una potencia nominal del orden de los 1000 MW [15].



En Chile existe un proyecto en cartera de la empresa Valhala llamado “Espejo de Tarapacá” el cual consisten en un PHS de 300 MW, ubicado 100 km al sur de Iquique. El proyecto consiste en el bombeo de agua de mar hasta un embalse ubicado sobre un arrecife costero. Su construcción está programada para el año 2017 [43].

En Bath County, Virginia (EEUU) opera un sistema PHS de 3.003 MW, con una diferencia de elevación de 385 metros entre los dos embalses. Otro proyecto PHS en operación está ubicado en China. En Guadong existe una planta con 2.400 MW y una diferencia de elevación de 353 metros [11].

*Características*

*PHS*

Potencia nominal	100 – 1.000 MW
Ciclos o vida útil	30 – 60 años
Auto descarga	~0%
Densidad de energía [Wh/l]	0,2 – 2
Densidad de potencia [W/l]	0,1 – 0,2
Eficiencia	70% – 85%
Tiempo de respuesta	segundos – minutos

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Tecnología madura y disponible, más de 100 años de desarrollo.	Grandes restricciones geográficas
Solución para almacenamiento de gran capacidad.	Baja densidad de energía
Alta eficiencia y largos periodos de almacenamiento.	Altos costos de inversión y necesidad de mitigación de impacto ambiental.
Larga vida útil entre los 30 y 60 años.	Oposición de grupos ambientalistas.

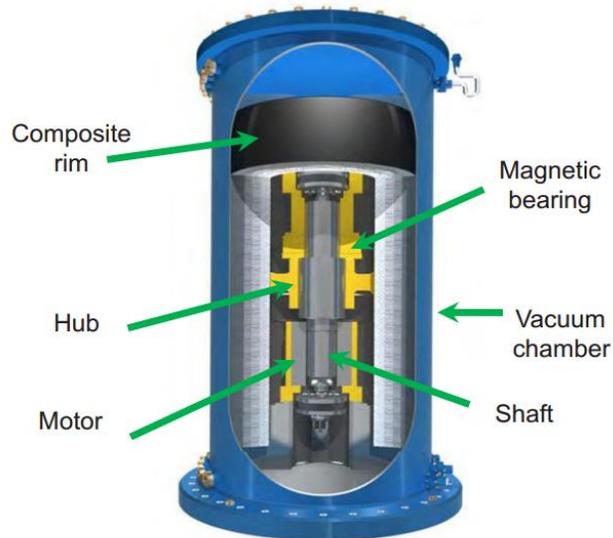
### *Flywheels Energy Storage (FES)*

#### Descripción

Los volantes de inercia o *flywheels* almacenan energía en forma de energía cinética. Su funcionamiento consiste en una masa que gira a gran velocidad entre dos cojinetes magnéticos, los cuales reducen la fricción. Esta masa está conectada a un generador que permite la producción de energía. El sistema de carga consiste en utilizar el generador como un motor para aumentar la velocidad angular de la masa, y se descarga al disminuir la rotación de esta.

Los FES pueden ser clasificados según su velocidad. Los FES de alta velocidad permiten largos periodos de almacenamiento, pero una baja capacidad de potencia. Lo contrario ocurre con los FES de baja velocidad.

El material, la geometría y el largo de los volantes de inercia puede afectar las características de almacenamiento de los sistemas FES [15].



En Stephntown, Nueva York (EEUU) opera una planta de 20 MW que cuenta con 200 *flywheels* con la función de entregar un servicio de regulación de frecuencia. La planta posee un tiempo de respuesta de 4 segundos y puede almacenar 5 MWh por 15 minutos con un 85% de eficiencia [10].

En Japón también existe una planta destinada a la regulación de frecuencia. Se ubica en Okinawa, es propiedad de Toshiba y opera desde 1996 [10].

<i>Características</i>	<i>FES</i>
Potencia nominal	1 – 1.000 kW
Ciclos o vida útil	20.000 – 100.000
Auto descarga	1,3% – 100%
Densidad de energía [Wh/l]	20 – 80
Densidad de potencia [W/l]	5.000
Eficiencia	70% – 95%
Tiempo de respuesta	10 – 20 min

### Ventajas y desventajas

Entre las principales ventajas y desventajas se pueden identificar:

<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Escalable y con alta densidad de potencia.	Baja capacidad de energía.
Capacidad de realizar ciclos profundos.	Alta generación de calor.
Diseño compacto integrado con motor de corriente alterna.	Alto peligro en casos de fallas, necesarios sistemas de control robustos.
Alta eficiencia.	
Rápida respuesta.	

## Anexo B: Código simulaciones

### *Preparar simulaciones*

*Sub Preparar()*

*Dim y As Integer*

*Sheets("Simulaciones").Range("I3:N10000").ClearContents*

*Cantidad = Sheets("Simulaciones").Range("F7") + 2*

*Min\_Capacidad = Sheets("Simulaciones").Range("C3")*

*Max\_Capacidad = Sheets("Simulaciones").Range("D3")*

*Step\_Capacidad = Sheets("Simulaciones").Range("E3")*

*Min\_HP = Sheets("Simulaciones").Range("C4")*

*Max\_HP = Sheets("Simulaciones").Range("D4")*

*Step\_HP = Sheets("Simulaciones").Range("E4")*

*Min\_FP = Sheets("Simulaciones").Range("C5")*

*Max\_FP = Sheets("Simulaciones").Range("D5")*

*Step\_FP = Sheets("Simulaciones").Range("E5")*

*Min\_Tiempo = Sheets("Simulaciones").Range("C6")*

*Max\_Tiempo = Sheets("Simulaciones").Range("D6")*

*Step\_Tiempo = Sheets("Simulaciones").Range("E6")*

*Sheets("Simulaciones").Range("I3").Value = Min\_Capacidad*

*Sheets("Simulaciones").Range("J3").Value = Min\_HP*

*Sheets("Simulaciones").Range("K3").Value = Min\_FP*

*Sheets("Simulaciones").Range("L3").Value = Min\_Tiempo*

*For y = 4 To Cantidad*

*If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1, 12) = Max\_Tiempo Then*

*Sheets("Simulaciones").Cells(y, 12).Value = Min\_Tiempo*

*Else*

*Sheets("Simulaciones").Cells(y, 12).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1, 12) + Step\_Tiempo*

*End If*

*Next y*

```

For y = 4 To Cantidad
    If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1,12) = Max_Tiempo Then
        If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1,11) = Max_FP Then
            Sheets("Simulaciones").Cells(y,11).Value = Min_FP
        Else
            Sheets("Simulaciones").Cells(y,11).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,11) + Step_FP
        End If
    Else
        Sheets("Simulaciones").Cells(y,11).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,11)
    End If
Next y
For y = 4 To Cantidad
    If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1,11) =
Max_FP And Sheets("Simulaciones").Cells(y,11) = Min_FP Then
        If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1,10) = Max_HP Then
            Sheets("Simulaciones").Cells(y,10).Value = Min_HP
        Else
            Sheets("Simulaciones").Cells(y,10).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,10) + Step_HP
        End If
    Else
        Sheets("Simulaciones").Cells(y,10).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,10)
    End If
Next y
For y = 4 To Cantidad
    If Sheets("Simulaciones").Cells(y - 1,10) =
Max_HP And Sheets("Simulaciones").Cells(y,10) = Min_HP Then
        Sheets("Simulaciones").Cells(y,9).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,9) + Step_Capacidad
    End If
Next y

```

```

Else
    Sheets("Simulaciones").Cells(y,9).Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y -
1,9)
End If
Next y
End Sub

Simular

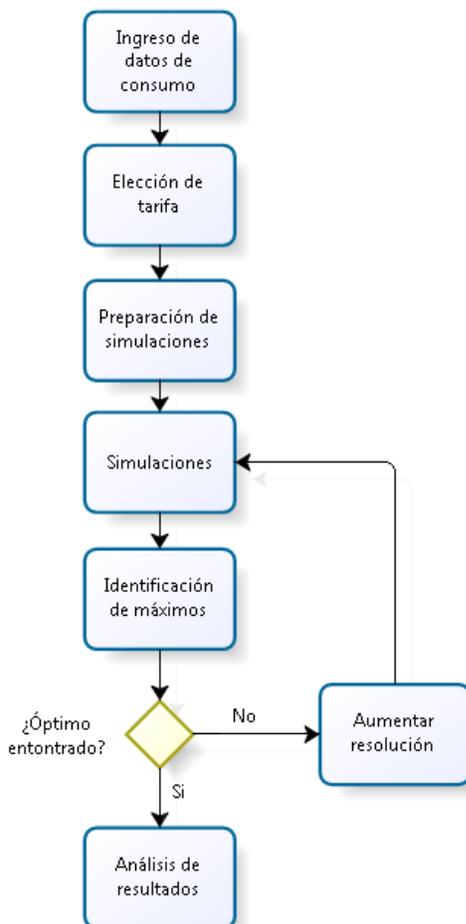
Sub Simular()
Dim y As Integer
Cantidad = Sheets("Simulaciones").Range("F7") + 2
For y = 3 To Cantidad
    Sheets("Modelo").Range("V3").Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y, 9)
    Sheets("Modelo").Range("V4").Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y, 10)
    Sheets("Modelo").Range("V5").Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y, 11)
    Sheets("Modelo").Range("V6").Value = Sheets("Simulaciones").Cells(y, 12)
    Sheets("Simulaciones").Cells(y, 13).Value = Sheets("Modelo").Range("V8")
    Sheets("Simulaciones").Cells(y, 14).Value = Sheets("Modelo").Range("V9")
Next y
End Sub

```

## Anexo C: Memoria de cálculo

Siguiendo los pasos definidos en 5.4 de las etapas del modelo, a continuación, se detallan los cálculos realizados para el “Caso 2: Dimensionamiento con variabilidad” detallado en 6.3. El procedimiento para los otros casos es análogo salvo por algunas características descritas en el Capítulo 6 y pueden ser incorporadas sin mayores complicaciones.

Figura 11 Etapas del modelo

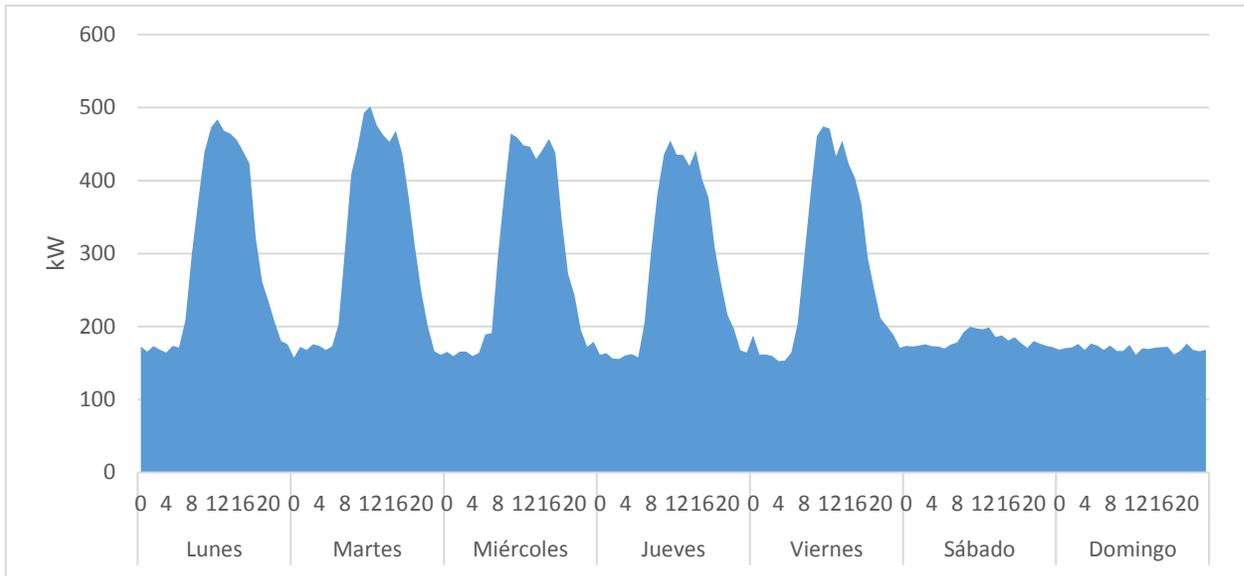


### Ingreso de datos al modelo

La información mínima que requiere el modelo para su funcionamiento corresponde a los datos de consumo horario del cliente para una semana completa con el objetivo de identificar la forma de la curva de carga. Además, se requieren las cuentas de electricidad de al menos los últimos doce meses. De esta forma es posible obtener una curva modelo y escalarla según el nivel de consumo de cada mes. Entre más información se obtenga del consumo del cliente, más ajustada será la evaluación.

Los datos de consumo fueron obtenidos a partir de la plataforma databox de la empresa Circutor, esta plataforma entrega datos horarios de la demanda del edificio "Química" y "Física" de la

Universidad de Chile. El sistema comenzó a operar a mediados de julio de 2016 por lo que solo se contaba con datos desde dicho mes hasta diciembre de 2016.



A partir de estos datos se obtuvieron valores promedio para cada hora de cada día de la semana. Luego se estandarizan los datos dividiendo cada valor por el máximo valor promedio de la serie, de manera que todos los datos sean mayores que cero y menores que uno respetando la forma de la curva.

Luego, utilizando la demanda máxima medida de las cuentas de electricidad correspondientes a los últimos 12 meses, se escala cada uno de los datos multiplicando el valor mensual por el valor estandarizado para cada hora de la semana, obteniendo datos que representan una semana al mes.

Para agregarle variabilidad a la demanda futura se realizan simulaciones de Montecarlo. Para cada hora de cada día de la semana se calcula una media y una desviación estándar, para luego asignar a cada hora de los 10 años correspondientes al periodo de evaluación su respectiva media y desviación.

Se realizan 1000 simulaciones para cada valor considerando dos desviaciones estándar para generar una mayor fluctuación.

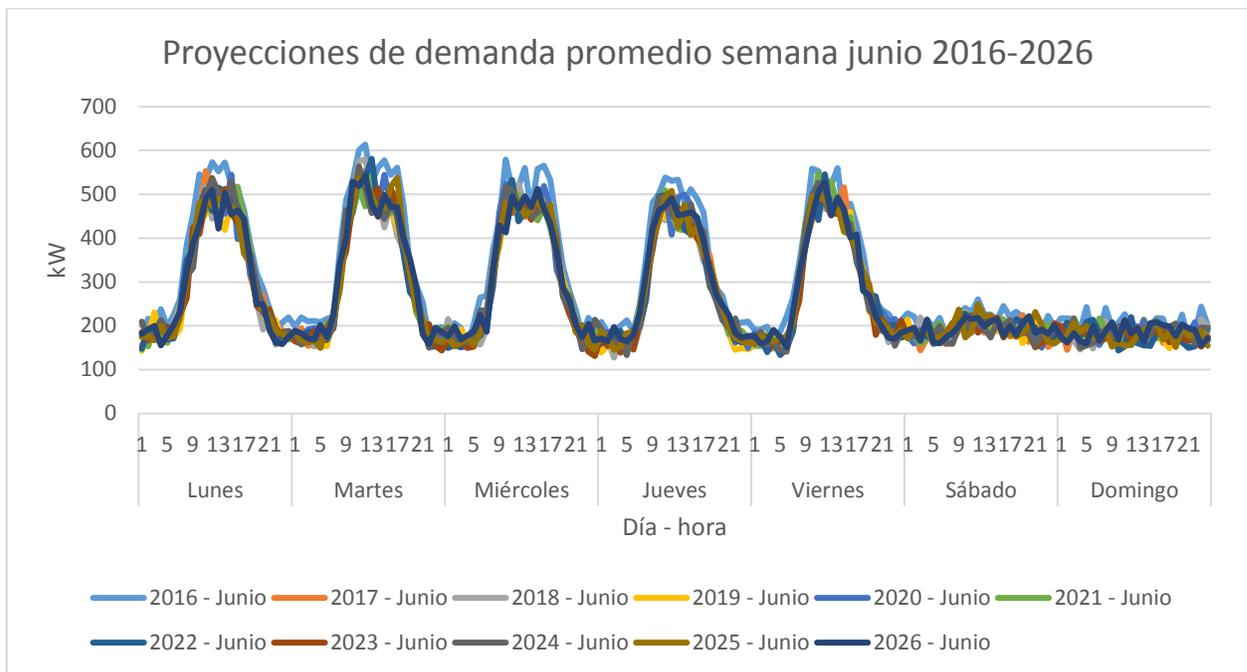
$$d_i = \mu_i dt + 2\sigma dz$$

Donde:

$$dz = \varepsilon_i \sqrt{dt}$$

$$\varepsilon_i \rightarrow N(0,1)$$

Luego, se calcula el valor promedio de cada simulación y se vuelve a escalar multiplicando el resultado por el valor medido inicialmente para cada hora del año.



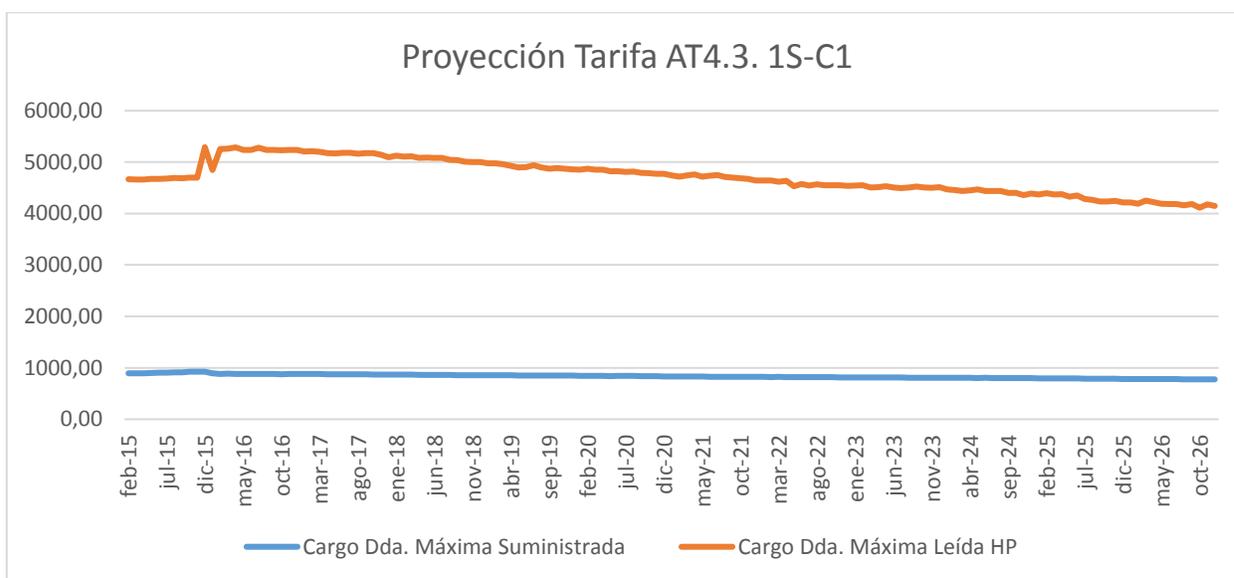
*Elección de tarifa:*

Se define la estructura tarifaria bajo la cual se evaluará el modelo. Se incluyen proyecciones de tarifas por todo el periodo de evaluación (10 años) estimadas a partir de expectativas del mercado. Para este caso se escogió la tarifa AT4.3 1S-C1 correspondiente a la tarifa horaria opción 3 área 1S opción 1 alta tensión subterránea.

Para modelar este escenario, se utilizó un proceso de precios con regresión a la media de la siguiente forma:

$$dlogP = a(b - logP)dt + \sigma Pdz$$

Donde  $a$  es igual a la velocidad de la regresión a la media y  $b$  la tarifa de largo plazo. Para calcular la tarifa de largo plazo se consideró un 20% menos que la tarifa de Enel Distribución a diciembre de 2016, en concordancia con las proyecciones del Ministerio de energía y la Comisión Nacional de Energía [17] [37].



### Preparación de simulaciones

Al incluir los datos al modelo, se asignan valores a las variables a criterio del usuario, modelando el sistema a través de las restricciones y relaciones descritas en 5.3. Así, se obtiene un nuevo valor de consumo del cliente que considera el uso del sistema de baterías.

Se calculan entonces la demanda máxima leída para el nuevo consumo tanto en horario de punta como fuera de punta:

Parámetros	
Demanda Máx HP	475
Demanda Máx FP	628
Corte HP	237
Corte FP	440
Eficiencia	96%
PD	80
PC	16
Máx SoC	100%
Min SoC	0%

Variables	
Capacidad	80
Porcentaje a cortar HP [%]	50
Porcentaje a cortar FP [%]	30
Tiempo de descarga	1
VAN	\$ 993,866
Payback	6.00

Económicos	
Vida útil	10
Inversión US\$/kWh	400
\$/UF	26300
\$/USD	665
UF/USD	0.0253
Inversión \$/kWh	266,000
Tasa	11%

Demanda por potencia	Demanda HP			Demanda FP		
	Antigua	Nueva	Diferencia	Antigua	Nueva	Diferencia
1 Enero	0	0	0	445	440	5
2 Febrero	0	0	0	504	464	40
3 Marzo	0	0	0	484	456	28
4 Abril	399	336	63	618	618	0
5 Mayo	428	352	77	628	628	0
6 Junio	475	398	77	614	614	0
7 Julio	400	329	71	553	553	0
8 Agosto	356	279	77	455	455	0
9 Septiembre	401	324	77	525	525	0
10 Octubre	0	0	0	483	454	30
11 Noviembre	0	0	0	536	490	46
12 Diciembre	0	0	0	462	441	21

La obtención de estos valores permite el cálculo de los ahorros mensuales, dado que es posible determinar cuántos kW de potencia ahorra el sistema respecto a la demanda antigua. Entonces, se asigna un valor a cada kW ahorrado de cada mes de acuerdo a los cargos por potencia máxima leída en hora punta y fuera de punta según las tarifas proyectadas.

*Demanda con sistema vs demanda sin sistema*

Fecha	Demanda Leída HP		Demanda Facturada HP		Demanda Leída FP		Demanda Facturada FP		
	Antigua	Nueva	Antigua	Nueva	Antigua	Nueva	Antigua	Nueva	
ene-16		0	0			445	440		
feb-16		0	0			504	464		
mar-16		0	0			484	456		
abr-16		399	336			618	618		
may-16		428	352			628	628		
jun-16		475	398			614	614		
jul-16		400	329			553	553		
ago-16		356	279			455	455		
sep-16		401	324			525	525		
oct-16		0	0			483	454		
nov-16		0	0			536	490		
dic-16		0	0			462	441		
ene-17		0	0	452	375	480	441	623	623
feb-17		0	0	452	375	475	441	623	623
mar-17		0	0	452	375	399	399	623	623
abr-17		335	277	335	277	454	454	621	621
may-17		324	253	324	253	429	429	583	583
jun-17		388	319	388	319	511	511	545	539
jul-17		439	380	439	380	592	592	564	559
ago-17		435	368	435	368	585	585	588	588
sep-17		406	336	406	336	570	570	588	588
oct-17		0	0	437	374	478	441	588	588
nov-17		0	0	437	374	458	440	588	588
dic-17		0	0	437	374	444	440	588	588
ene-18		0	0	437	374	465	441	588	588

*Ahorro mensual generado por el sistema*

Fecha	Demanda Antigua			Demanda Nueva			Ahorro		
	Cargo HP	Cargo FP	Total	Cargo HP	Cargo FP	Total	Cargo HP	Cargo FP	Total CLP
ene-17	2,366,243	555,445	2,921,688	1,963,789	555,445	2,519,234	402,454	-	402,454
feb-17	2,366,243	555,445	2,921,688	1,963,789	555,445	2,519,234	402,454	-	402,454
mar-17	2,366,243	555,445	2,921,688	1,963,789	555,445	2,519,234	402,454	-	402,454
abr-17	1,756,507	553,541	2,310,048	1,453,503	553,541	2,007,044	303,004	-	303,004
may-17	1,697,263	520,212	2,217,475	1,327,045	520,212	1,847,257	370,219	-	370,219
jun-17	2,033,147	485,628	2,518,774	1,674,249	480,801	2,155,050	358,898	4,827	363,724
jul-17	2,301,174	502,905	2,804,080	1,990,054	498,079	2,488,132	311,121	4,827	315,947
ago-17	2,277,918	524,578	2,802,496	1,930,534	524,578	2,455,112	347,384	-	347,384
sep-17	2,126,065	524,578	2,650,644	1,763,305	524,578	2,287,883	362,760	-	362,760
oct-17	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
nov-17	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
dic-17	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
ene-18	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
feb-18	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
mar-18	2,289,546	524,578	2,814,124	1,960,294	524,578	2,484,872	329,252	-	329,252
abr-18	1,682,136	524,578	2,206,715	1,352,055	524,578	1,876,633	330,082	-	330,082
may-18	1,674,113	524,578	2,198,692	1,377,505	524,578	1,902,083	296,608	-	296,608
jun-18	1,986,793	524,578	2,511,372	1,621,583	524,578	2,146,162	365,210	-	365,210
jul-18	2,312,159	532,137	2,844,296	1,909,705	532,137	2,441,843	402,454	-	402,454

Una vez cuantificados los ahorros, estos se incluyen en el flujo de caja del cliente junto con los costos del sistema, la inversión y todos los parámetros económicos necesarios para calcular los indicadores de rentabilidad del proyecto.

*Fragmento del flujo de caja del proyecto para el cliente*

Mes	0	1	2	3	4	5
Ahorro		\$ 402,454	\$ 402,454	\$ 402,454	\$ 303,004	\$ 370,219
Instalación	-\$ 2,128,000					
O&M		-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467
Fee optimización	-\$ 21,280,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos		\$ 402,454	\$ 402,454	\$ 402,454	\$ 303,004	\$ 370,219
Costos	-\$ 23,408,000	-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467	-\$ 35,467
<b>Total</b>	<b>-\$ 23,408,000</b>	<b>\$ 366,987</b>	<b>\$ 366,987</b>	<b>\$ 366,987</b>	<b>\$ 267,538</b>	<b>\$ 334,752</b>
FD	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.96
Flujos	-\$ 23,408,000	\$ 363,809	\$ 360,659	\$ 357,536	\$ 258,391	\$ 320,508
Acumulado	-\$ 23,408,000	-\$ 23,041,013	-\$ 22,674,026	-\$ 22,307,039	-\$ 22,039,501	-\$ 21,704,749

VAN CLP	\$ 993,866
TIR	12.10%
Payback anual	6.0

Por último, se definen los rangos entre los cuales se realizarán las simulaciones que permitirán encontrar la configuración del sistema que maximice el VAN del proyecto.

*Preparación de simulaciones*

Variables	Mín	Máx	Step
Capacidad	10	100	5
Porcentaje a cortar HP	0	50	10
Porcentaje a cortar FP	0	30	10
Tiempo de descarga	1	3	1

Capacidad	Porcentaje a cortar HP	Porcentaje a cortar FP	Tiempo de descarga	VAN
10	0	0	1	1
10	0	0	2	2
10	0	0	3	3
10	0	10	1	1
10	0	10	2	2
10	0	10	3	3
10	0	20	1	1
10	0	20	2	2
10	0	20	3	3
10	0	30	1	1
10	0	30	2	2
10	0	30	3	3
10	10	0	1	1
10	10	0	2	2
10	10	0	3	3

Preparar Simulaciones

Simular

*Simulaciones e identificación de máximos*

Utilizando macros y el algoritmo presentado en el Anexo B, se obtiene el valor del proyecto para todas las combinaciones de las variables definidas.

**Primera iteración de simulaciones**

Variables	Min	Máx	Step	
Capacidad	10	100	10	10
Porcentaje a cortar HP		25	50	25
Porcentaje a cortar FP		15	30	15
Tiempo de descarga	1	2	1	

Preparar Simulaciones

Simular

Capacidad	Porcentaje a cortar HP	Porcentaje a cortar FP	Tiempo de descarga	VAN
40	50	30	2	5,547,939
50	25	15	1	1,712,700
50	25	15	2	8,607,123
50	25	30	1	1,705,271
50	25	30	2	8,599,694
50	50	15	1	2,241,876
50	50	15	2	6,944,634
50	50	30	1	2,249,305
50	50	30	2	6,937,204
60	25	15	1	2,581,126
60	25	15	2	10,403,450
60	25	30	1	2,573,696
60	25	30	2	10,396,021
60	50	15	1	2,375,088
60	50	15	2	8,333,899
60	50	30	1	2,383,518

Se analizan los resultados y se vuelve a simular acotando los rangos de las variables, de manera de aumentar la resolución de la simulación entre aquellos valores donde se identifican los óptimos. Para el ejemplo presentado en la figura anterior, es posible identificar que los óptimos se encuentran para tiempos de descarga de 1 hora y un porcentaje de punta a cortar en HP de 50% y FP de 30%. El tamaño óptimo del sistema alcanza su mayor valor entre los 40 y 70 kWh de capacidad.

**Última iteración de simulaciones**

Variables	Min	Máx	Step	
Capacidad		40	70	1
Porcentaje a cortar HP		50	50	25
Porcentaje a cortar FP		30	30	15
Tiempo de descarga		1	1	1

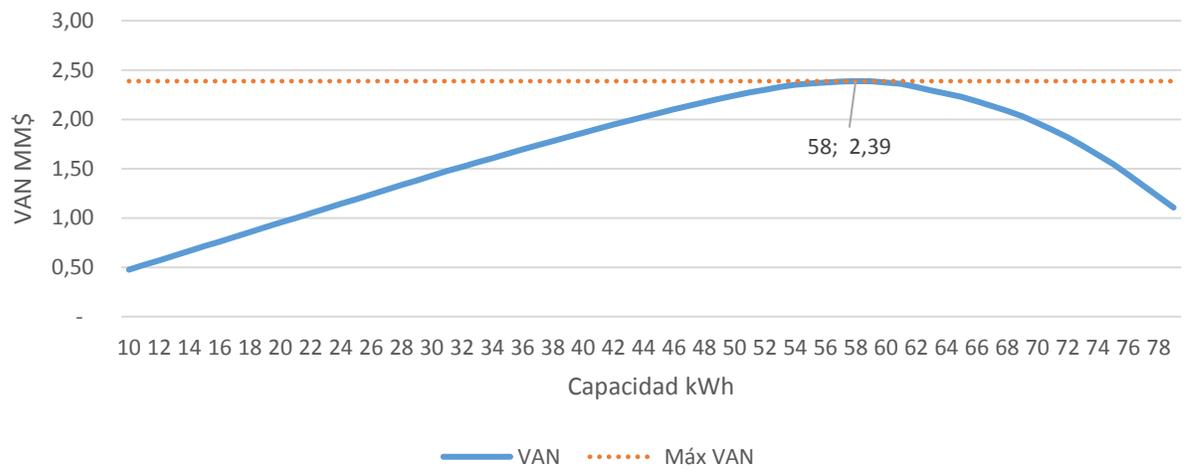
Preparar Simulaciones

Simular

Capacidad	Porcentaje a cortar HP	Porcentaje a cortar FP	Tiempo de descarga	VAN
50	50	30	1	2,249,305
51	50	30	1	2,280,974
52	50	30	1	2,308,946
53	50	30	1	2,335,947
54	50	30	1	2,359,036
55	50	30	1	2,373,432
56	50	30	1	2,383,394
57	50	30	1	2,391,142
58	50	30	1	2,396,415
59	50	30	1	2,393,591
60	50	30	1	2,382,518
61	50	30	1	2,367,643
62	50	30	1	2,335,872
63	50	30	1	2,303,133
64	50	30	1	2,270,393
65	50	30	1	2,235,990
66	50	30	1	2,192,334
67	50	30	1	2,142,627
68	50	30	1	2,095,277
69	50	30	1	2,039,620
70	50	30	1	1,971,862

Aumentando la resolución de las simulaciones, es posible observar que el máximo VAN se encuentra cuando la capacidad del sistema es de 58 kWh.

### Identificación de la dimensión óptima del sistema de baterías



## Anexo D: Flujos de caja cliente

### Dimensionamiento Preliminar<sup>13</sup>:

Mes	0	1	2	3	4	5	6
Ahorros		\$ 353,719	\$ 353,719	\$ 353,719	\$ 351,095	\$ 353,719	\$ 353,719
Instalación	-\$ 1,995,000						
O&M		-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250
Fee optimización	-\$ 19,950,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos		\$ 353,719	\$ 353,719	\$ 353,719	\$ 351,095	\$ 353,719	\$ 353,719
Costos	-\$ 21,945,000	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250	-\$ 33,250
<b>Total</b>	<b>-\$ 21,945,000</b>	<b>\$ 320,469</b>	<b>\$ 320,469</b>	<b>\$ 320,469</b>	<b>\$ 317,845</b>	<b>\$ 320,469</b>	<b>\$ 320,469</b>
FD	\$ 1	\$ 0.991	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Flujos	-\$ 21,945,000	\$ 317,694	\$ 314,943	\$ 312,216	\$ 306,978	\$ 306,833	\$ 304,176
Acumulado	-\$ 21,945,000	-\$ 21,624,531	-\$ 21,304,062	-\$ 20,983,593	-\$ 20,665,748	-\$ 20,345,279	-\$ 20,024,810

VAN CLP	\$ 1,806,548
TIR	13.2%
Payback anual	5.8

### Dimensionamiento con variabilidad:

Mes	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779
Instalación	-\$ 1,542,800						
O&M		-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713
Fee optimización	-\$ 15,428,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779
Costos	-\$ 16,970,800	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713
<b>Total</b>	<b>-\$ 16,970,800</b>	<b>\$ 266,066</b>					
FD	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Flujos	-\$ 16,970,800	\$ 263,762	\$ 261,478	\$ 259,214	\$ 256,969	\$ 254,744	\$ 252,538
Acumulado	-\$ 16,970,800	-\$ 16,704,734	-\$ 16,438,669	-\$ 16,172,603	-\$ 15,906,538	-\$ 15,640,472	-\$ 15,374,406

VAN CLP	\$ 2,387,293
TIR	14.66%
Payback anual	5.5

<sup>13</sup> Solo se muestran los primeros 6 meses.

### *Demanda desconocida*

Mes	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 260,811	\$ 291,779
Instalación	-\$ 1,542,800						
O&M		-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713
Fee optimización	-\$ 15,428,000	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Ingresos		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 260,811	\$ 291,779
Costos	-\$ 16,970,800	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713
Total	-\$ 16,970,800	\$ 266,066	\$ 266,066	\$ 266,066	\$ 266,066	\$ 235,098	\$ 266,066
FD	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Flujos	-\$ 16,970,800	\$ 263,762	\$ 261,478	\$ 259,214	\$ 256,969	\$ 225,094	\$ 252,538
Acumulado	-\$ 16,970,800	-\$ 16,704,734	-\$ 16,438,669	-\$ 16,172,603	-\$ 15,906,538	-\$ 15,671,440	-\$ 15,405,374

VAN CLP	\$ 1,574,002
TIR	13.41%
Payback anual	5.8

### *Financiamiento*

Mes	0	1	2	3	4	5	6
Ahorro		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 260,811	\$ 291,779
Instalación	-\$ 1,542,800						
O&M		-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713	-\$ 25,713
Fee optimización	-\$ 3,085,600	-\$ 259,630	-\$ 259,630	-\$ 259,630	-\$ 259,630	-\$ 259,630	-\$ 259,630
Ingresos		\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 291,779	\$ 260,811	\$ 291,779
Costos	-\$ 4,628,400	-\$ 285,343	-\$ 285,343	-\$ 285,343	-\$ 285,343	-\$ 285,343	-\$ 285,343
Total	-\$ 4,628,400	\$ 6,436	\$ 6,436	\$ 6,436	\$ 6,436	-\$ 24,532	\$ 6,436
FD	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1	\$ 1
Flujos	-\$ 4,628,400	\$ 6,380	\$ 6,325	\$ 6,270	\$ 6,216	-\$ 23,488	\$ 6,109
Acumulado	-\$ 4,628,400	-\$ 4,621,964	-\$ 4,615,528	-\$ 4,609,092	-\$ 4,602,656	-\$ 4,627,187	-\$ 4,620,751

VAN CLP	\$ 1,832,033
TIR	15.87%
Payback anual	6.8

## Anexo E: Flujo de caja empresa comercializadora

Se presenta el flujo de caja acumulado anual del proyecto, para el cálculo de los resultados del proyecto se utilizó un flujo mensual.

Año	0	1	2	3	4	5
Instalación		\$ 15,428	\$ 15,428	\$ 15,428	\$ 30,856	\$ 30,856
Cuota inicial		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Fee Optimización		\$ 21,718	\$ 78,184	\$ 135,046	\$ 222,707	\$ 314,712
O&M		\$ 1,414	\$ 5,091	\$ 8,794	\$ 14,502	\$ 21,908
<b>Total Ingresos</b>		<b>\$ 38,560</b>	<b>\$ 98,704</b>	<b>\$ 159,268</b>	<b>\$ 268,066</b>	<b>\$ 367,476</b>
Servicio O&M		-\$ 1,131	-\$ 4,073	-\$ 7,035	-\$ 11,602	-\$ 17,526
Instalación		-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 21,599	-\$ 21,599
Equipos		-\$ 134,995	-\$ 121,496	-\$ 109,346	-\$ 196,823	-\$ 177,140
Importación		-\$ 3	-\$ 3	-\$ 3	-\$ 5	-\$ 5
<b>Total Costos</b>		<b>-\$ 146,929</b>	<b>-\$ 136,371</b>	<b>-\$ 127,183</b>	<b>-\$ 230,029</b>	<b>-\$ 216,271</b>
Sueldo Gerente		-\$ 24,000	-\$ 24,000	-\$ 24,000	-\$ 24,000	-\$ 24,000
Sueldo Vendedores		-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800
Sueldo Contador		-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800	-\$ 10,800
Servicios Básicos		-\$ 900	-\$ 900	-\$ 900	-\$ 900	-\$ 900
<b>Total Gastos</b>		<b>-\$ 46,500</b>				
Gastos financieros		-\$ 9,912	-\$ 9,213	-\$ 8,450	-\$ 7,619	-\$ 6,712
Depreciación						
<b>Total Otros</b>		<b>-\$ 9,912</b>	<b>-\$ 9,213</b>	<b>-\$ 8,450</b>	<b>-\$ 7,619</b>	<b>-\$ 6,712</b>
<b>Resultado operacional</b>		<b>-\$ 164,781</b>	<b>-\$ 93,380</b>	<b>-\$ 22,865</b>	<b>-\$ 16,082</b>	<b>\$ 97,993</b>
Pérdidas ejercicio anterior		-\$ 164,781	-\$ 93,380	-\$ 22,865	-\$ 16,082	\$ 0
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		<b>-\$ 329,562</b>	<b>-\$ 186,759</b>	<b>-\$ 45,731</b>	<b>-\$ 32,164</b>	<b>\$ 97,993</b>
<b>Impuestos</b>		\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	-\$ 24,498
<b>Utilidad después de impuestos</b>		<b>-\$ 329,562</b>	<b>-\$ 186,759</b>	<b>-\$ 45,731</b>	<b>-\$ 32,164</b>	<b>\$ 73,494</b>
Depreciación						
Pérdidas ejercicio anterior		\$ 164,781	\$ 93,380	\$ 22,865	\$ 16,082	\$ 0
<b>Flujo de caja operacional</b>		<b>-\$ 164,781</b>	<b>-\$ 93,380</b>	<b>-\$ 22,865</b>	<b>-\$ 16,082</b>	<b>\$ 73,494</b>
Inversión						
Valor residual de los activos						\$ 510,220
Capital de Trabajo	-\$ 262,483					
Recuperación Capital de Trabajo						\$ 262,483
Préstamo	\$ 118,117					
Amortización		-\$ 7,774	-\$ 8,474	-\$ 9,237	-\$ 10,068	-\$ 10,974
<b>Flujo de Capitales</b>	<b>-\$ 144,366</b>	<b>-\$ 7,774</b>	<b>-\$ 8,474</b>	<b>-\$ 9,237</b>	<b>-\$ 10,068</b>	<b>\$ 761,729</b>
<b>Flujo de caja privado</b>	<b>-\$ 144,366</b>	<b>-\$ 172,555</b>	<b>-\$ 101,854</b>	<b>-\$ 32,102</b>	<b>-\$ 26,150</b>	<b>\$ 835,223</b>
<b>Factor de descuento</b>	1.00	0.91	0.83	0.76	0.69	0.63
<b>Flujos descontados</b>	<b>-\$ 144,366</b>	<b>-\$ 157,148</b>	<b>-\$ 84,477</b>	<b>-\$ 24,248</b>	<b>-\$ 17,988</b>	<b>\$ 523,239</b>
<b>Flujos acumulados</b>	<b>-\$ 144,366</b>	<b>-\$ 316,921</b>	<b>-\$ 418,775</b>	<b>-\$ 450,877</b>	<b>-\$ 477,027</b>	<b>\$ 358,196</b>

<b>VAN [MM\$]</b>	<b>102</b>
<b>TIR</b>	<b>15.5%</b>
<b>Payback [Años]</b>	<b>5</b>

# Anexo F: Ejemplo tarifas de suministro Enel Distribución S.A.

## TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS

De acuerdo a lo establecido en el artículo N° 191 de DFL N° 4 de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se detallan a continuación las tarifas que aplicará retroactivamente Chilectra S.A. a los suministros sometidos a regulación de precios, a partir del 01 de Febrero de 2015 y que reemplazan a los publicados con fecha 26 de Mayo de 2015. Las opciones tarifarias y condiciones de aplicación son las establecidas en el Decreto N° 1T de 2012, Decreto N° 10T de 2014 y en el Decreto N° 12T de 2015, todos del Ministerio de Energía.

VALORES NETOS Y CIIVA TARIFAS DE SUMINISTRO	ÁREA 1 A (a)		ÁREA 1 A (b)		ÁREA 1 A (c) SIC 2		ÁREA 1 A (c) SIC 3		ÁREA 15 Caso 1(a) AT.-SUBT.: B.T.-ÁREA		ÁREA 15 Caso 2(a) AT.-ÁREA, B.T.-SUBT.		ÁREA 15 Caso 3(a) AT. Y B.T.-SUBTERRANEA	
	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO	VIGENCIA 1-02-2015	\$ NETO
BT-1	Cargo Fijo (\$/cliente)	589.8411	702.03	819.4957	975.20	934.8974	1.112.29	934.8974	1.112.29	589.8411	702.03	589.8411	702.03	589.8411
	Energía Base (\$/kWh)	86.0764	102.431	91.1176	108.430	106.0327	126.179	100.9598	120.142	88.6739	105.522	88.6739	105.522	91.7596
BT-2	E. Adicional de Invierno (\$/kWh)	112.5739	133.983	122.6554	145.960	147.5781	175.618	142.3403	169.385	118.7420	141.303	117.7697	140.148	123.9394
	Cargo Fijo (\$/cliente)	589.8411	702.03	819.4957	975.20	934.8974	1.112.29	934.8974	1.112.29	589.8411	702.03	589.8411	702.03	589.8411
BT-3	Cargo Fijo (\$/cliente)	932.0252	1.109.11	1.323.5126	1.574.98	1.528.8974	1.819.15	1.528.8974	1.819.15	932.0252	1.109.11	932.0252	1.109.11	932.0252
	Energía (\$/kWh)	59.5789	70.899	59.5789	70.899	64.4873	78.740	59.5789	70.899	59.5789	70.899	59.5789	70.899	59.5789
BT-4	Cons. Parc. Ple. Pla (\$/kW/mes)	5.131.0420	6.105.94	6.240.0252	7.425.63	8.453.0840	10.035.37	8.405.3529	10.002.37	5.808.5128	6.813.32	5.702.8630	6.788.05	6.381.3183
	Cons. Ple. Punta (\$/kW/mes)	8.260.8218	9.830.14	9.924.0540	11.809.66	13.220.6134	15.732.53	13.172.0540	15.674.78	9.278.3183	11.041.20	9.117.8691	10.850.30	10.136.0252
BT-4	Cargo Fijo BT-4.1 (\$/cliente)	589.8411	702.03	819.4957	975.20	934.8974	1.112.29	934.8974	1.112.29	589.8411	702.03	589.8411	702.03	589.8411
	Cargo Fijo BT-4.2 (\$/cliente)	932.0252	1.109.11	1.323.5126	1.574.98	1.528.8974	1.819.15	1.528.8974	1.819.15	932.0252	1.109.11	932.0252	1.109.11	932.0252
BT-4	Cargo Fijo BT-4.3 (\$/cliente)	1.022.2016	1.216.42	1.648.3361	1.981.52	1.655.6050	1.970.17	1.655.6050	1.970.17	1.022.2016	1.216.42	1.022.2016	1.216.42	1.022.2016
	Energía (\$/kWh)	59.5789	70.899	59.5789	70.899	64.4873	78.740	59.5789	70.899	59.5789	70.899	59.5789	70.899	59.5789
BT-4	Pot. Total Cont o Leída (\$/kW/mes)	1.644.6302	1.957.11	2.041.9327	2.429.90	3.270.8655	3.892.33	3.270.8655	3.892.33	1.728.7394	2.057.20	2.101.9497	2.501.20	2.186.1848
	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)	6.615.9915	7.873.03	7.882.1512	9.379.78	9.949.7478	11.840.20	9.901.2184	11.782.45	7.549.5798	8.984.00	7.016.0504	8.349.10	7.949.9403
AT-2	Cargo Fijo AT-4.1 (\$/cliente)	589.8411	702.03	819.4957	975.20	934.8974	1.112.29	934.8974	1.112.29	589.8411	702.03	589.8411	702.03	589.8411
	Cargo Fijo AT-4.2 (\$/cliente)	932.0252	1.109.11	1.323.5126	1.574.98	1.528.8974	1.819.15	1.528.8974	1.819.15	932.0252	1.109.11	932.0252	1.109.11	932.0252
AT-3	Energía (\$/kWh)	56.5915	67.344	56.5915	67.344	61.2529	72.891	56.5915	67.344	56.5915	67.344	56.5915	67.344	56.5915
	Cons. Parc. Ple. Pla (\$/kW/mes)	3.246.5462	3.863.39	3.921.0766	4.686.08	4.642.9159	5.525.07	4.614.1092	5.490.79	3.878.0924	4.614.93	3.246.5462	3.863.39	3.878.0924
AT-4	Cons. Ple. Punta (\$/kW/mes)	4.774.5128	5.681.67	5.617.6722	6.685.03	6.528.7815	7.789.25	6.483.9883	7.715.92	5.563.9411	6.621.08	4.774.5128	5.681.67	5.563.9411
	Cargo Fijo AT-4.1 (\$/cliente)	589.8411	702.03	819.4957	975.20	934.8974	1.112.29	934.8974	1.112.29	589.8411	702.03	589.8411	702.03	589.8411
AT-4	Cargo Fijo AT-4.2 (\$/cliente)	932.0252	1.109.11	1.323.5126	1.574.98	1.528.8974	1.819.15	1.528.8974	1.819.15	932.0252	1.109.11	932.0252	1.109.11	932.0252
	Cargo Fijo AT-4.3 (\$/cliente)	1.022.2016	1.216.42	1.648.3361	1.981.52	1.655.6050	1.970.17	1.655.6050	1.970.17	1.022.2016	1.216.42	1.022.2016	1.216.42	1.022.2016
AT-4	Energía (\$/kWh)	56.5915	67.344	56.5915	67.344	61.2529	72.891	56.5915	67.344	56.5915	67.344	56.5915	67.344	56.5915
	Pot. Total Cont o Leída (\$/kW/mes)	528.2773	628.27	919.7583	1.094.51	1.324.0262	1.575.59	1.324.0262	1.575.59	894.6808	1.064.67	528.2773	628.27	894.6808
Todas las Tarifas	Dem. Máx. de Punta (\$/kW/mes)	4.248.2352	5.055.40	4.867.9159	5.950.52	5.204.7593	6.193.68	5.159.9411	6.140.33	4.869.2805	5.556.42	4.248.2352	5.055.40	4.869.2805
	Cargo Único por uso Troncal (\$/kWh)	0.58500	0.69615	0.58500	0.69615	0.58500	0.69615	0.58500	0.69615	0.58500	0.69615	0.58500	0.69615	0.58500

Energía inyectada en baja tensión (\$/kWh)	59.5789	-	59.5789	-	64.4873	-	59.5789	-	59.5789	-	59.5789	-	59.5789	-
Energía inyectada en media tensión (\$/kWh)	56.5915	-	56.5915	-	61.2529	-	56.5915	-	56.5915	-	56.5915	-	56.5915	-

Las condiciones de aplicación de las Tarifas de Inyección son las establecidas en la Ley N° 20.571 de 2012, del Ministerio de Energía, que regula el pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. LOS VALORES NO SON AFECTOS A IVA.

LAS COMUNAS PARA EL ÁREA 1A Y 1S SE DEFINEN SEGÚN DECRETO N° 1T/2012 (E):

- ( a ) Comunas no indicadas en ( b ) y ( c ).
- ( b ) Colina.
- ( c ) Tl Ti

# Anexo G: Especificaciones técnicas baterías

Powerwall

## Technical Specs

<p><b>Usable Capacity</b> 13.5 kWh</p> <p><b>Depth of Discharge</b> 100%</p> <p><b>Efficiency</b> 90% round-trip</p> <p><b>Power</b> 7kW peak / 5kW continuous</p> <p><b>Supported Applications</b> Solar self-consumption Time of use load shifting Backup Off grid</p> <p><b>Warranty</b> 10 years</p>	<p><b>Scalable</b> Up to 9 Powerwalls</p> <p><b>Operating Temperature</b> -4° to 122°F / -20°C to 50°C</p> <p><b>Dimensions</b> L x W x D: 44" x 29" x 5.5" (1150mm x 755mm x 155mm)</p> <p><b>Weight</b> 264.4 lb / 120 kg</p> <p><b>Installation</b> Floor or wall mounted Indoor or outdoor</p> <p><b>Certification</b> North American and International Standards Grid code compliant</p>
--	---

Overall System Specs

AC Voltage	380 to 480V, 3 phases	Energy Capacity	210 kWh (AC) per Powerpack
Communications	Modbus TCP/IP; DNP3	Operating Temperature	-22°F to 122°F / -30°C to 50°C
Power	50kW (AC) per Powerpack	Enclosures	Pods: IP67 Powerpack: IP35/NEMA 3R Inverter: IP66/NEMA 4
Scalable Inverter Power	from 50kVA to 625kVA (at 480V)	System Efficiency (AC) *	88% round-trip (2 hour system) 89% round-trip (4 hour system)
Depth of Discharge	100%	Certifications	Nationally accredited certifications to international safety, EMC, utility and environmental legislation.
Dimensions	<p><b>Powerpack</b>                      Length: 1,308 mm (51.5")                      Width: 822 mm (32.4")                      Height: 2,185 mm (86")                      Weight: 1622 kg (3575 lbs)</p> <p><b>Industrial Inverter</b>                      Length: 1,014 mm (39.9")                      Width: 1254 mm (49.4")                      Height: 2192 mm (86.3")                      Weight: 1200 kg (2650 lbs)</p>		

\* Net Energy delivered at 25°C (77°F) ambient temperature including thermal control

