



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

**APLICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE SISTEMAS BESS EN  
PARQUES EÓLICOS Y FOTOVOLTAICOS EN EL SISTEMA  
ELÉCTRICO CHILENO**

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

DANIEL ESTEBAN PARADA PINO

**PROFESOR GUÍA:  
MARCELO MATUS ACUÑA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
CARLOS MENDOZA ROBLES  
ANDRES CABA RUTTE**

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Acciona Energía Chile.

SANTIAGO DE CHILE  
2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.  
**POR:** Daniel Esteban Parada Pino  
**FECHA:** 2018  
**PROFESOR GUÍA:** Marcelo Matus Acuña

## **Aplicaciones Técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el Sistema Eléctrico Chileno.**

Los sistemas de almacenamiento de energía son un conjunto de tecnologías que presentan diversas características técnicas, las cuales generan una variedad de aplicaciones que permiten mejorar la operación técnica y económica de los sistemas eléctricos.

El potente desarrollo de la electro movilidad e industria tecnológica han impulsado el desarrollo de la tecnología ion-litio. El aumento explosivo de su manufactura, la cual ha disminuido drásticamente sus costos, sumado a las múltiples químicas disponibles y su alta eficiencia la hacen sobresalir con respecto a otras tecnologías electroquímicas. [1]

El objetivo general del presente estudio es evaluar la factibilidad técnica y económica de la instalación de un banco de baterías ion-litio asociado a una central fotovoltaica y central eólica que operan actualmente en el Sistema Eléctrico Nacional.

En Chile se está trabajando en el reglamento de coordinación y operación de sistemas de almacenamiento (SAE). Es por esto que la operación del SAE se basa en el reglamento preliminar que regirá la coordinación y operación publicado en octubre de 2017.

Las simulaciones de la operación del sistema para un horizonte de cinco años se realizarán en la plataforma computacional Chebyshev, desarrollada por el centro de energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Esta plataforma presenta la ventaja de modelar la operación del sistema en tiempo continuo por lo que es posible rescatar las sensibilidades y variaciones que se puedan dar principalmente por las tecnologías de generación con recurso variable como solares y eólicas.

Se simuló la operación del sistema eléctrico para tres casos de estudio, el primer caso no considera uso de sistemas de almacenamiento, el segundo caso considera un BESS en modo de arbitraje de energía operado en la misma barra de conexión que la central generadora de interés y el tercer caso simula la operación de la central generadora con capacidad de almacenamiento.

Los resultados obtenidos verifican una correcta operación técnica del sistema de almacenamiento pero dan cuenta de la infactibilidad económica del proyecto según los supuestos tomados. Los altos costos de capital de las baterías son los principales factores para que el proyecto no tenga rentabilidad positiva. Es importante tener en cuenta que el explosivo desarrollo de la manufactura de baterías gracias a la industria de vehículos eléctricos proyecta una agresiva disminución de costos para un horizonte cercano.

# Agradecimientos

Crecer, es quizás el verbo que resume mi paso por la universidad. Crecimiento reflejado en muchas aristas de mi vida, crecimiento debido a experiencias vividas, desafíos asumidos y por sobre todo muchas personas de las que he aprendido en este breve camino de seis años.

Es precisamente a esas personas que me han acompañado, apoyado y enseñado a las que le quiero agradecer. Sabiendo que media página no logrará reflejar ni un poco de los sentimientos que tengo por ustedes.

Mi familia, comenzando con mis padres Esteban y Gloria siguiendo con mí mejor amiga y hermana Jaritza. Ustedes han sido y seguirán siendo mis pilares en todos los procesos de mi vida y en los que vendrán. Éste pequeño logro en mi vida se los dedico completamente a ustedes. Los amo.

Guille, Patito, Kike, Carlitos, Alexander, Cristian, Cristóbal, Tamara. Estas líneas son una pequeña muestra de cariño y agradecimiento que tengo hacia ustedes. Testigos de muchos procesos de mi vida y no tengo duda que lo seguirán siendo en muchos de los que vienen. Los amo

Personas, es lo más valioso que me ha dejado este proceso universitario y junto a esas personas experiencias y momentos vividos de los cuales he aprendido y me han hecho crecer.

Para esas personas que comenzaron siendo mis compañeros en esa sección ocho del 2012 y se han convertido en personas importantísimas. Seba Silva (El Men), Nico Chirino (kirino), Francisco Azocar (Pancho), Ale Flores (Pelao), Fernanda Muñoz (Feña), Fran Barrera (Fran), Héctor Otárola (Tito), Erick Rojo (Negro), Gabriela Arancibia (Gabi), Macka Tapia (Mackenzie). Gracias por demostrarme siempre cariño, preocupación y por sobre todo amistad.

Es increíble la cantidad de gente linda que llega a ocupar un lugar en el corazón, a veces para por un tiempo y otras para siempre. ¿Quién sabe? Muchas veces no recuerdas el momento exacto en que las conociste y mucho menos el momento en que dejaron de ser conocidos y se convirtieron en amigos, sólo sabes que están contigo y los quieres mucho. Vale Gómez, Tami Aranguiz, Jaime Pérez, Franco Amigo, Vale Palma, Franco Vargas, Antonia Larrañaga, Mati González, Miguel Inostroza, Gabriel Díaz, Lionel Real, Andrés Caba. Son solo algunas de la bella gente que ha estado conmigo.

No puedo dejar fuera de estos agradecimientos al equipo de “Difusión” del que fui parte por cuatro años y me permitió aprender y desarrollar habilidades que no pude haber explotado en otra parte. Gracias a toda su gente por ser un excelente equipo humano. Es especial agradecer a la Mane por entregar sólo dulzura, amor y preocupación. Gracias Pilar por enseñarme, confiar y hacerme sentir como un amigo.

# Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Motivación.....	1
1.2.	Objetivos.....	1
1.2.1.	Objetivos Generales.....	1
1.2.2.	Objetivos Específicos .....	2
1.3.	Alcances.....	2
1.4.	Estructura del trabajo.....	3
2.	Sistemas de Almacenamiento en Baterías y Aplicaciones Técnico-Económica.....	4
2.1.	Tecnologías de Almacenamiento de Energía en Sistemas Interconectados .....	4
2.1.1.	Centrales de Bombeo.....	4
2.1.2.	Aire Comprimido.....	5
2.1.3.	Volantes de Inercia .....	5
2.1.4.	Almacenamiento Térmico .....	6
2.1.5.	Ultra capacitores .....	6
2.1.6.	Sistemas de almacenamiento de baterías (BESS) .....	7
2.2.	Comparación entre tecnologías de almacenamiento .....	9
2.2.1.	Acumuladores Comerciales .....	11
2.3.	Componentes de un BESS .....	12
2.3.1.	Baterías .....	13
2.3.2.	Convertor .....	13
2.3.3.	Sistema de gestión de baterías .....	14
2.3.4.	Controlador.....	14
2.3.5.	Sistemas de Protección .....	14
2.3.6.	Transformador .....	14
2.3.7.	Obras Civiles adicionales .....	15
2.4.	Aplicación de BESS en Chile y el Mundo .....	15
2.5.	Funcionamiento del mercado eléctrico chileno.....	18
2.5.1.	Fundamento económico del mercado eléctrico chileno .....	18
2.5.2.	Modelo del Mercado Eléctrico .....	19
2.5.3.	Mercado Spot.....	19
2.5.4.	Servicios Complementarios.....	21
2.5.5.	Reglamentos de Coordinación y Operación de Sistemas de Almacenamiento .....	21

2.6. Resolución de la simulación .....	23
3. Metodología.....	25
3.1. Representación del sistema eléctrico chileno .....	25
3.1.1. Capacidad instalada y características de operación de las centrales .....	26
3.1.2. Hidrologías .....	27
3.1.3. Características del BESS .....	28
3.2. Modelo de carga y descarga BESS.....	28
3.3. Casos de estudio .....	30
3.3.1. Caso A: Arbitraje de Energía.....	30
3.3.2. Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.....	31
3.4. Simulaciones.....	32
3.5. Plataforma Computacional Chebyshev .....	32
3.6. Evaluación económica.....	33
3.6.1. Cálculo de ingresos anuales.....	33
3.6.2. Cálculo de costos anuales .....	34
3.6.3. Utilidades anuales.....	35
3.6.4. Análisis de factibilidad económica.....	36
3.6.5. Energía vertida.....	37
4. Resultados y Análisis .....	38
4.1. Caso base .....	38
4.1.1. Datos de la operación técnica .....	38
4.1.2. Datos de la operación económica .....	41
4.2. Caso A: “Arbitraje de energía” .....	43
4.2.1. Datos de la operación técnica .....	43
4.2.2. Datos de la operación económica .....	46
4.3. Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.....	47
4.3.1. Datos de la operación técnica .....	48
4.3.2. Datos de la operación económica .....	50
4.4. Factibilidad económica.....	52
4.4.1. El Romero.....	52
4.4.2. Punta Palmera.....	53
4.5. Análisis económico .....	54
5. Conclusiones.....	56
6. Bibliografía.....	58

Anexo A Resultados hidrología seca.....	59
A.1 Caso A: “Arbitraje de energía” .....	59
A.2 Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento .....	62
Anexo B. Característica de las centrales generadoras .....	64

## Índice de tablas

Tabla 1: Comparación entre tecnologías de almacenamiento .....	10
Tabla 2: Barras de sistemas consideradas.....	26
Tabla 3: Resumen escenarios simulados .....	32
Tabla 4: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil .....	52
Tabla 5: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil .....	52
Tabla 6: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil .....	53
Tabla 7: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil .....	53
Tabla 8: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil .....	53
Tabla 9: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil .....	53
Tabla 10: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil .....	54
Tabla 11: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil .....	54

# Índice de Figuras

Figura 1: Circuito interior y exterior de un sistema electroquímico general [10] .....	8
Figura 2: Grado de madurez tecnología [11].....	9
Figura 3: Curva DOD entregada por fabricante Europeo de baterías de plomo-acido.....	12
Figura 4: BESS con equipos esenciales.....	13
Figura 5: Resumen de aplicaciones de sistemas de almacenamiento en sectores eléctricos .....	16
Figura 6: Equilibrio Financiero en el modelo marginalista. [15] .....	18
Figura 7: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico. [16].....	20
Figura 8: Metodología evaluación técnico- económica.....	25
Figura 9: Porcentaje de la capacidad instalada por tecnología.....	27
Figura 10: curva de carga de una batería de litio típica.....	29
Figura 11: Curva de carga del BESS .....	29
Figura 12: Esquema de conexión Caso A.....	30
Figura 13: Esquema de conexión Caso B.....	31
Figura 14: Demanda de energía anual en el sistema .....	38
Figura 15: Perfil de demanda semanal Enero 2018.....	39
Figura 16: Energía inyectada por central e hidrología .....	39
Figura 17: Energía vertida y factor de planta hidrología húmeda .....	40
Figura 18: Energía vertida y factor de planta hidrología seca caso base.....	41
Figura 19 : Utilidades anuales por central e hidrología.....	42
Figura 20: Costo marginal promedio anual de las barras de conexión estudiadas .....	42
Figura 22: Operación BESS El Romero .....	43
Figura 23: Operación BESS Pta. Palmera .....	44
Figura 24: Energía inyectada central generadora “caso A” .....	44
Figura 25: Energía vertida y factor de planta hidrología seca caso A .....	45
Figura 26: Energía inyectada BESS El Romero .....	45
Figura 27: Energía inyectada BESS Pta. Palmera .....	46
Figura 28: Utilidades BESS El Romero caso A .....	46
Figura 29: Utilidades BESS Pta. Palmera caso A .....	47
Figura 30: Operación semanal Central-BESS El Romero.....	48
Figura 31: Estado de carga BESS El Romero .....	49
Figura 32: Energía inyectada BESS El Romero caso B .....	50
Figura 33: Energía inyectada BESS Pta. Palmera .....	50
Figura 34: Utilidades BESS El Romero caso B .....	51
Figura 35: Utilidades BESS Pta. Palmera .....	51
Figura 36: Energía inyectada por central generadora Caso A .....	59
Figura 37: Energía vertida y factor de planta H-húmeda .....	60
Figura 38: Utilidades BESS EL Romero.....	60
Figura 39: Utilidades BESS Pta. Palmera .....	61
Figura 40: Energía inyectada BESS El Romero.....	62
Figura 41: Energía inyectada BESS Pta. Palmera .....	62
Figura 42: Utilidades BESS El Romero .....	63
Figura 43: Utilidades BESS Pta. Palmera H-húmeda.....	63

# 1. Introducción

## 1.1. Motivación

El almacenamiento energético ha sido un tema muy estudiado y desarrollado en los últimos años, la versatilidad de aplicaciones de estos dispositivos es la cualidad que resalta. Es más, existe participación de sistemas de almacenamiento (SAE) en todos los sectores del sistema eléctrico en diversos usos tanto en Chile como en el mundo. En Chile existen diversos proyectos en construcción que incluyen tecnologías de almacenamiento, tanto para brindar reserva en giro o centrales de generación variable integradas a una central de bombeo hidráulico.

Particularmente entre los SAE, los acumuladores electroquímicos, también llamados baterías han alcanzado un gran desarrollo en los últimos años. Esto se debe a que esta tecnología ha sido impulsada por varios sectores productivos aparte del sector eléctrico como: La industria automotriz específicamente los vehículos eléctricos, sistemas de generación aislados incluso el uso como respaldo para consumos que no pueden ser interrumpidos. [2]

Además, la gran cantidad de empresas internacionales que han entrado en el negocio de la fabricación y comercialización de esta tecnología ha desarrollado acumuladores que se basan en nuevas tecnologías para las más diversas aplicaciones. Esto también ha permitido un descenso de los costos de inversión en baterías, por lo que se espera que los precios se vuelvan competitivos en un horizonte corto de tiempo. [3]

Específicamente para este trabajo de título nos interesa el complemento existente entre los sistemas de almacenamiento energético en baterías o BESS (*Battery Energy Storage System*) y tecnologías de generación de recurso variable como centrales fotovoltaicas y eólicas.

El beneficio en la operación técnica y económica que traen los SAE al sistema y la nueva regulación de sistemas de almacenamiento que está en fases finales por parte de la CNE y el Ministerio de Energía, hacen interesante un estudio de factibilidad económica y técnica asociado a la integración de un BESS al mercado eléctrico chileno en sus diversos sectores.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivos Generales

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad técnica y económica de la instalación de un BESS asociado a una central de generación fotovoltaica y eólica que operan en el sistema eléctrico chileno.

Específicamente se simulará la operación del sistema eléctrico nacional para dos casos de estudio en un horizonte de tiempo dado por la vida útil esperado del dispositivo de almacenamiento según la profundidad de descarga.

### **1.2.2. Objetivos Específicos**

Para lograr el objetivo principal se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Validar modelo de operación de la integración de sistemas de almacenamiento a la plataforma computacional utilizada.
- Utilizar formulación con polinomios de Chebyshev para captar las consecuencias en la operación que trae la variabilidad de recursos como sol y viento.
- Estudio de la participación de dispositivos BESS en el mercado eléctrico chileno y sus posible integración.
- Modelar la curva de carga del dispositivo de almacenamiento
- Modelación y simulación de la operación del conjunto BESS + central para un horizonte determinado.
- Evaluar alternativa para disminuir vertimientos.
- Evaluar rentabilidad del conjunto mediante los resultados que entrega la operación del sistema.

### **1.3. Alcances**

Se presenta un análisis de factibilidad técnica y económica de la implementación de un sistema de almacenamiento para dos casos de estudio.

Las simulaciones consideraron un sistema reducido del sistema eléctrico chileno, con un horizonte de simulación de cinco años.

Las simulaciones fueron realizadas en una plataforma computacional desarrollada por el centro de energía de la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile.

Las centrales de interés para el estudio son: parque fotovoltaico El Romero y parque eólico Punta Palmera, ambos pertenecientes a la empresa Acciona Energía Chile.

No se considera en este trabajo otras aplicaciones y evaluaciones técnico-económicas del BESS que no sea venta de energía a través de arbitraje o almacenamiento asociado a una central.

## **1.4. Estructura del trabajo**

En el capítulo uno corresponde a la introducción de la memoria, donde se presenta la motivación por la cual se estudia el tema, el objetivo general, los objetivos específicos y finalmente la estructura del trabajo.

En el capítulo dos, se realiza una revisión bibliográfica del tema, abarcando: una revisión por distintas tecnologías de almacenamiento, componentes del BESS, aplicación del BESS en Chile y el mundo, funcionamiento del mercado eléctrico chileno, reglamentos de coordinación y operación de sistemas de almacenamiento y finalmente se presenta la formulación de polinomios de Chebyshev.

El capítulo tres presenta la metodología del estudio, aquí se detalla la representación del sistema eléctrico chileno a utilizar, características los generadores y BESS, modelos de carga y descarga de las baterías, se presentan los casos de estudio, las simulaciones a realizar y finalmente la formulación del análisis económico realizado.

El capítulo cuatro contiene los resultados y análisis realizados. Los resultados se presentan clasificados por caso de estudio y por central. Finalmente se realiza un análisis económico del proyecto.

El capítulo cinco presenta las conclusiones del estudio realizado.

## **2. Sistemas de Almacenamiento en Baterías y Aplicaciones Técnico-Económica**

Las formas de almacenar la energía generada en una red eléctrica, ya sea aislada o un sistema interconectado (SI) son variadas. Esta puede ser guardada a través de un proceso químico, mecánico, eléctrico o térmico, entre otros. El uso o las aplicaciones que se le pueden dar a las tecnologías de almacenamiento son variados y dependen de las características de operación de los dispositivos. Varias de estas tecnologías han madurado al punto de que es posible crear distintos modelos de mercados y así implementar un uso comercial.

En este capítulo, se presentaran y discutirán las características operativas y técnicas de varias tecnologías que hasta el momento presentan una solución al problema del almacenamiento energético. Principalmente se hará énfasis en los sistemas de almacenamiento en baterías o también llamados BESS (*Battery Energy Storage System*). Además, se describe el mercado eléctrico Chileno para mostrar las posibles maneras de generar un beneficio económico al integrar un BESS en el sistema eléctrico nacional (SEN).

### **2.1. Tecnologías de Almacenamiento de Energía en Sistemas Interconectados**

Existen distintas tecnologías que han sido desarrolladas con el objetivo de guardar energía eléctrica para una utilización posterior. Esta energía puede ser almacenada utilizando diversos principios tanto físicos como químicos.

Dentro de las tecnologías más utilizadas hoy en día son: bombeo de agua en centrales hidroeléctricas reversibles, aire comprimido, superconductores, almacenamiento térmico, volantes de inercia; y acumuladores electroquímicos o también conocidos como baterías. Las tecnologías anteriormente mencionadas ya se encuentran en aplicaciones en sistemas interconectados alrededor del mundo y en esta sección se dará una breve descripción de las tecnologías de almacenamiento que más desarrollo tienen hasta hoy.

#### **2.1.1. Centrales de Bombeo**

Las centrales de bombeo almacenan la energía potencial del agua para luego poder generar energía eléctrica en el momento que sea necesario o conveniente. Esto debido a que el principio de funcionamiento es bombear agua desde un embalse natural o artificial ubicado a baja altura a un embalse de mayor altura.

Debido a su rápida respuesta y a los grandes volúmenes de agua que puede almacenar es la tecnología más utilizada en sistemas eléctricos interconectados con 322 proyectos en operación que suman 165 GW de potencia instalada [4]. Dentro de sus ventajas radica la capacidad de tomar carga en el rango de minutos; es una tecnología probada; almacenamiento masivo de energía; y aporta inercia junto a los servicios básicos de una central hidráulica. Las desventajas o riesgos de esta tecnología radican en: La ubicación está sujeta a la disponibilidad del sitio; alto costo de

inversión, rendimiento de un 70%-80% [5] (este bajo rendimiento lo equilibran bombeando en horas de bajos precios de energía); y aprehensiones ambientales.

### **2.1.2. Aire Comprimido**

El almacenamiento de energía por medio de aire comprimido. Conocido como CAES (Compressed Air Energy Storage), el aire a altas presiones es almacenado en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas en soluciones minerales o acuíferos) durante las horas de baja demanda. Posteriormente, en las horas pico, el aire almacenado se expande, moviendo un turbo generador.

El almacenamiento de energía con aire comprimido es un método no sólo eco-eficiente y limpio, sino económico. En 1973 se instaló en Alemania la primera planta de almacenamiento de energía en aire comprimido, haciendo uso de las cuevas naturales del subsuelo como almacén. Más tarde se han ido instalado posteriores plantas similares en Estados Unidos

La energía necesaria para comprimir y la que se recupera en la expansión dependen de los procesos termodinámicos que se efectúen. Si se lograra comprimir y expandir isotermamente a la misma temperatura se perdería energía en el proceso. Lo más aproximado es realizar la compresión y expansión en múltiples etapas adiabáticas con refrigeradores (en la compresión) y calentadores (en la expansión). No obstante la cantidad que hay que almacenar es muy grande por lo que hace falta comprimir a mucha presión para que haya mucha masa de gas.

Actualmente existen dos centrales CAES, la primera entro en operación en 1978 en Huntorf, Alemania con una capacidad de 290 [MW] y producción durante 4 horas. La otra planta se ubica en Alabama, USA con una capacidad de 110 [MW], como dato se tiene que la caverna tiene un volumen aproximado de 0,5 millones de  $m^3$  [6]. La ventaja de esta tecnología radica en la gran capacidad de almacenamiento, larga vida útil y rapidez de uso. Por otro lado sus mayores inconvenientes son altos costos de inversión y dificultades geográficas y geológicas debido al uso de cavernas naturales o artificiales para el almacenamiento.

### **2.1.3. Volantes de Inercia**

Los volantes de inercia o FES (de “Flywheel Energy Storage” en inglés) tienen como principio de funcionamiento almacenar la energía en forma de energía cinética en un disco mecánico, cilíndrico, con momento de inercia significativo. Esta masa rotatoria presenta una gran resistencia a la variación de la velocidad. El principal objetivo de estos dispositivos es disminuir al mínimo las pérdidas por roce del rotor.

Aprovechando energía de bajo costo o excedentaria, se hace girar la masa rotatoria a través de un motor-generador que lo lleva a su velocidad nominal (entre 6.000 y 50.000 rpm), cuando llega a esta velocidad se requiere poca energía externa para mantener la rotación gracias a la suspensión magnética y vacío. La eficiencia ronda el 80% y en modo de descarga, el sistema entrega su energía cinética en forma de energía eléctrica.

Volantes están tradicionalmente hechos de acero y giran sobre cojinetes convencionales; estos se limitan generalmente a una velocidad de revolución de unos pocos miles de RPM. Volantes modernos están hechos de materiales de fibra de carbono, almacenado en el vacío para reducir la resistencia, y emplean cojinetes magnéticos, lo que les permite girar a velocidades de hasta 60.000 RPM.

Los volantes de inercia se distinguen en alta y baja velocidad, para velocidades menores a 10.000 rpm se considera de baja velocidad y los de alta velocidad por el contrario están por sobre esta velocidad antes mencionada. Sus principales ventajas radican en: rapidez en la carga y descarga; ciclos de vida largos, entre 20 y 30 años; aceptan descargas profundas; y también son capaces de responder a las señales de la red al instante, la entrega de regulación de frecuencia y la calidad de la electricidad mejoras. Las desventajas se relacionan con la tasa de auto-descarga, lo que produce que el almacenamiento energético no se puede mantener por largos periodos de tiempo ya que aumentan las pérdidas.

En conclusión son ampliamente utilizados en el control de frecuencia por el rápido ciclaje. En Stephentown, New York tienen 200 unidades en operación completando una capacidad de 20 [MW] en operación desde enero de 2011, esta planta de almacenamiento provee compensación al error de pronóstico de la zona promediando unas 3000 a 5000 ciclos de descarga anuales. Los volantes de alta potencia se utilizan en muchas aplicaciones aeroespaciales y UPS, incluso los sistemas de 2 kW / 6 kWh están siendo utilizados en aplicaciones de telecomunicaciones.

#### **2.1.4. Almacenamiento Térmico**

Este método radica en la capacidad de que un material o compuesto mantenga la energía en forma de calor para luego al momento de querer utilizarla este material la transfiere el calor a otro compuesto como por ejemplo agua y de esta forma producir vapor de agua a alta presión, lo que permite mover una turbina y de este modo acoplándola a algún generador se produce energía eléctrica. El caso de las centrales de concentración solar utilizan el exceso de energía producida durante la luz del sol pico, la cual se almacena a menudo en estas instalaciones - en forma de sal fundida o de otros materiales - y se puede utilizar en la noche para generar vapor para accionar una turbina para producir electricidad. Este sistema ha sido probado en otras partes del mundo y permite aumentar el factor de planta de una central solar incluso pudiendo generar durante las 24 horas del día en la combinación fotovoltaica más concentración.

#### **2.1.5. Ultra capacitores**

Los ultra condensadores o súper-condensadores también conocidos en inglés como ultracapacitors, supercapacitors o electrochemical double layer capacitors (EDLC) son condensadores electroquímicos que almacenan energía electrostática en la forma de cargas eléctricas que se acumulan en sus placas. Estos presentan una alta densidad de energía en comparación a los condensadores convencionales. Por ejemplo, los condensadores electrolíticos típicos pueden llegar a capacidades del orden de centenas de  $\mu\text{F}$ , mientras que los ultra condensadores presentan capacidades de centenas de F incluso hasta 3.000 F o 5.000 F. Esto supone un incremento de 6 órdenes de magnitud en la capacidad. Esto se consigue mediante una mayor superficie de las placas (por ejemplo, mediante electrodos de carbono poroso) y una menor

separación entre ellas. Con esto, se consiguen densidades de energía de hasta 30 [Wh/kg] [7]. Aunque presentan el inconveniente de que su tensión nominal es usualmente más baja. [8]

Con esta característica y la innovación en la tecnología de los ultra condensadores, junto con la evolución de la electrónica de potencia, estos elementos pueden llegar a suponer una alternativa a las baterías en determinadas aplicaciones.

Las ventajas que presentan estos dispositivos son que pueden soportar decenas de miles ciclos de cargas/descargas profundas a lo largo de la vida útil; tiene la capacidad de cargar/descargarse rápidamente; y su mayor densidad de energía, del orden de 1-10 W·h/kg en los ultra condensadores frente a los apenas 0,1 [Wh/kg] de los condensadores electrolíticos. Las desventajas de estos sistemas radica en que funcionan a bajos voltajes, un voltaje típico es 2,5 voltios; por lo tanto para aplicaciones donde requieran voltajes superiores se deben realizar arreglos en serie, y un arreglo mayor a tres ultra capacitores requiere balancear el voltaje; poseen una auto descarga considerablemente mayor incluso llegando a perder la mitad de la carga en aproximadamente un mes [9]. Respecto a la eficiencia, los ultra condensadores alcanzan rendimientos de carga/descarga de hasta el 85%-98%.

#### **2.1.6. Sistemas de almacenamiento de baterías (BESS)**

Un BESS es un sistema que se compone de varios equipos: baterías, conversor DC/AC, BMS (Battery Management System), controlador, sistema de protección, transformador y un sistema de gestión de temperatura. Los cuáles serán detallados más adelante. La unidad funcional de estos sistemas de almacenamiento electroquímico son las baterías.

Los sistemas electroquímicos reversibles están compuesto por un contenedor de electrolito y dos polos de polaridad inversa, éstos inmersos en el electrolito. En estos equipos se pueden distinguir algunas partes como las que se muestran en la Figura 1 Se puede ver que en el circuito interior existe una sustancia química activa de polo positivo y uno negativo, también llamados cátodo y ánodo. Estas placas se encuentran sumergidas en una sustancia química activa llamada electrolito. En el circuito exterior se pueden reconocer: los bornes que son los contactos eléctricos; cableado exterior impedancia interna de carga; y equipo cargador rectificador.

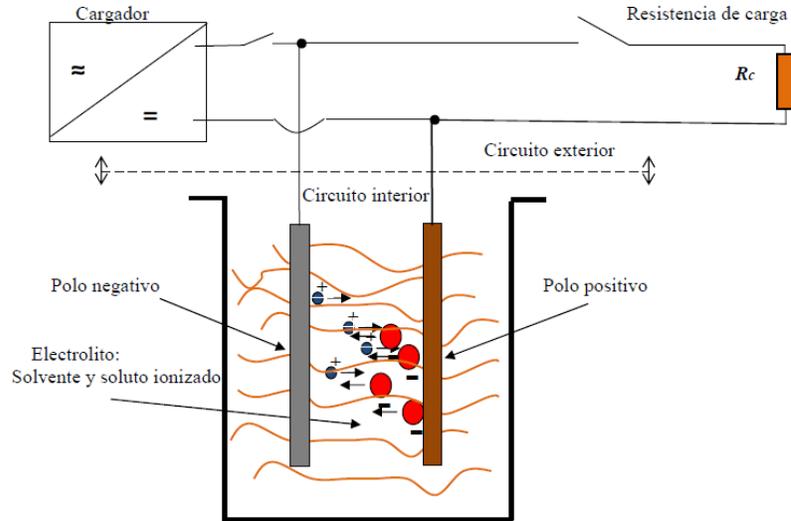


Figura 1: Circuito interior y exterior de un sistema electroquímico general [10]

Los sistemas electroquímicos destinados a acumular energía basan su operación en las reacciones químicas exotérmicas y endotérmicas de las sustancias activas de los sistemas electroquímicos que contienen. Son capaces de entregar energía eléctrica al circuito eléctrico exterior a expensas de la energía química de las sustancias activas que contienen y, alternativamente, capaces de “guardar” energía química, a expensas de la energía eléctrica suministrada desde el exterior, procedente de un sistema de cargadores eléctricos. Los acumuladores son, por lo tanto, recargables o reversibles [10].

Específicamente, el funcionamiento de un acumulador electroquímico se basa en la diferencia de tensión (energía por unidad de carga eléctrica) que se establece entre dos sustancias químicas diferentes, esto debido a sus diferentes niveles de electronegatividad. Este concepto representa la capacidad relativa para atraer o repeler electrones de valencia.

El polo negativo y positivo generalmente es un metal puro, susceptible de combinarse con la sustancia activa del electrolito. En la superficie de contacto entre el metal y el electrolito, los átomos se ionizan formando iones positivos y negativos en el polo negativo y positivo respectivamente. En el polo negativo los electrones de valencia del metal se difunden hacia el metal alejándose del electrolito. En cambio en el polo positivo los iones negativos extraen los electrones de valencia del metal, difundiéndose huecos positivos al interior del metal activo.

Lo anterior provoca que los iones positivos formados en el polo negativo se orientan en el sentido necesario para combinarse con los iones negativos existentes en el electrolito formando así una barrera de potencial en la superficie de contacto del tipo np. De manera contraria en el polo positivo, los iones negativos se orientan en el sentido de combinarse con los iones positivos existentes en el electrolito. Se forma así otra barrera en la superficie pero esta vez de potencial pn y de signo contrario a la formada en el polo negativo.

Cuando los dos polos están sumergidos en el electrolito a una separación constante, asegurándose de que queden eléctricamente conectados por el electrolito se genera una diferencia

de potencial que es característica de cada tipo de acumulador. Esta se conoce como la “tensión electroquímica natural” del acumulador en cuestión, y es independiente de la geometría, tamaño o distancia entre los polos. Varía según la temperatura, concentración y presión del electrolito. Una batería está compuesta de muchas de estas celdas que poseen esta tensión natural, las cuales conectándose en arreglos serie-paralelos se logran tensión y capacidad necesaria dependiendo de la aplicación.

## 2.2. Comparación entre tecnologías de almacenamiento

Las plantas hidroeléctricas de bombeo con siglas del inglés Pumped Hydro Storage (*PHS*) es la tecnología más madura teniendo una capacidad de potencia instalada mundial de 183.851 [MW].

La tecnología de aire comprimido (CAES) tiene prototipos de primera generación disponibles comercialmente, los de segunda generación tienen prototipos en demostración y desarrollo. La capacidad de potencia instalada mundial de estos dispositivos es de 1.169 [MW].

Los volantes de inercia tienen un alto grado de madurez. Tiene una capacidad de potencia instalada mundial 972[MW].

En almacenamiento térmico la tecnología que lidera en potencia instalada corresponde a la térmica de sales fundidas la cual consta con 2.752 [MW] y otras tecnologías térmicas tienen 871 [MW].

Los supercondensadores solo tienen una capacidad de potencia instalada de 79 [MW] siendo una de las tecnologías menos usadas.

Entre las tecnologías de almacenamiento electroquímico, las baterías de Ion-Litio son las que llevan la delantera en cuanto a capacidad instalada con 2.752 [MW]. Esto se debe a que es una tecnología madura y con versatilidad de usos.

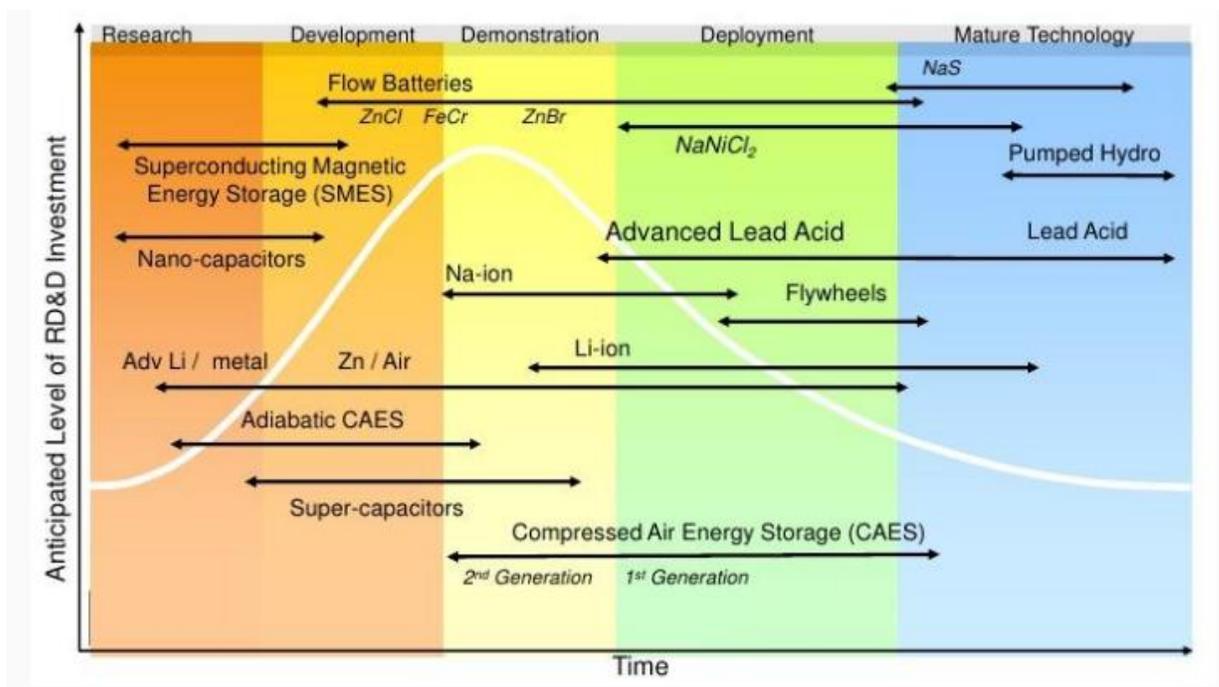


Figura 2: Grado de madurez tecnológica [11]

Tabla 1: Comparación entre tecnologías de almacenamiento

Tecnología	Ventajas comparativas	Desventajas comparativas	Tiempo almacenamiento
Central de bombeo (PHS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnología madura (disponible comercialmente, aprovecha la tecnología hidroeléctrica existente)</li> <li>Solución de alta capacidad de potencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Densidad de energía relativamente baja</li> <li>Sitios disponibles limitados (es decir, se requiere disponibilidad de agua)</li> </ul>	horas
Aire comprimido (CAES)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo costo, tamaño flexible, relativamente a gran escala</li> <li>Aprovecha las tecnologías de turbinas de gas existentes</li> <li>Tecnología madura y diseño bien desarrollado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Requiere geología adecuada</li> <li>Relativamente difícil de modular</li> <li>Exposición al cambio de precios del gas natural</li> </ul>	minutos - horas
Volante de inercia (FES)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta densidad de potencia y escalabilidad para tecnología de corta duración; baja potencia, mayor energía para la tecnología de larga duración</li> <li>Alta capacidad de profundidad de descarga</li> <li>Diseño compacto con motor de CA integrado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Capacidad de energía relativamente baja</li> <li>Alta generación de calor</li> <li>Sensible a las vibraciones</li> </ul>	minutos
Almacenamiento térmico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Solución de alta capacidad de potencia</li> <li>Aprovecha turbinas de gas ya existentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo de inversión</li> <li>Baja densidad energética</li> </ul>	horas
supercondensadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>Son capaces de soportar millones de ciclos de descarga profunda</li> <li>Gran densidad energética</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operan a voltajes bajos</li> <li>Efecto de autodescarga considerable</li> </ul>	minutos
BESS ion-litio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Múltiples químicas disponibles</li> <li>Expansión rápida de la base de fabricación que conduce a reducciones de costos</li> <li>Energía eficiente y densidad de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sigue siendo un costo relativamente alto</li> <li>Cuestiones de seguridad por sobrecalentamiento</li> <li>Requiere capacidades de fabricación avanzadas para lograr un alto rendimiento</li> </ul>	horas

### 2.2.1. Acumuladores Comerciales

Cuando se quiere adquirir algún tipo de acumulador electroquímico para alguna aplicación, es necesario manejar algunos conceptos que ayudaran a escoger la mejor opción. Es claro que dependiendo del tipo de batería se tienen distintas características y aplicaciones en donde mejor se desempeñan pero existen conceptos transversales que ayudan a escoger la batería con las características más adecuadas para la aplicación.

Lo que en definitiva interesa al momento de escoger la tecnología a utilizar es la densidad energética, vida útil y costo unitario de la energía procesada y/o la potencia unitaria del equipo que se escoja dependiendo del uso y aplicación. La densidad energética es el cociente entre la energía que se puede almacenar y la masa involucrada. Esta densidad nominal comercial es fuertemente dependiente de la calidad y cantidad de materiales activos y no activos, geometría y diseño propios de cada modelo. [10]

Otro concepto a considerar es la vida útil, la cual depende fuertemente de la profundidad de descarga de la batería. Los fabricantes entregan una curva llamada DOD del inglés “Deep Operation Discharge”. En teoría un acumulador reversible como una batería podría tener infinitos ciclos de carga y descarga, sin embargo en la práctica se observa un deterioro en la capacidad de la batería a medida que es sometida a ciclos de carga y descarga. Con el tiempo la resistencia interna de las placas o electrodos aumenta, sumado a la disminución de la tensión interna se produce la disminución de la capacidad útil efectiva.

Las razones del envejecimiento de las baterías son entre otras: Obstrucción de redes cristalinas producidas por el crecimiento desordenado de los cristales de material activo de los polos; fisuras por diferencias de dilatación, causado por los diferentes coeficientes de dilatación de los materiales involucrados; desprendimiento de sustancias activa de los polos, efecto más acentuado en baterías de plomo acido que están sometida a vibraciones constantes.

Debido a la gran cantidad de factores que afectan la vida útil de una batería se hace importante tener alguna medida que indique su “estado de salud” o SOH (*State Of Health*). Existen diversas maneras de predecir u obtener una medida del SOH, la manera empírica es obtener a través de mediciones el valor de la resistencia interna con el acumulador completamente cargado. Luego el valor estadístico de este parámetro permite evaluar: aumento del valor con el tiempo; predecir a largo plazo caídas de tensión; y conocer el momento en que la tensión en bornes llegara al mínimo valor aceptable para la operación. Las maneras estadísticas y predictivas son variadas y se basan en la información y mediciones históricas de variables como tensión, corrientes, temperatura, tiempos de descarga, etc.

Comercialmente el fabricante entrega los ciclos de vida útil según profundidad de la descarga, esta información la entrega en un gráfico donde la curva DOD indica la cantidad de ciclos de carga y descarga que lograra completar la batería dependiendo de qué tan profundas sean dichas descarga. A raíz de esto es que se hace importante reflejar esta sensibilidad en el modelo dependiendo el uso y aplicación que se le dará al sistema de almacenamiento.

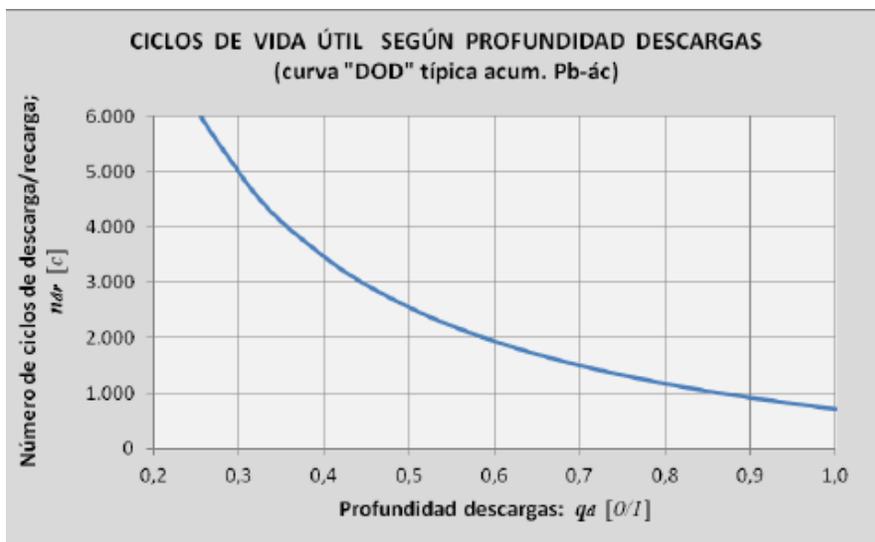


Figura 3: Curva DOD entregada por fabricante Europeo de baterías de plomo-ácido.

La Figura 3 muestra la curva DOD de una batería de plomo-ácido diseñada para aplicación en sistemas FV. La batería tiene una capacidad nominal de  $Q_n = 1000$  [Ah] y tensión nominal  $V_{nom} = 48$  [V] formado por 24 celdas de tensión nominal 2 [V] por celda. Según la curva si este acumulador se opera con profundidad de descarga del 100% al descargarse y cargarse diariamente tendrá una vida útil de 712,5 ciclos lo que corresponde a casi 2 años de vida útil.

### 2.3. Componentes de un BESS

Los sistemas de almacenamiento en baterías son modulares y se acomodan a las necesidades y aplicaciones que les dará el comprador. Dependiendo del proveedor se ofrecen sistemas integrados donde vienen todos los equipos necesarios para entregar la potencia y energía requerida. Los equipos necesarios dependen entre muchas cosas de: condiciones ambientales; tecnología de las baterías; nivel de tensión de la barra de conexión.

Los componentes esenciales de un BESS son: baterías; convertor CC-CA; sistema de gestión de baterías en inglés *Battery Management System* (BMS); controlador maestro; y un sistema de protecciones y relés. Además el BESS podría necesitar un sistema de gestión térmico en caso de temperaturas extremas; filtros de armónicos; convertidores DC-DC tipo chopper; tableros de potencia en caso de servicios auxiliares; sistema de comunicación y algún otro elemento dependiendo de la situación.

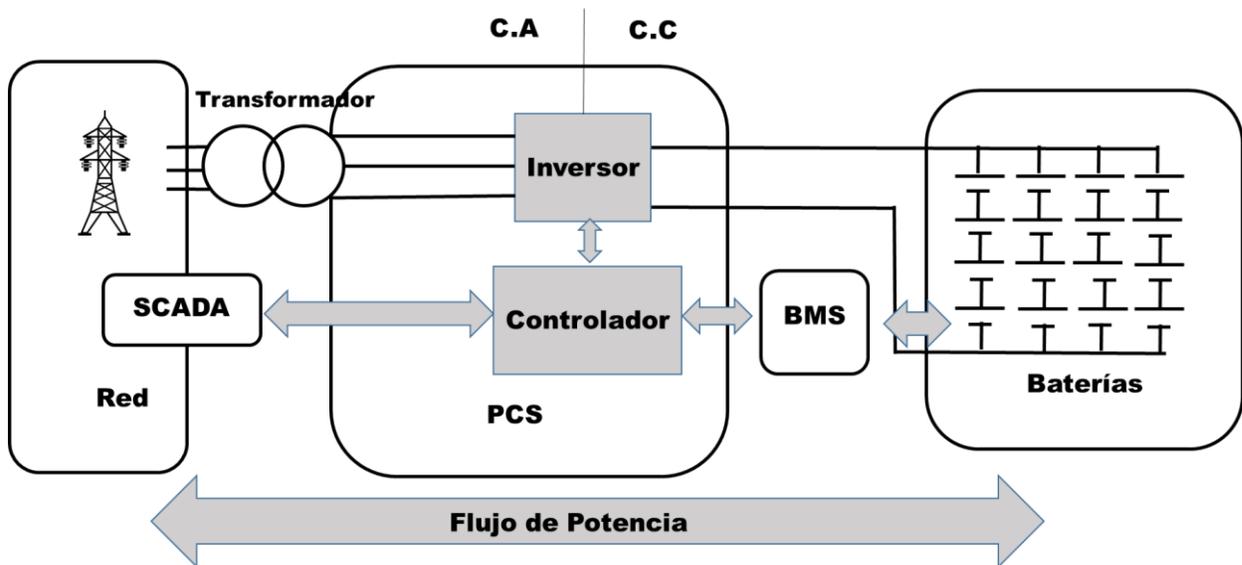


Figura 4: BESS con equipos esenciales

### 2.3.1. Baterías

Son el elemento funcional del BESS, y por lo general son el componente más caro por lo que representan gran porcentaje de la inversión. Como ya se explicó en la sección correspondiente las baterías están compuestas de celdas conectadas en arreglos de serie y paralelo para formar un módulo con una tensión y capacidad determinada. La disposición o conexión de las baterías depende del nivel de tensión que se necesite, que por lo general varía en tensiones DC entre 400 [V] y 1.200 [V]. Las tensiones máximas dependen de la tecnología escogida y sus respectivos valores de seguridad. Por ejemplo en un sistema que utilice plomo-acido se permiten tensiones máximas de 2.000 [ $V_{ac}$ ]; en sistemas NiCd se puede usar tensiones de 4.000 [V].

La cantidad de energía almacenada también depende de la cantidad, configuración y tecnología de baterías a utilizar. Sin embargo, la relación no es lineal debido a que bajo altas corrientes de descarga la capacidad disminuye por lo que se necesitan más celdas para mantener al nivel necesario la potencia de descarga. Esto se debe al efecto Peukert que tiene mayor relevancia en tecnologías como el plomo-ácido y mucha menor importancia en tecnología de ion-litio.

### 2.3.2. Conversor

Es importantísimo la presencia de un conversor DC-AC ya que la energía de la batería estará siendo inyectada al SI el cual demanda corriente alterna. El principio de funcionamiento de estos equipos radica en la electrónica de potencia, que a través de válvulas conformadas por dispositivos semiconductores tales como IGBT's o IGCT's.

Existen distintos tipos de inversores como los de onda sinusoidal modificada donde la salida de un inversor de onda sinusoidal modificada es similar a una salida de onda cuadrada, excepto que la salida pasa a cero voltios durante un tiempo antes de cambiar de positivo o negativo. Los inversores de onda sinodal pura genera una salida de onda sinusoidal casi perfecta (< 3% de distorsión armónica total) que es esencialmente la misma que la utilidad proporcionada por la red

eléctrica. Por lo tanto, es compatible con todos los dispositivos electrónicos de CA. Este es el tipo de los utilizados en los inversores de conexión a red. Su diseño es más complejo, y cuesta más por unidad de energía.

### **2.3.3. Sistema de gestión de baterías**

Un sistema de gestión de baterías o BMS (*Battery Management System*) está compuesto por un hardware y un software que controlan la carga y descarga de una batería garantizando al mismo tiempo una operación confiable y segura. Esto implica el control de los niveles de corriente y tensión, de las condiciones de carga y descarga, de la limitación de la ventana de operación respecto al SOC y/o la temperatura, de la gestión térmica, del balance en tensión entre las celdas, etc. Un BMS no solo ayuda a aumentar la vida útil, eficiencia y seguridad de la operación sino que también entrega una precisa estimación del estado de la batería para la gestión energética. Por lo tanto los BMS cuentan con dos importantes enfoques operacionales, monitoreo y control, que no pueden ser separados durante la operación, por ejemplo, para garantizar un apropiado, rápido y preciso control de la carga y descarga de las baterías es necesario un sistema de monitoreo que analice el voltaje, la corriente, la temperatura interna, SOC y SOH, y así se proteja la batería contra situaciones peligrosas como sobrecargas y descargas profundas. [12]

### **2.3.4. Controlador**

Es un elemento muy importante dentro del BESS ya que se encarga del buen funcionamiento de este. Se encarga de diferentes funciones, entre ellas es comunicarse con el BMS y poder actuar en caso de que algún factor de importancia se encuentre fuera de los valores permitidos, ya sea temperatura y así activar los sistemas de control de temperatura o la tensión en celdas para activar interruptores y sistemas de protección y evitar fallas permanente en los equipos. Además, manda señales moduladoras a las válvulas de inversores y poder controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada.

El controlador puede incluir un sistema de comunicación para poder tener interacción con el usuario, permitiendo así llevar una gestión de la potencia inyectada de modo automático y manual.

### **2.3.5. Sistemas de Protección**

El sistema de protección es primordial para cuidar los equipos, ya que en caso de fallas el BESS quedará aislado sin salir dañado por una sobretensión o sobre corriente en la barra. El sistema incluye relés de protección; Transformadores de tensión (TT.PP); Transformadores de corriente (TT.II). Con estos equipos nombrados están midiendo variables como corriente, tensión y Angulo en las barras para luego accionar interruptores y fusibles. Generalmente se tiene interruptores en el lado AC y DC del inversor.

### **2.3.6. Transformador**

En la mayoría de las instalaciones de BESS, se debe considerar un transformador el cual es el que eleva la tensión que sale de los inversores, que generalmente son bajas tensiones y llevarla a

media tensión, en Chile es común tener transformadores de 6,6/13,6 [KV]; 6,6/23[KV]. El valor del transformador depende de la potencia nominal, para la aplicación para la cual se requiere, no es necesario un transformador de gran potencia a menos que el BESS tenga una potencia nominal muy alta.

### **2.3.7. Obras Civiles adicionales**

Dependiendo de los módulos de baterías comprados se hace necesario construir una estructura o container para la operación del sistema. En el mercado existen proveedores los cuales brindan el servicio completo y el BESS viene previamente montado en un container modular, lo que facilita la implementación e instalación del sistema.

## **2.4. Aplicación de BESS en Chile y el Mundo**

En el Chile y el mundo los BESS, ya tiene muchas aplicaciones en el ámbito energético dependiendo el uso y segmento en que participan. En el área de la generación tienen participación de diversas formas: Arbitraje de energía, seguimiento de carga, integración de ERNC o servicios complementarios (SSCC). En el segmento de transmisión permite alivio de congestiones, postergación de inversiones, SSCC y aporta con seguridad. Finalmente en distribución también logran postergar inversión, SSCC, seguridad y recurso energético distribuido. Fuera del sistema interconectado los BESS tienen aplicación en micro-redes, suministro de respaldo para industrias y consumos que no pueden ser interrumpidos. En la Figura 5 se muestra un cuadro resumen con las aplicaciones de sistemas de almacenamiento en los distintos sectores del sistema eléctrico.

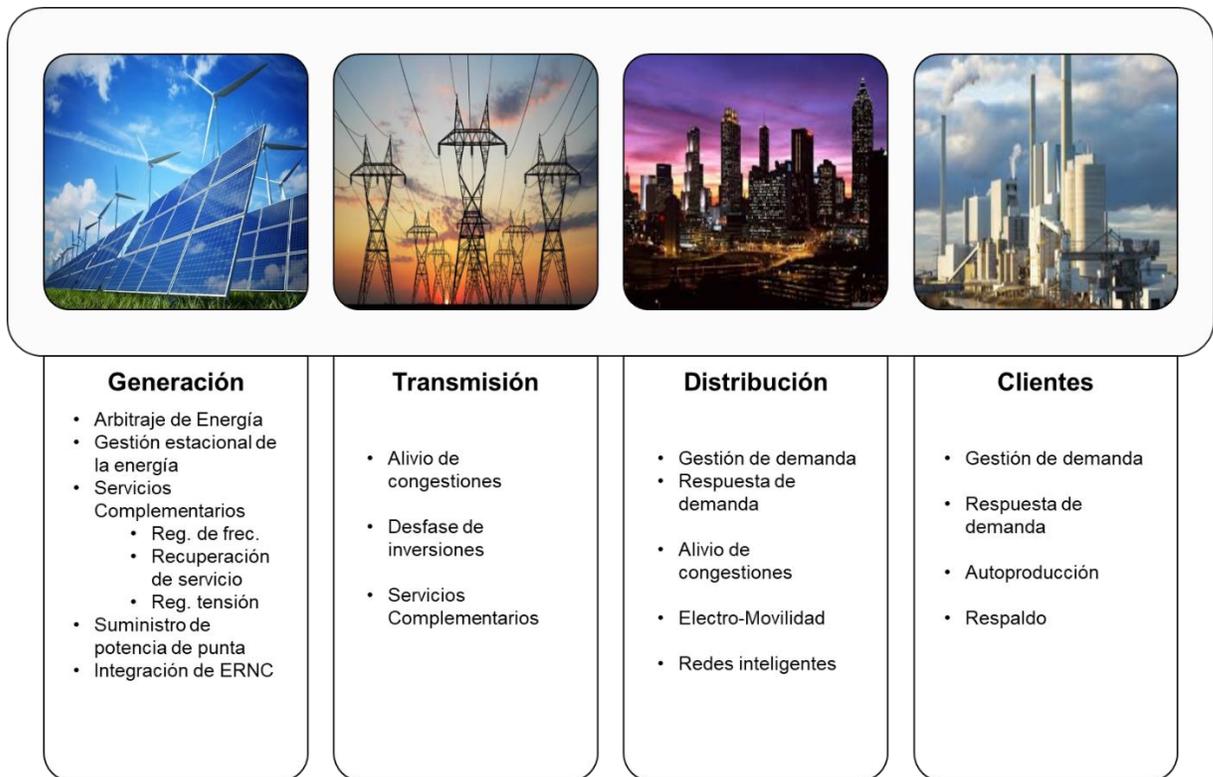


Figura 5: Resumen de aplicaciones de sistemas de almacenamiento en sectores eléctricos

El BESS es capaz de proveer un respaldo dinámico y estático con una velocidad de partida regulable según la corriente de descarga necesitada. Debido a su flexibilidad de operación puede aportar en el control de frecuencia y por medio de la electrónica de potencia que dispone puede participar del control de tensión. Además, por su capacidad de trasladar en el tiempo la energía generada, permite aumentar el factor de planta de una central generadora permitiéndole inyectar energía en horas punta donde el precio es mayor y cargarse en horas valles donde el precio de la energía es menor.

Las energías renovables de recurso variable presentan diversos desafíos de integración en un sistema eléctrico interconectado. Precisamente los BESS ayudan a la integración de tecnologías solares y eólicas ya que gracias al almacenamiento masivo y desplazamiento temporal de la inyección hace que aumenten su factor de planta y disminuye los impactos de la variabilidad de generación.

El reemplazo de reserva en giro es la aplicación que toma protagonismo en Chile, Esto se debe a que la regulación de frecuencia en una parte del sistema eléctrico chileno lo prestan los generadores con la disponibilidad de potencia que le permite la reserva en giro, esta reserva corresponde a un 4% de la capacidad de generación de la respectiva central. En Chile la central de AES Gener Los Andes, fue la primera en instalar un BESS de 12 MW potencia durante 15 min. Con esta inversión buscó aumentar el factor de planta de la central térmica lo que le permite vender un 4% más de energía y cumple con la normativa de prestar CPF. La central Angamos y Cochrane

también cuentan con un sistema de almacenamiento de baterías de ion-litio, ambas con una capacidad de 20 MW. Actualmente se encuentra en construcción la central Atacama I la cual tendrá un BESS de 12 MW tecnología ion-litio. [4]

Esta iniciativa tomada por AES Gener se debe a que luego de la instalación del BESS, la dirección de peajes (DP) del SING emitió un procedimiento titulado “Tratamiento Dispositivos Tipo BESS”, con el fin de reglamentar la operación de estos equipos y la remuneración que obtendrán. En el reglamento mencionado se estipula:

*“El propósito de los BESS es proporcionar Reserva para CPF (Control Primario de Frecuencia), en adelante Reserva para CPF, lo que permitiría incrementar el nivel de despacho de la unidad generadora a la cual está asociado el BESS, respecto de aquel definido como necesario para preservar el CPF de la unidad sin el dispositivo BESS.” [13]*

En el mundo el uso de sistemas de almacenamiento en sistemas eléctricos es un tema maduro, ya que lograron adaptar el mercado por medio de regulación a la operación y remuneración de los SAE aprovechando también los beneficios que estos dispositivos le traen al sistema.

En Japón existen 29 [GW] de almacenamiento de los cuales el 11% se encuentra en el sector de generación. Existe subsidio a la instalación de baterías. En Estados Unidos tienen 32 [GW] de almacenamiento de los cuales 1,3 [GW] corresponden a baterías que prestan servicio de regulación de frecuencia. China al igual que Estados Unidos tiene 32 [GW] de almacenamiento donde el 95% es propiedad del estado. Reino Unido posee 3,6 [GW] de almacenamiento el cual ayuda a la regulación de frecuencia ayudando a aumentar la penetración eólica off-shore. Italia con 7,7 [GW] de almacenamiento tiene participación en todos los sectores eléctricos. Alemania de los 12 [GW] de almacenamiento 1,3 [GW] corresponden a baterías. [14]

A modo de síntesis sobre la integración de los sistemas de almacenamiento en el mundo se pueden enumerar algunos puntos:

- La integración de almacenamiento de energía a gran escala ha ocurrido en diferentes contextos de mercado eléctrico dependiendo de los impulsos que define cada país.
- Existe consenso en los mercados analizados acerca de los beneficios sistémicos que significan los SAE en el sistema eléctrico.
- Se puede observar que el aumento de sistemas de almacenamiento ha tenido directa relación con las políticas que incentivan la integración de energías renovables.
- Todos los mercados han requerido ajustes regulatorios para reconocer los beneficios sistémicos que significan los SAE, lo que ayuda a despejar barreras de entrada a su integración y resguardando las condiciones de competencia.
- Los mercados analizados, en su mayoría, han reconocido el aporte y complemento de los sistemas de almacenamiento con otras soluciones para lograr el cumplimiento de metas y políticas energéticas nacionales de largo plazo.

- Los esquemas de pagos basados en costo de infraestructura han significado mecanismos más estables de ingresos al inversionista y podrían permitir mayores beneficios sistémicos.
- Los servicios complementarios han permitido ofrecer ingresos mayores para los sistemas de almacenamiento en los mercados liberalizados.

## 2.5. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

Para conocer el desempeño técnico y económico del sistema de almacenamiento dentro de un mercado, es necesario conocer su estructura, regulación y modo de operación.

En el siguiente capítulo se detalla el funcionamiento del mercado eléctrico chileno; fundamento económico, modelo de mercado, sectores del mercado y maneras de remuneración.

### 2.5.1. Fundamento económico del mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno se diseñó de forma tal que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados, promoviendo la eficiencia económica través de mercados competitivos en todos aquellos segmentos no monopólicos.

Es así que en el mercado de electricidad se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, las cuales tienen un tratamiento regulatorio diferenciado.

Los segmentos de distribución y parte de la transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (Peak Load Pricing), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.



Figura 6: Equilibrio Financiero en el modelo marginalista. [15]

El sistema de Peak Load Pricing, teóricamente asegura que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía (E), más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta (P), cubren exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto. [15]

### **2.5.2. Modelo del Mercado Eléctrico**

En el modelo de mercado mayorista está basado en una estructura tipo pool (o mancomunado) con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero.

El pool, por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing price” o “precio spot”), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado Coordinado Eléctrico Nacional (CEN) y puede ser distinto en cada zona del sistema. [16]

El despacho centralizado a cargo del CEN se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas. El diseño de mercado no contempla en forma explícita la figura de un comercializador. Son las empresas de generación y empresas de distribución las que ejercen este rol.

### **2.5.3. Mercado Spot**

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en la teoría marginalista antes descrita, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores. El mercado eléctrico chileno es del tipo pool obligatorio con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. Este aspecto distingue el mercado chileno de aquellos basados en bolsas de energía con ofertas libres de compra y venta. La Figura 7 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema de mercado chileno. Asimismo, cabe señalar que en el mercado eléctrico chileno no existe el concepto de contratos bilaterales físicos, típico en el mercado común europeo de electricidad, donde los contratos de suministro entre agentes privados tienen el derecho a ser informados al operador del sistema y traducirse en un despacho físico. En el caso de Chile, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CEN la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.

En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia.

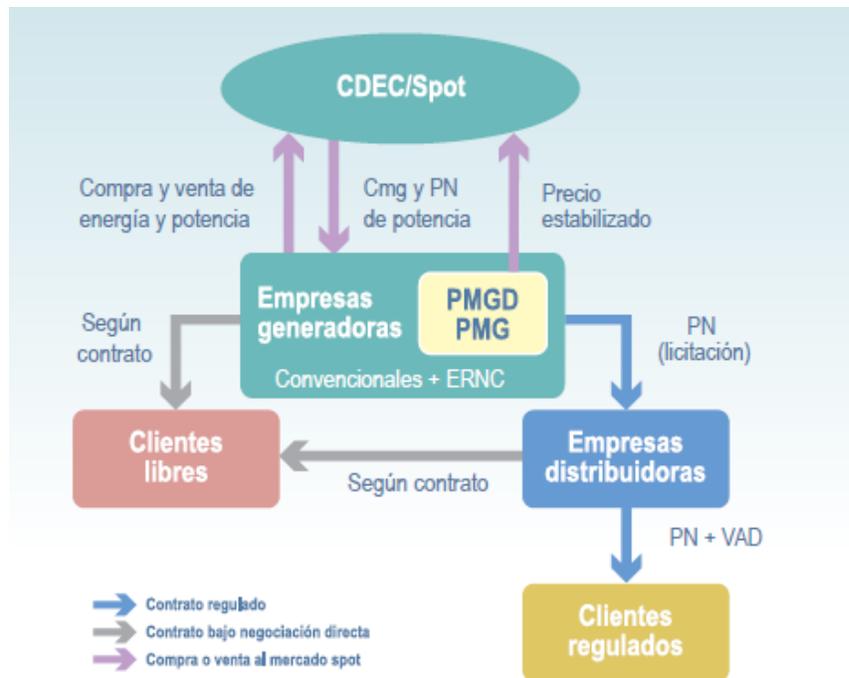


Figura 7: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico. [16]

En la Figura 7 se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado spot a través de compras y venta de energía y potencia, al costo marginal de la energía (CMg) y precio de la potencia respectivamente. Este esquema también es aplicable a los PMG, PMGD y otros proyectos ERNC.

A su vez, las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a precio de nudo determinado por la autoridad (cálculo semestral de la CNE utilizando el plan de obras indicativo y estimando los costos marginales para los próximos 48 meses) para aquellos contratos de suministro suscritos en forma previa a la Ley 20.018, o bien a través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados) para los contratos regidos por la Ley 20.018 (suministros a partir del año 2010). Por su parte, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

Por su parte, el precio de nudo de la potencia señalado en la Figura 7 es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. A cada unidad generadora, dependiendo de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, se le reconoce una potencia con la cual se determina su ingreso por potencia (venta de potencia). Este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. En el caso de Chile, los organismos son la CNE y el CEN respectivamente. Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en

el sistema. Las compras de potencia son transferidas por los generadores como cargos de potencia a sus clientes libres y clientes regulados. En este caso, el procedimiento es regulado.

#### **2.5.4. Servicios Complementarios**

No fue sino hasta la promulgación de la Ley 19.940 de marzo del 2004 donde se distingue formalmente entre los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico; derivando este último a la implementación de servicios complementarios (SSCC). En relación a los SSCC establece que “todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio”. Los conceptos son definidos en forma explícita como:

- Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- Servicios complementarios (SSCC): recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 del DFL No 4. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Se encarga al coordinador la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación a la remuneración de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por el CEN. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía será definida en un reglamento complementario a la LGSE. De este modo, el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia, tanto a nivel conceptual como de remuneración.

#### **2.5.5. Reglamentos de Coordinación y Operación de Sistemas de Almacenamiento**

En el marco regulatorio de la ley 20.936 publicada en el año 2016. Se definen por primera vez los sistemas de almacenamiento : “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”. (Artículo 225°, literal ad)

“Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros”. (Artículo 225°, literal ad)

Además la ley indica que “Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de energía, y que se interconecte al sistema, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente”.

“El reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos”. (Artículo 72°-2)

Para regular las disposiciones incorporadas en la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la ley 20.936, se requiere dictar un reglamento, con miras a dar cabal cumplimiento a lo dispuesto por la Ley.

En este contexto en octubre del 2017 se tiene el documento del reglamento preliminar que regirá la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional. Precisamente en el capítulo 7 del documento se especifican las reglas que deben seguir los sistemas de almacenamiento.

Entre los artículos más importantes que define el reglamento de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional se tiene:

- Artículo 88: Los Sistemas de almacenamiento interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.
- Artículo 90: En los Sistemas de almacenamiento y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección. El **modo retiro** corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el **modo inyección** corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.
- Artículo 92: Los retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser reconocidos al costo marginal de la barra de retiro de dicha energía. En tanto, las inyecciones de energía que éstos realicen deberán ser valorizadas al costo marginal de la barra de inyección de dicha energía.
- Artículo 96: Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento destinados al arbitraje de precios de energía deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad de acuerdo a la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel estimado de retiro de energía eléctrica, con

una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.

- Artículo 97: El Coordinador deberá determinar un programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para el Sistema de Almacenamiento que, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico, minimice el costo total actualizado de abastecimiento. El Coordinador deberá comparar los niveles de retiro del programa eficiente de inyecciones y retiros determinado previamente, con los indicados en el programa de retiros presentado por el Coordinado respectivo. Del resultado de esta comparación, deberán ser calificadas por el Coordinador como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas del programa de retiros presentado por el titular, que tengan niveles de retiro superiores a las del programa eficiente de inyecciones y retiros.
- Artículo 103: El costo variable de un Sistema de Almacenamiento destinado al arbitraje de precios de energía, será determinado por el Coordinado. El costo variable de un Sistema de Almacenamiento será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica.
- Artículo 108: En las **Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento** se distinguen tres modos de operación. El **Modo Carga**, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el **Modo Descarga**, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el **Modo Generación Directa**, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación. Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio.

## 2.6. Resolución de la simulación

En la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) de Latinoamérica tienen centrales hidroeléctricas (embalses) cuyo valor del agua debe ser optimizado para un horizonte de tiempo según el objetivo de la optimización.

Al momento de plantear al problema de optimización se debe tener en cuenta el objetivo de ésta. En caso de ser una planificación a mediano y largo plazo, debido a la complejidad (tiempo de computación) de los modelos que consideran optimización de sistemas con embalses como:

OSE2000, SDDP y Plexos no integran algunas restricciones de operación. Esto ocurre debido a que utilizan resolución por bloques horarios sin resolución temporal, esto hace perder sensibilidad o simplemente no refleja restricciones de operación como: rampas de subida/bajada, tiempos mínimos de encendido/apagado.

En el corto plazo se acepta resolución horaria para modelar la operación técnica y económica del sistema eléctrico.

Actualmente debido al aumento de tecnologías de generación variable es importante que la operación del SEP y planificación a mediano y largo plazo sean con una resolución que permita integrar restricciones reales del sistema. El problema de lograr una resolución que permita reflejar estas restricciones es el alto costo computacional que conlleva.

Como solución a la problemática descrita, la plataforma computacional Chebyshev desarrollada por el Centro de Energía de la FCFM, propone una metodología y formulación matemática detalladas en [17] y [18]. Esta herramienta es capaz de combinar el problema de largo plazo (embalses) con el de corto plazo (operación).

En la primera etapa se realiza el cálculo del despacho hidrotérmico para calcular el costo de oportunidad del agua y gestionar las políticas de generación de las centrales hidroeléctricas. En la segunda etapa el modelo corre la simulación considerando un pre-despacho dado por la etapa anterior

### 3. Metodología

Para lograr los objetivos planteados, el trabajo se organiza en tres etapas: en la primera, considerando el Plan de Expansión de Largo Plazo (PELP) para definir la capacidad instalada del parque generador y la proyección de demanda. Se realiza la búsqueda de los datos de entrada que definen el modelo de optimización, estos son características de operación de las máquinas y del BESS, perfiles de generación de centrales ERNC, y topología del sistema. En la segunda, se realizan simulaciones de la operación del sistema eléctrico nacional (SEN) para un caso base y dos casos de estudio haciendo uso de una plataforma computacional que permite la programación de la operación del sistema eléctrico, esta plataforma fue desarrollada por el centro de energía con el fin de obtener la operación óptima del sistema para un horizonte de tiempo determinado. Finalmente, en una tercera etapa, se analizan los resultados de las simulaciones para los distintos casos de estudio, lo que permite determinar cuál de los escenarios resulta ser factible técnica y económicamente.

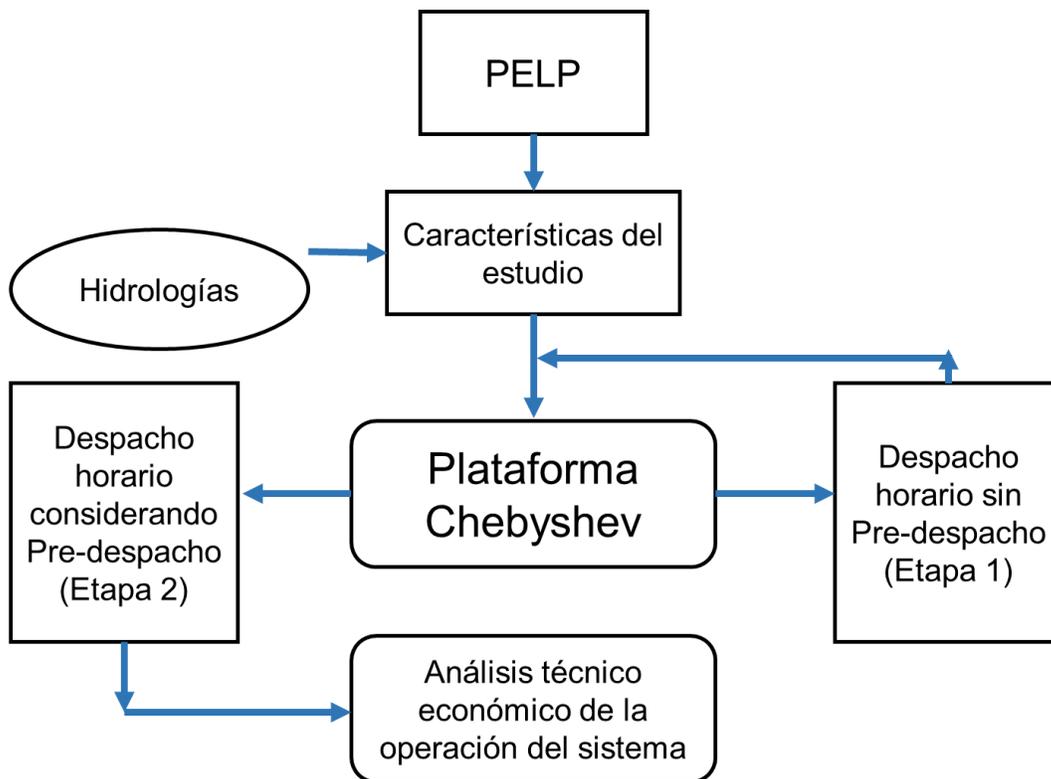


Figura 8: Metodología evaluación técnico- económica

#### 3.1. Representación del sistema eléctrico chileno

Para el estudio se realizaron algunas simplificaciones y se tomaron supuestos del sistema eléctrico nacional (SEN), con el objetivo de lograr una representación simplificada pero realista del sistema real.

La topología del sistema considera un sistema reducido del conjunto interconectado SIC-SING de 29 barras. Ver detalle de las barras consideradas en anexos.

Tabla 2: Barras de sistemas consideradas

Barras del Sistema			
1	Cardones	16	Itahue
2	Diego de Almagro	17	Charrua
3	Maitencillo	18	Colbún 220
4	Punta_Colorada	19	Rahue
5	Pan de Azúcar	20	Temuco-Cautín
6	Los Vilos	21	Valdivia-Ciruelos
7	Las Palmas	22	Puerto Montt
8	Nogales	23	Pichirropulli
9	Quillota	24	Tarapaca
10	Polpaico	25	Lagunas
11	Rapel-Melipilla	26	Crucero-Encuentro
12	Cerro Navia-Lo Aguirre	27	Atacama-Mejillones
13	Alto Jahuel	28	Laberinto-Domeyko
14	Ancoa 220	29	Los Changos-Kapatur
15	Tinguiririca		

### 3.1.1. Capacidad instalada y características de operación de las centrales

Actualmente en el sistema eléctrico chileno existe una potencia instalada de 23,2 [GW] de los cuales 1,86 [GW] corresponden generación solar y 1,35 [GW] a generación eólica. [19]. Las ERNC principalmente las tecnologías fotovoltaica y eólica son las que tienen mayor proyección de crecimiento en el corto plazo. Según datos de Systep [19] la capacidad instalada de nuevas centrales en construcción para el periodo 2017-2022 contempla 2,7 [GW] de generación eólica y 0,742 [GW] de solar FV.

A partir de esta y otras proyecciones se escoge un parque, el cual cuenta con 406 generadores de distintas tecnologías, las cuales suman una capacidad instalada de 26,63 [GW], lo que significa un aumento del 14,6% de la capacidad instalada actual. La distribución de las capacidades instaladas por tecnología se muestra en la Figura 9.

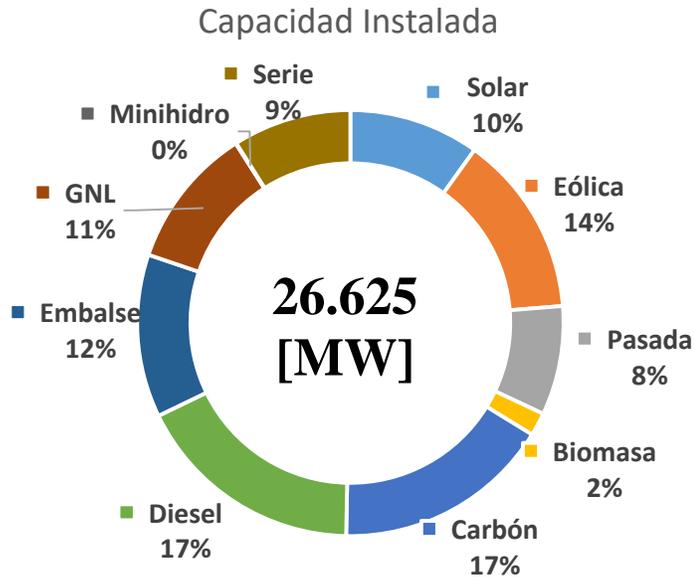


Figura 9: Porcentaje de la capacidad instalada por tecnología

Para la correcta operación del sistema se debió ingresar las características de operación de las máquinas. Las características consideradas son:

- Capacidad instalada [MWh]
- Barra de conexión.
- Potencia mínima y máxima [MW]
- Rampas [MW/min]
- Costo variable [USD/MWh]
- Costos de partida y parada. [USD]

### 3.1.2. Hidrologías

La plataforma computacional utilizada realiza la coordinación hidrotérmica en el horizonte de simulación. Por este motivo se puede representar escenarios húmedos, medios o secos, esto según la hidrología ingresada.

Se tienen a disposición 55 hidrologías, las cuales son utilizadas en el software PLP para realizar la coordinación hidrotérmica. Para este estudio solo se utilizaron dos escenarios hídricos de los 55 disponibles.

Se consideró un escenario húmedo y uno seco, para los fines de este estudio no es necesario tener tantas sensibilidades en este ámbito. Según lo previsto, en el escenario húmedo el valor del agua en embalses debería ser menor y por lo tanto tomar un mayor protagonismo en la energía inyectada al sistema, lo que provoca un menor costo marginal en el sistema y por consecuencia disminuyen los ingresos del propietario del dispositivo de almacenamiento.

Por otro lado en un escenario seco el valor del agua aumenta por lo que el parque térmico toma mayor protagonismo en la inyección de la energía, desencadenando un alza de costos marginales. Esto a su vez provoca un mayor ingreso al propietario del BESS ya que avalúa las inyecciones a precios mayores.

### **3.1.3. Características del BESS**

Para incluir la operación del BESS en el sistema eléctrico se debió entregar al modelo datos de algunas características que definen al dispositivo de almacenamiento. Los datos entregados al modelo son:

- eficiencia de carga/descarga [%]
- potencia instalada [MW]
- capacidad [MWh]
- corriente máxima. [A]
- energía mínima. [MWh]
- energía máxima. [MWh]
- energía inicial/final [MWh]
- costo variable. [USD/MWh]

Para eficiencia de carga y descarga se consideró 97% lo que entrega una eficiencia del ciclo completo de 95%. Esta eficiencia se encuentra dentro del rango de eficiencias para la tecnología ion-litio.

La potencia instalada en el caso de El Romero es de 200 [MW] y Punta Palmera 45[MW]. La capacidad queda determinada por el tiempo de descarga a considerar en el modelo. En este estudio se consideran tiempos de descarga de una, dos y tres horas con el objetivo de comparar los beneficios económicos al variar la capacidad del BESS.

Como se explicó anteriormente, la vida útil del BESS queda determinado por las condiciones de operación a las cuales es sometido. Existe una directa relación entre la profundidad de descarga y los ciclos de vida útil. En este estudio se consideró que el BESS operó con una profundidad de descarga del 90% logrando así una vida útil de 2000 ciclos. Por este motivo el sistema de almacenamiento solo se puede descargar hasta un 10% de su estado de carga.

La energía inicial y final se estableció en el 50% de su capacidad. Este supuesto se toma para no condicionar al BESS a inyectar energía en el tiempo cero debido a partir con un 100% de su estado de carga y tampoco se le obliga a realizar retiros en caso de comenzar con la energía mínima permitida que son 10% del estado de carga. La energía final se fija en 50% ya que en el balance final debe existir la misma energía que en el tiempo cero.

## **3.2. Modelo de carga y descarga BESS**

La modelación de la batería en este estudio considera restricciones de potencia tanto en la carga como en la descarga. La Figura 10 muestra una curva típica de carga en una batería ion-litio, en

este gráfico se aprecia como a medida que la batería se acerca a su máximo estado de carga, la corriente comienza a disminuir desde cierto punto y el voltaje comienza a aumentar a lo largo del proceso de carga. Como la potencia de carga es el producto del voltaje y la corriente de carga, se construyó una curva de carga del BESS tal que pueda acercarse al comportamiento real de carga y descarga del dispositivo de almacenamiento.

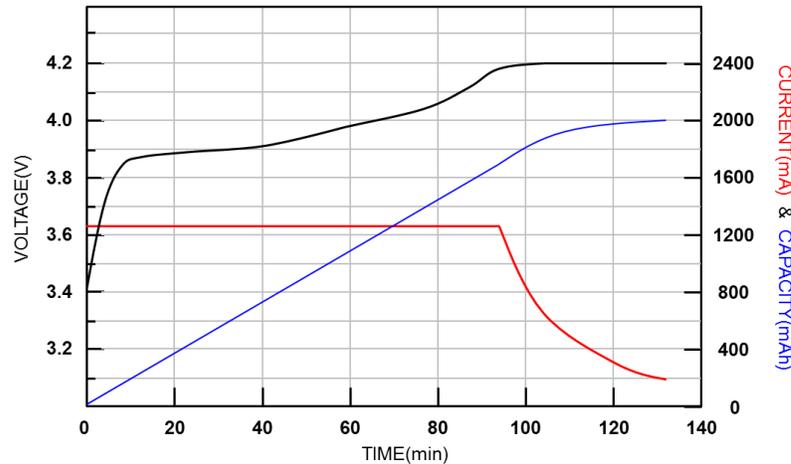


Figura 10: curva de carga de una batería de litio típica

Para el presente estudio se asumió que la potencia de carga de la batería es constante e igual a la máxima potencia de carga, hasta que el BESS alcanza un estado de carga (*State of Charge*) del 80% [20]. En ese punto la potencia de carga comienza a disminuir linealmente para este modelo. En la Figura 11 se muestra la curva de carga en la cual se puede ver el comportamiento de la potencia de carga a medida que aumenta el estado de carga.

Si se utilizara la curva real de carga y descarga, convertiría el problema de optimización a resolver en un problema no lineal, esto hace más complejo la resolución y aumenta el costo computacional. Por esta razón se modela como una función lineal de modo que el problema a resolver sigue siendo lineal.

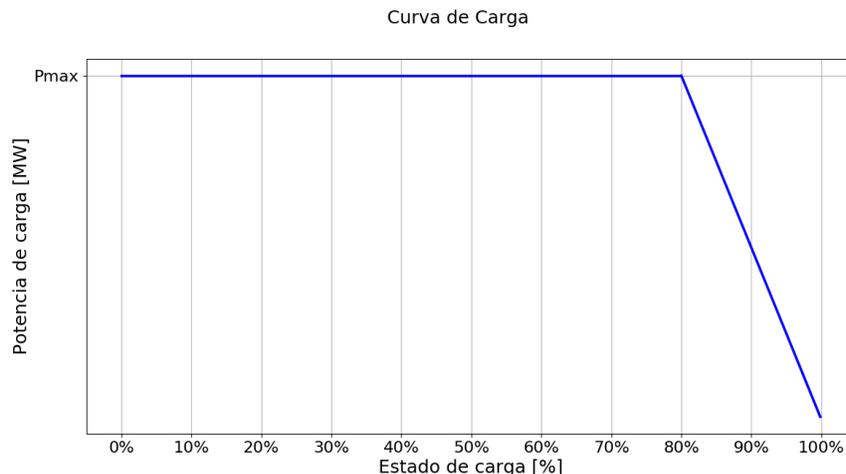


Figura 11: Curva de carga del BESS

### 3.3. Casos de estudio

En el siguiente estudio, se realizan simulaciones en la central fotovoltaica El Romero y en la eólica Punta Palmera pertenecientes a la empresa Acciona Energía Chile.

Para el caso base, no se consideran sistemas de almacenamiento; mientras que para los casos de estudio, sí, aunque difieren en la forma de operar del conjunto Central-BESS

Para los dos casos de estudio, se simulan tres instancias en las que la capacidad del BESS cambia, de modo de determinar cuál de ellas entrega mayores beneficios económicos en un horizonte de tiempo.

#### 3.3.1. Caso A: Arbitraje de Energía

Para este caso de estudio se tiene que, la operación de la central de recurso variable, ya sea El Romero o Punta Palmera y el BESS es independiente. En la Figura 12 se muestra el esquema de conexión del conjunto Central-BESS y se muestra la dirección de los flujos de potencia de cada uno de los componentes.

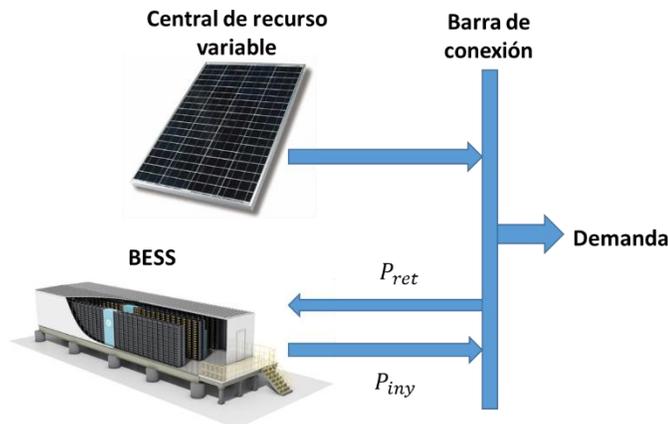


Figura 12: Esquema de conexión Caso A

Debido al funcionamiento del mercado chileno, específicamente en el mercado de la energía o spot, se tiene que debido a la variación de la demanda a lo largo del día, exista una variación de los costos marginales del sistema. Estos costos marginales aumentan en horas de alta demanda energética y disminuyen en bloques de baja demanda.

Bajo este escenario, el sistema de almacenamiento puede gestionar la compra y venta de energía, de modo que puede comprar energía en los momentos en que el costo marginal del sistema es bajo para luego vender energía en bloques en que los costos marginales del sistema son altos.

Es necesario conocer los ingresos por inyección y los costos de retiro de energía del dispositivo BESS para obtener las utilidades netas generadas por su operación. Para obtener los ingresos se evaluó las inyecciones de energía en un periodo al costo marginal de la barra de inyección en el

mismo periodo de tiempo. Para obtener los costos de retirar energía, se evaluó los retiros de energía en un periodo al costo marginal de la barra de retiro en el mismo periodo de tiempo. Esto según el artículo 92 del reglamento de coordinación y operación del SEN.

### 3.3.2. Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

En el siguiente caso de estudio la operación de la central generadora y el BESS funcionan de manera conjunta. En la Figura 13 se muestra el diagrama de operación del conjunto Central-BESS en el cual se puede ver la dirección de sus flujos de potencia, los modos de operación se detallan en el artículo 108° del reglamento de coordinación y operación.

El BESS solo puede recibir energía de la central generadora y no del sistema como en el caso de estudio anterior. En cambio las inyecciones de energía al sistema pueden venir de la central generadora, del BESS o ambas en paralelo si las características técnicas de la conexión al sistema lo permiten.

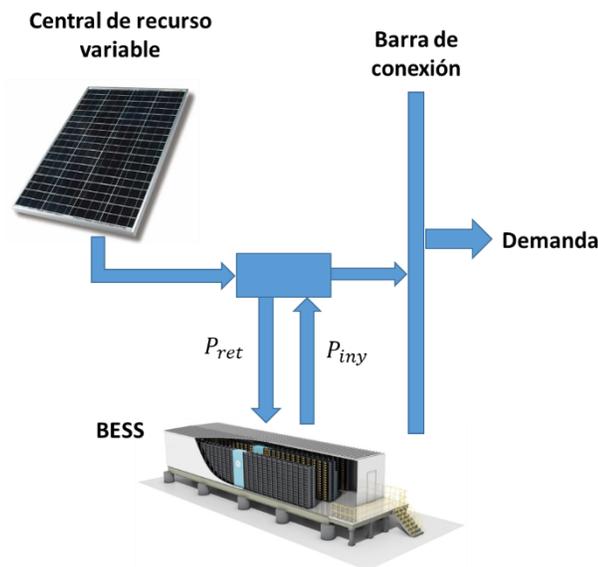


Figura 13: Esquema de conexión Caso B

En este escenario el BESS provocará desplazamiento de bloques de generación de modo que energía que se inyectaba en horas en que los costos marginales son bajos podrá ser inyectada en bloques en que los costos marginales son mayores. Además en los momentos en que exista congestión en las líneas que evacúan la energía de las barras que se encuentra el conjunto central-BESS, se evitara el vertimiento del recursos renovable pudiendo almacenarlo en el dispositivo BESS para su futura inyección cuando no exista congestión o los costos marginales se acoplen y vuelvan a subir.

Para obtener los ingresos por inyección del BESS se evaluó la energía inyectada en un periodo de tiempo al costo marginal de la barra de conexión en el mismo periodo de tiempo. Para conocer el costo de cargar el dispositivo de almacenamiento se evaluó la energía que ingresa al BESS en

un periodo de tiempo al costo de oportunidad, el cual en este caso sería el costo marginal en la barra de inyección en el mismo periodo de tiempo.

### 3.4. Simulaciones

La potencia del BESS considerada en El Romero es de 200 [MW] y Punta Palmera 45 [MW]. En cada caso de estudio se simularon tres capacidades distintas con el fin de evaluar cual hace más rentable el proyecto. Para ambas centrales a estudiar se consideran BESS con tiempos de descargas de una, dos y tres horas por lo que las capacidad a simular para la central El Romero serán 200, 400 y 600 [MWh] y para la central Punta Palmera 45, 90 y 135 [MWh].

Además, cada escenario de estudio considera dos hidrologías; seca y húmeda. De esta manera se pudo realizar un análisis de sensibilidad de la factibilidad económica del proyecto dependiendo del nivel de participación de generación hidroeléctrica en el horizonte de estudio.

En la Tabla 3 se muestra un resumen de los casos de estudio con sus respectivos escenarios simulados.

Central	Capacidad BESS [MWh]	Hidrología
El Romero	200	Seca
		Húmeda
	400	Seca
		Húmeda
	600	Seca
		Húmeda
Punta Palmera	45	Seca
		Húmeda
	90	Seca
		Húmeda
	135	Seca
		Húmeda

Tabla 3: Resumen escenarios simulados

### 3.5. Plataforma Computacional Chebyshev

El modelo matemático de optimización utilizado por la plataforma se presenta en el capítulo 2.6 Resolución de la simulación. En este capítulo se detalla las restricciones de la operación que la plataforma Chebyshev considera.

- Encendido y apagado de centrales térmicas: Describe la relación existente entre el estado actual en un tiempo  $t$  y el estado anterior  $t - 1$ . Esto permite ligar estas variables con los cambios de estado

- Mínimos y máximos técnicos de centrales térmicas: restringe la operación de la máquina térmica entre sus cotas mínimas y máximas de potencia de generación. Esta restricción se activa solo si la central térmica respectiva es despachada.
- Tiempos mínimos de operación de centrales térmicas: establece el mínimo tiempo que una máquina térmica debe estar encendida.
- Tiempo mínimo de detención de centrales térmicas: establece el tiempo mínimo que la central debe estar apagada antes de volver a encenderla.
- Rampas de centrales térmicas: Corresponde al tiempo que demora una central térmica en aumentar o disminuir su potencia de generación [MW/minuto].
- Coordinación hidrotérmica: en la etapa 1, realiza la gestión del agua en el horizonte de simulación. En la etapa 2, utiliza la gestión de los embalses de la etapa 1 y fija un pre-despacho.
- Considera un sistema multimodal de 29 barras.
- El modelo de optimización realiza un flujo de potencia DC. Esto se traduce en que solo se despacha potencia activa.

### 3.6. Evaluación económica

Para realizar la evaluación económica, se utilizó como criterio de factibilidad el cálculo del VAN para los diversos escenarios anteriormente descritos. Este procedimiento permite calcular el valor presente de un determinado flujos de caja futuros originados por una inversión.

En este estudio la inversión corresponde al dispositivo de almacenamiento (BESS) y los flujos de caja futuro corresponden a las utilidades provenientes de la venta de energía, sujeto a las restricciones de operación que define el modelo del mercado eléctrico chileno.

Para obtener los flujos anuales del proyecto, se calculan ingresos, costos y finalmente utilidades a partir de los resultados de las simulaciones de la operación del sistema eléctrico nacional para un horizonte de 5 años (2018-2022).

#### 3.6.1. Cálculo de ingresos anuales

- Caso Base

En el caso base los ingresos anuales provienen exclusivamente de la venta de energía de la central El Romero y Punta Palmera respectivamente. Es por eso que los ingresos anuales se calcularon multiplicando la energía inyectada en el tiempo  $t$  con el costo marginal de la barra de inyección para el mismo instante de tiempo. En la ecuación (1) se muestra el cálculo.

$$Ingresos [USD] = \sum_{t=0}^{t=8760} E_{iny}(t) \cdot CMg_{barra} \quad (1)$$

- Caso A: “Arbitraje de Energía”

En este caso, los ingresos del propietario del conjunto Central-BESS corresponden a las inyecciones de energía de la central fotovoltaica y BESS. Los ingresos provenientes de las inyecciones de energía de la central generadora son calculados mediante (1). Los ingresos anuales provenientes de las inyecciones del sistema de almacenamiento son calculados en (2).

$$Ingresos inyección_{BESS} [USD] = \sum_{t=0}^{t=8760} E_{BESSiny}(t) \cdot CMg_{barra}(t) \quad (2)$$

- Caso B: “ Central renovable con capacidad de almacenamiento”

Al igual que en el caso A, los ingresos provienen de las inyecciones de la central renovable y del dispositivo de almacenamiento. Por lo tanto los ingresos que provienen de la central renovable se calculan mediante la ecuación (1) y los ingresos debido a las inyecciones del BESS se calculan mediante la ecuación (2).

### 3.6.2. Cálculo de costos anuales

- Caso Base

El único costo que considerado en este estudio para la central generadora renovable, es su costo variable. El modelo considera un costo de 5,5 [\$/MWh] para el caso de tecnología solar fotovoltaica y 7,7 [\$/MWh] para parques eólicos.

Con estos datos se calcularon los costos anuales de la central solar fotovoltaica El Romero y del parque eólico Punta Palmera como se muestra en la ecuación (3) y (4) respectivamente.

$$Costo\ variable_{EL\ Romero} [USD] = 5,5 \cdot E_{iny}(t) \quad (3)$$

$$Costo\ variable_{Pta\ Palmera} [USD] = 7,7 \cdot E_{iny}(t) \quad (4)$$

- Caso A: “Arbitraje de Energía”

En este caso se tienen costos por parte de la central renovable, los cuales corresponden a los costos variables de generación y se pueden calcular con las ecuaciones (3) y (4) dependiendo de la central. También se tienen los costos de retiro del BESS, estos costos son calculados al evaluar la energía retirada por el sistema de almacenamiento en el tiempo  $t$  al costo marginal de la barra

de retiro en el mismo instante de tiempo. Este cálculo anteriormente descrito se muestra en la ecuación (5).

$$Costo\ de\ retiro\ [USD] = \sum_{t=0}^{t=8760} E_{BESS_{ret}}(t) \cdot CMg_{barra}(t) \quad (5)$$

- Caso B: “ Central renovable con capacidad de almacenamiento”

Para el caso de estudio B, al igual que en el caso anterior, se tiene los costos variables de operación calculados mediante (3) y (4).

### 3.6.3. Utilidades anuales

- Caso Base

Las utilidades anuales en el caso base corresponden al resultado del balance entre ingresos y costos. Específicamente a los ingresos por inyección de energía generada por la central renovable se le deben restar los costos variables.

$$Utilidades\ anuales\ [USD] = ingresos - costo\ variable \quad (6)$$

- Caso A: “Arbitraje de Energía”

En este caso es importante diferenciar las utilidades que se tienen debido a la operación de la central renovable y del sistema de almacenamiento. Las utilidades anuales del BESS nos ayudaran a calcular el valor presente en conjunto con la inversión inicial en almacenamiento.

Las utilidades de la central renovable se calculan de igual manera que en el caso base definida en la ecuación (6). Las utilidades del BESS se calculan a partir de la resta entre ingresos por inyección y costos de retiro de energía. La ecuación (7) define las utilidades anuales del BESS.

$$Utilidades\ anuales_{BESS}\ [USD] = Ingresos\ inyección_{BESS} - Costo\ de\ retiro_{BESS} \quad (7)$$

- Caso B: “ Central renovable con capacidad de almacenamiento”

En este caso las utilidades corresponden al conjunto Central-BESS. Es por eso que las utilidades se obtienen de la resta de los ingresos por inyección del conjunto y el costo de almacenamiento.

$$U\ anuales_{Central-BESS} = ingresos\ por\ inyección - costo\ variable \quad (8)$$

### 3.6.4. Análisis de factibilidad económica

Uno de los objetivos principales de este estudio, es poder evaluar la factibilidad del proyecto según el caso de estudio. También es interesante conocer como varia la factibilidad del proyecto dependiendo de la capacidad del BESS y también de la vida útil.

Para el análisis económico el costo de inversión considerado para el BESS de ion-litio es de  $320 \frac{USD}{KWh}$ . [1]

- Evaluación a horizonte de 5 años

En el primer análisis se consideró una profundidad de descarga de las baterías (*DoD*) del 90%, bajo este supuesto las baterías tienen una vida útil cercana a los 2000 ciclos. Considerando un ciclo completo de carga y descarga diario, el horizonte de simulación es de 5 años.

Para evaluar la factibilidad se utiliza como indicador el valor actual neto (VAN), este indicador permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos futuros originados por una inversión inicial. Para calcular el VAN es necesario conocer: Inversión inicial en el tiempo cero ( $I_0$ ), los flujos de caja por periodo ( $V_t$ ), el número de periodos considerados ( $t$ ), tasa de descuento ( $k$ ).

$$VAN = \sum_{t=1}^t \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (9)$$

$$I_0 = 320 \frac{USD}{KWh} \quad t = 5 \text{ años} \quad k = 10\%$$

- Evaluación a horizonte de 10 años

Las simulaciones realizadas en el BESS con capacidad de 400 [MWh] consideran una profundidad de descarga del 90%, dejando 360 [MWh] de energía disponible. Precisamente estos 360 [MWh] de capacidad corresponden al 60% de la capacidad nominal del BESS de 600 [MWh]. Por lo anterior, se puede asumir que las simulaciones realizadas para el BESS de 400 [MWh] de capacidad nominal es equivalente a una simulación de un sistema de almacenamiento de 600 [MWh] de capacidad nominal considerando una profundidad de descarga del 60%. Lo mismo ocurre para el caso del BESS Punta Palmera entre los BESS de 90 y 135 [MWh].

Como el BESS disminuye su profundidad de descarga a 60% la vida útil de la batería aumenta a 3500 ciclos de vida, lo que se traduce en aproximadamente en un horizonte de 10 años. Como la plataforma computacional utilizada solo considera 5 años, se considerará una inversión inicial correspondientes a 5 veces la anualidad.

La anualidad ( $A$ ) es una sucesión de flujos, generalmente iguales, que se realizan en periodos regulares de tiempo considerando un interés compuesto. La fórmula para encontrar el valor de los flujos considera la cantidad de periodos ( $n$ ), la tasa de interés ( $i$ ), inversión inicial ( $I_o$ ).

$$A = I_o \cdot \frac{i}{(1 - (i)^{-n})}$$

Luego para el cálculo del VAN se considera como inversión inicial, cinco veces la anualidad, ya que se tienen utilidades solo para un horizonte de 5 años que fue la cantidad de años simulados.

- Evaluación a horizonte de 13 años

Similar a lo realizado en la evaluación anterior, el BESS de menor capacidad nominal, 200 y 45 [MWh] para El Romero y Punta palmera respectivamente operados a un 90% de profundidad de descarga equivale a operar los sistemas de 400 y 90 [MWh] a una profundidad de descarga del 45%, alcanzando así los 5000 ciclos de vida, aumentando aproximadamente a 13 años de vida útil. El mecanismo de evaluación se realizó de igual manera que para la evaluación a 10 años. Se calculó la anualidad a un horizonte de 13 años con una tasa de interés de 10% y una inversión inicial de 320 [USD/KWh]. Finalmente para el cálculo del VAN se consideraron solo los primero 5 años.

### 3.6.5. Energía vertida

Uno de los problemas que existente hoy en la operación del sistema eléctrico chileno es el vertimiento de energía proveniente de recursos renovables.

El vertimiento de energía corresponde al fenómeno de no utilizar energía proveniente de generación ERNC (siendo que está disponible) por problemas técnicos operacionales del sistema eléctrico. Estos problemas técnicos puede ser congestión en las líneas, falta de capacidad de rampa, control de frecuencia, etc.

Para calcular la energía vertida para un tiempo  $t$  cualquiera en el horizonte de simulación se debe conocer la diferencia entre la energía total generada para el tiempo  $t$  y la energía inyectada al sistema para el mismo intervalo. En la ecuación (10) se muestra la fórmula utilizada para el cálculo de la energía vertida.

$$E_{vertida}(t) = E_{generada}(t) - E_{inyectada}(t) \quad (10)$$

## 4. Resultados y Análisis

En el presente capítulo se presentan resultados de las simulaciones de la operación horaria del sistema eléctrico nacional (SEN) para un caso base y dos casos de estudio con sus respectivas sensibilidades detalladas anteriormente en el capítulo 3.3.

Los resultados y análisis contemplan tanto la operación técnica como económica de las centrales estudiadas; FV El Romero y eólica Punta Palmera.

### 4.1. Caso base

En primer lugar, se muestran los resultados de la operación del sistema sin considerar sistemas de almacenamiento de energía en las centrales a estudiar. De esta manera se tiene un punto de referencia con el objetivo de analizar y comparar la operación entre los dos casos de estudio y sus respectivos escenarios.

#### 4.1.1. Datos de la operación técnica

En primer lugar, es importante conocer el comportamiento de la demanda en el horizonte de simulación. Con los datos mostrados en la Figura 14 es posible realizar algunos análisis sobre la generación de energía y utilidades en el horizonte de estudio.

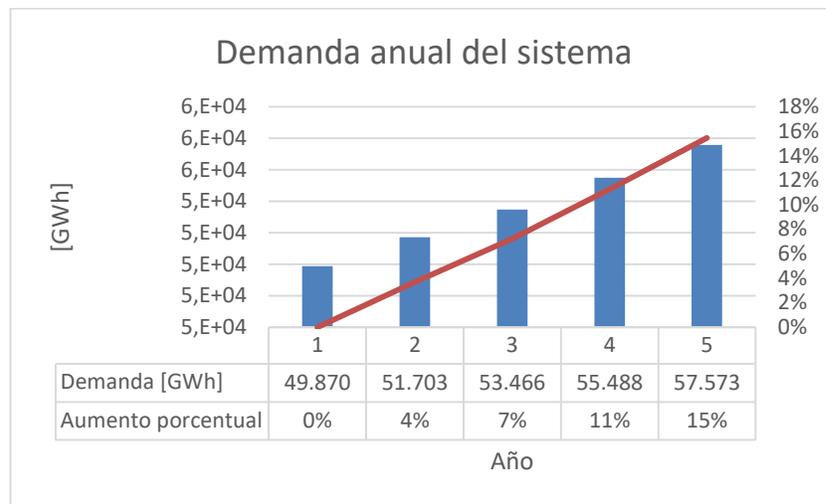


Figura 14: Demanda de energía anual en el sistema

El aumento de un 15% en la demanda energética en 5 años es suficiente para cambiar los costos marginales del sistema y la generación neta.

Por otro lado, en la Figura 15 se muestra el perfil de demanda semanal para enero de 2018. En este perfil se muestra la diferencia de demanda en un día hábil con respecto al fin de semana, los días hábiles van desde la hora cero correspondiente al día lunes hasta la hora 120 que corresponde a la hora 24 del día viernes.

La demanda peak en un día hábil es de 9435 [MW] a las 17 horas y la demanda mínima llega a los 7290 [MW] cerca de las cinco de la madrugada. Para los fin de semana la demanda máxima solo alcanza 8770 [MW] cerca de las 22 horas y la demanda mínima es de 6590 [MW] a las ocho de la mañana del domingo.

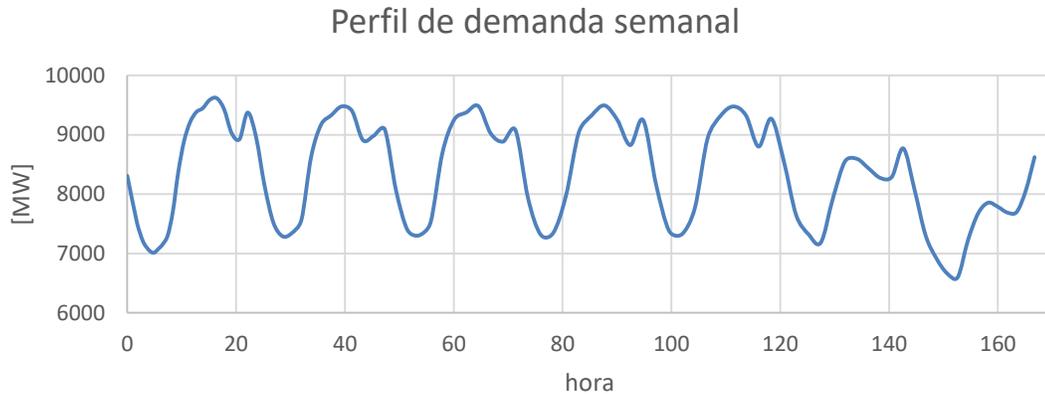


Figura 15: Perfil de demanda semanal Enero 2018

En la Figura 16 se muestra la inyección anual de energía por central y por hidrología. En el caso de la central FV El Romero, la generación neta en todo el horizonte de simulación es mayor en el escenario hidrológico seco en un 0,95%, por otro lado la central eólica Punta Palmera también presenta mayor generación de energía en el escenario seco pero superando al escenario húmedo en un 4,2%. Esta diferencia se debe al valor que toma el agua embalsada dependiendo del escenario hídrico.

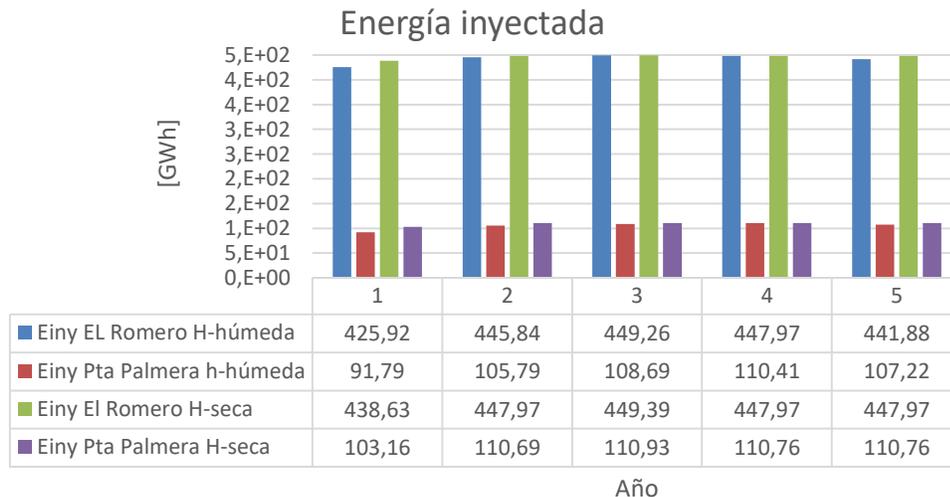
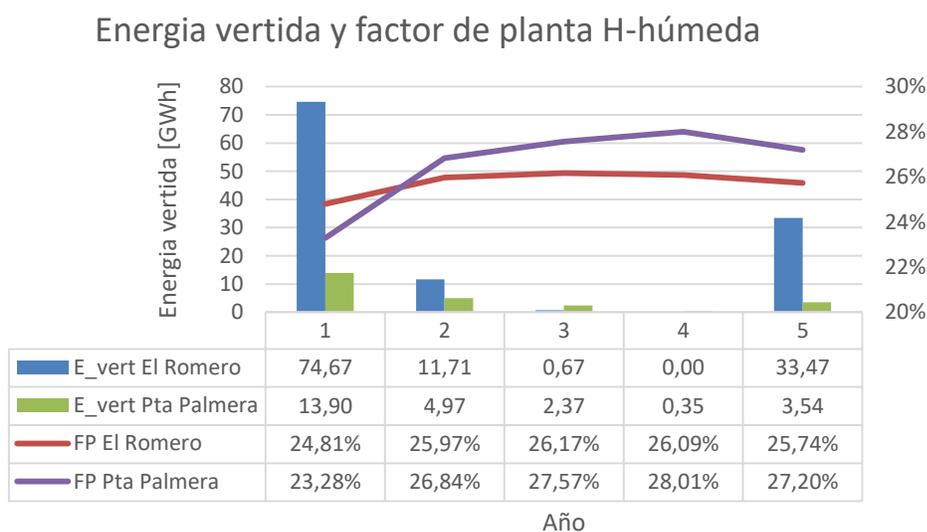


Figura 16: Energía inyectada por central e hidrología

La energía vertida puede ser causada por congestiones en la transmisión del sistema u otros problemas técnicos como la falta de flexibilidad, específicamente se debe verter energía ERNC y encender máquinas flexibles como GNL o diésel a mínimo técnico para tener capacidad de rampa

y poder afrontar un aumento brusco de generación ya sea por falla o por la variabilidad de algún recurso, como el solar o eólico. A continuación se muestra la energía vertida por año de las centrales en estudio separando la presentación de resultados por hidrología.

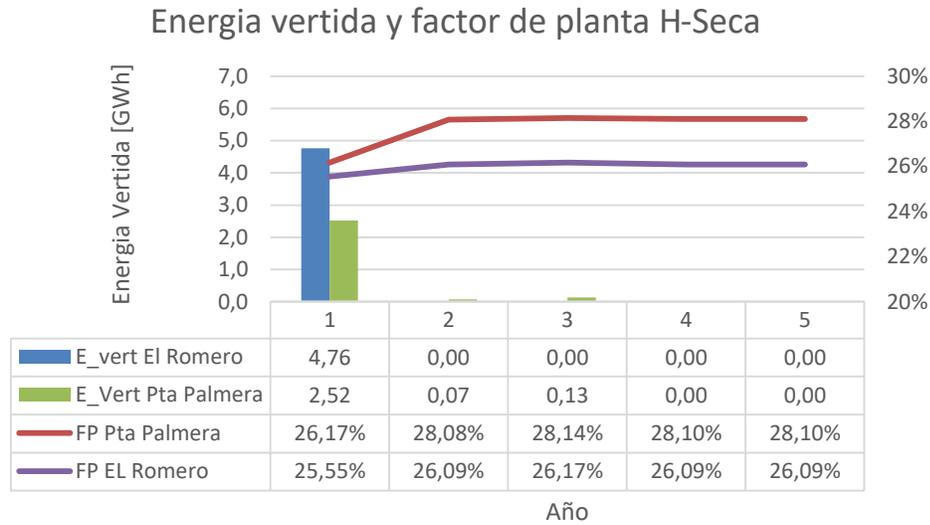
En la Figura 17 se puede ver que en el primer año es donde ambas centrales en estudio presentan los mayores vertimientos y por ende los mínimos factores de planta. Por el contrario en el cuarto año es donde se alcanza el mayor factor de planta, 26% para la central El Romero y 28% para Punta Palmera. El último año vuelve a tener un aumento del vertimiento, alcanzando un 7,7% de lo inyectado por El Romero en ese año y un 3,3% para Punta Palmera. Este aumento del vertimiento tiene explicación en que la coordinación hidrotérmica al estar en el último periodo del horizonte de simulación, hace mayor uso del agua para llegar a las cotas impuestas.



*Figura 17: Energía vertida y factor de planta hidrología húmeda*

La Figura 18 muestra nuevamente el vertimiento y el factor de planta de las centrales, en este caso para un escenario hidrológico seco.

Al igual que en el escenario húmedo, el primer año es donde se presenta el mayor vertimiento de energía, luego el vertimiento es casi nulo y el factor de planta se mantiene constante para los siguientes periodos.



*Figura 18: Energía vertida y factor de planta hidrología seca caso base*

#### 4.1.2. Datos de la operación económica

Para realizar una evaluación económica de los casos de estudio, es importante tener una referencia con respecto al caso sin intervención. En la Figura 19 se muestran las utilidades, las cuales fueron calculadas según lo indicado en la metodología.

Las utilidades en el escenario hídrico seco aumentan en cinco años un 51% y 39% para El Romero Y Punta Palmera respectivamente. En el escenario húmedo el mayor incremento en las utilidades se da en el año cuatro con 71% y 49% para la central solar y eólica respectivamente.

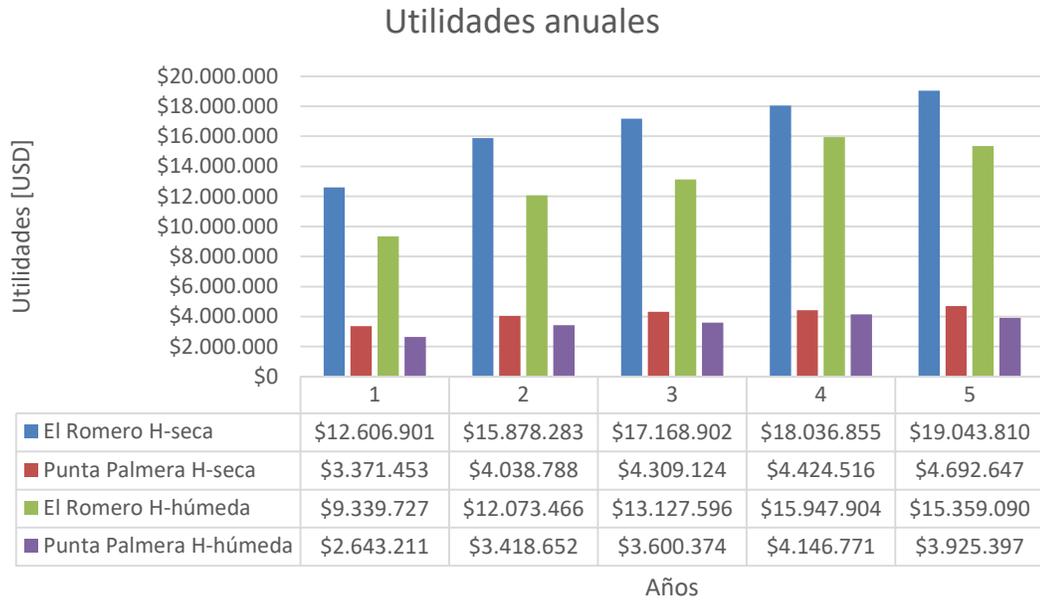


Figura 19 : Utilidades anuales por central e hidrología

El aumento de las utilidades se debe al aumento de la energía inyectada y del aumento de los costos marginales del sistema. La Figura 20 muestra el progresivo aumento del costo marginal en el periodo de simulación. Este aumento en el costo marginal del sistema se debe a que el aumento de la demanda hace que comiencen a marginar máquinas de costo variable mayor durante más horas en el día. En el escenario húmedo el costo marginal aumenta 31% en el quinto año para ambas centrales, en el escenario seco el aumento es de un 26%.

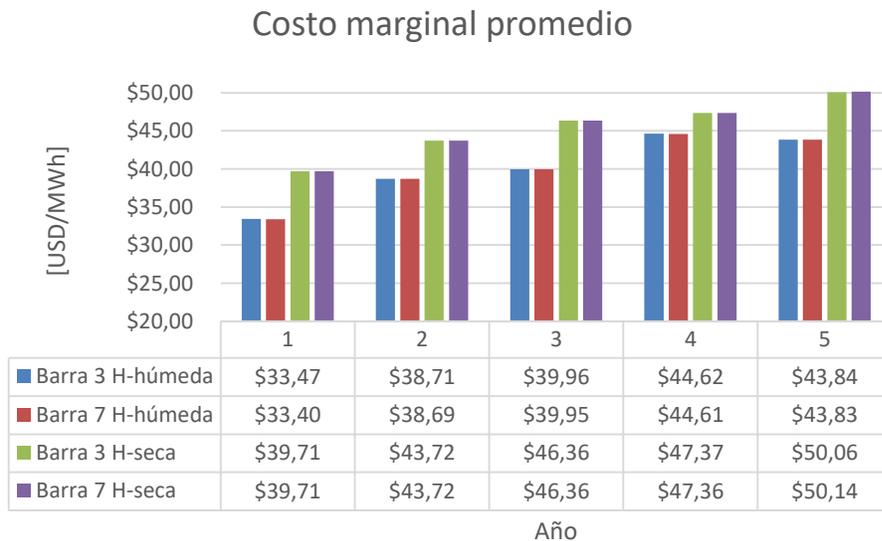


Figura 20: Costo marginal promedio anual de las barras de conexión estudiadas

## 4.2. Caso A: “Arbitraje de energía”

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones del “caso A” de estudio. En el cual el sistema de almacenamiento de energía realiza arbitraje de energía, como ya fue detallado en el capítulo 3.3.1.

Técnicamente las conexiones de la central generadora y el BESS son independientes, en específico el BESS realiza las inyecciones y retiros de energía directamente al sistema eléctrico, por medio de la barra de conexión.

Para un análisis ordenado y explicativo, en este capítulo solo se muestran gráficas para el escenario hidrológico seco, dejando los resultados del escenario húmedo en anexos.

### 4.2.1. Datos de la operación técnica

En la Figura 21 y Figura 22 se muestra la operación semanal del BESS El Romero y Punta Palmera, donde se puede comprobar el correcto funcionamiento del dispositivo de almacenamiento según el caso de estudio. En las horas en que el costo marginal del sistema baja, el BESS comienza a retirar energía del sistema para luego inyectarla en las horas en que el costo marginal aumenta.

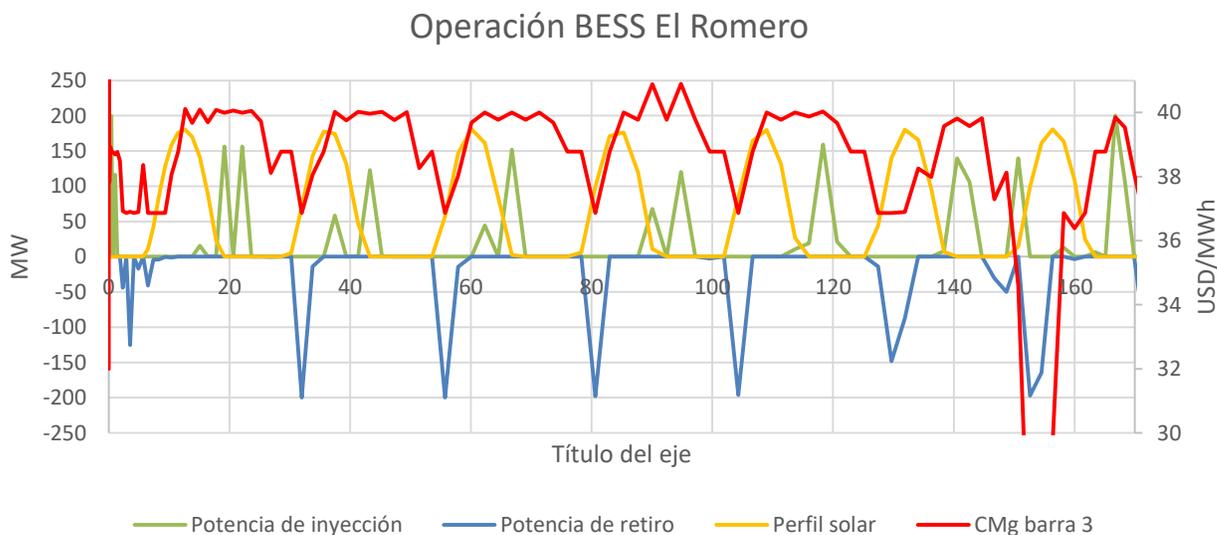
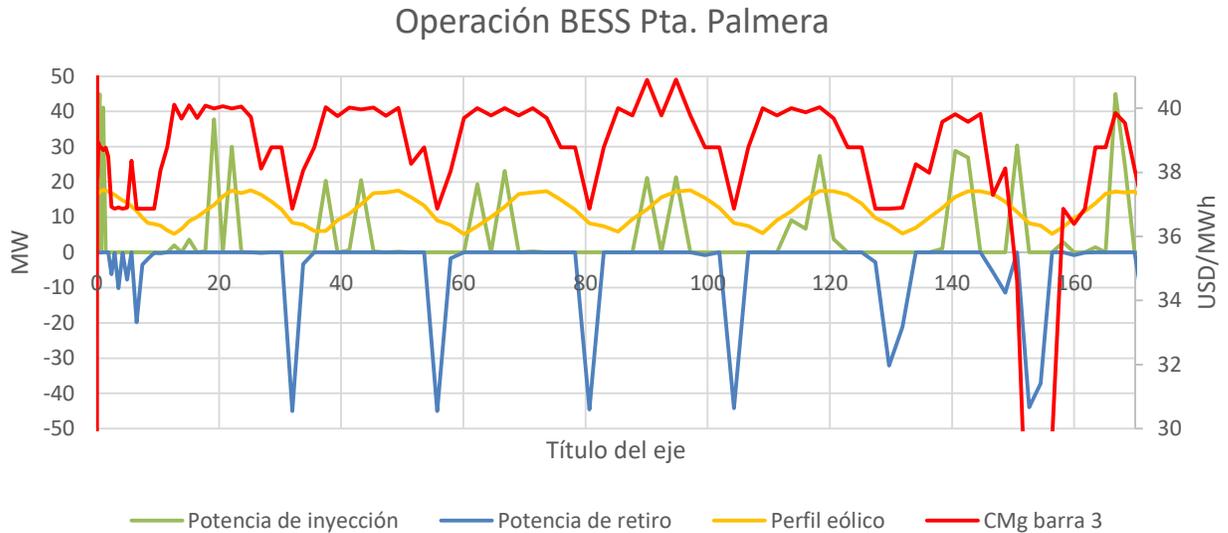


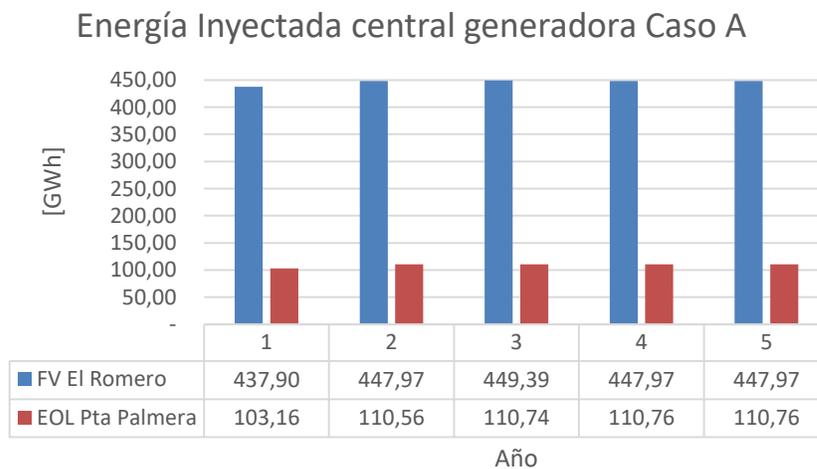
Figura 21: Operación BESS El Romero

La potencia de retiro, graficada en color azul, se muestra con valores negativos para diferenciar entre los momentos en que la energía está siendo retirada desde el sistema para cargar las baterías y cuando la energía se inyecta al sistema eléctrico.



*Figura 22: Operación BESS Pta. Palmera*

La inyección de energía por parte de la central generadora no se ve alterada con la instalación del BESS con respecto al caso base. En la Figura 23 se muestra la inyección de energía anual de la central FV El Romero y eólica Pta. Palmera, se comprueba que solo en el primer año existe una diferencia de un 1% entre la inyección de la central FV El Romero con respecto al caso base.



*Figura 23: Energía inyectada central generadora "caso A"*

Como la inyección de energía por parte de la central generadora no se ve modificada por la instalación del BESS, el vertimiento y el factor de planta no cambian según el caso base. El primer año presenta un vertimiento de 4 [MWh] mayor que el caso base lo que es despreciable por el orden de magnitud de las inyecciones anuales.

### Energía vertida y factor de potencia Caso A

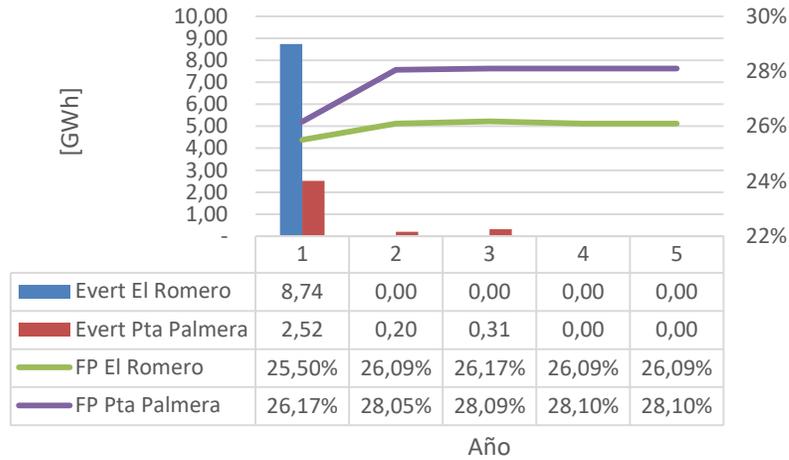


Figura 24: Energía vertida y factor de planta hidrología seca caso A

En la Figura 25 y Figura 26 se muestra la energía inyectada por el BESS en los cinco años de simulación. La mayor inyección de energía se da en el primer año para ambas centrales y para todas las capacidades. Luego la energía inyectada por el BESS disminuye a lo largo de los años simulados.

Para el BESS El Romero con una capacidad de 400 [MWh] fue el que tuvo la mayor disminución en la energía inyectada, inyectando en el año cinco un 26% menos de lo que inyecta en el primer año.

### Energía Inyectada BESS El Romero

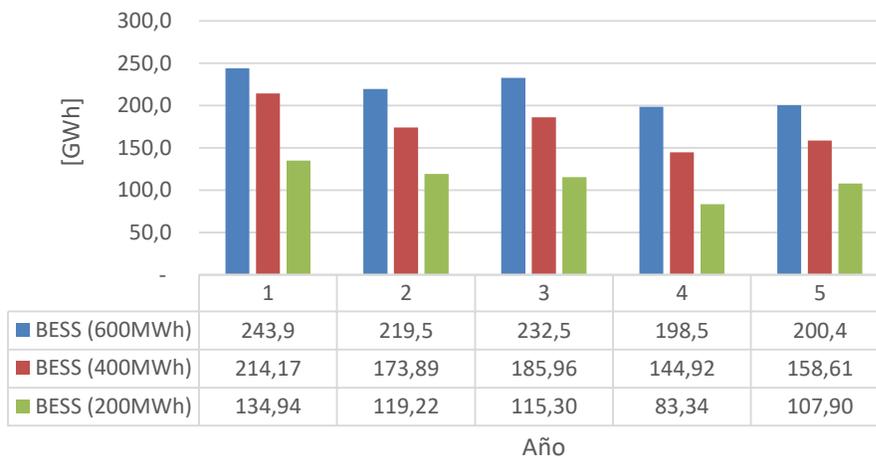


Figura 25: Energía inyectada BESS El Romero

Para el BESS Punta Palmera de 90 [MWh] de capacidad es el que muestra la mayor disminución de energía inyectada en el año cinco, inyectando un 23% menos que en el primer año.

### Energía inyectada BESS Pta Palmera

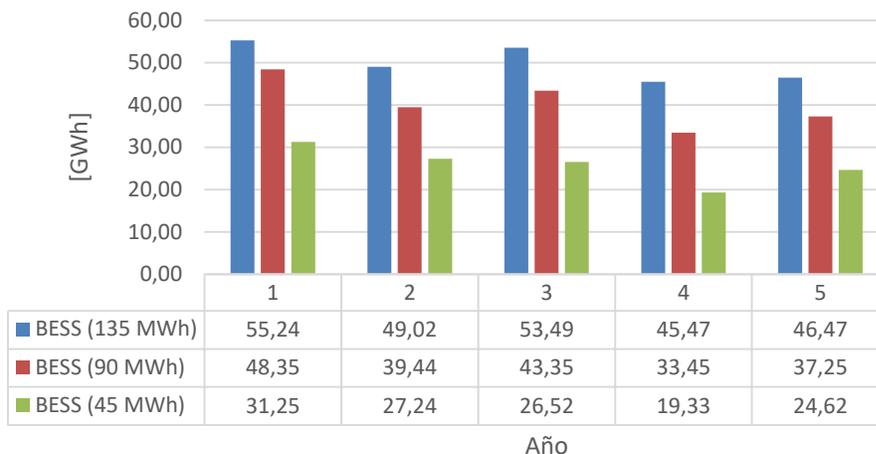


Figura 26: Energía inyectada BESS Pta. Palmera

#### 4.2.2. Datos de la operación económica

Si bien la energía inyectada por el BESS disminuye a lo largo de los años de simulación para todas las capacidades, las utilidades incluso aumentan en algunos casos. Esto tiene explicación en el aumento de los costos marginales a lo largo de los años, por lo que se inyecta menos energía pero a un mayor precio.

Este efecto se puede notar de mejor manera en el BESS con capacidad de 600 [MWh], en el cual las inyecciones del año 2022 son 17% menor que las del 2018 y las utilidades para el mismo año son 7,2% mayores que las del año 2018.

### Utilidades El Romero Caso A

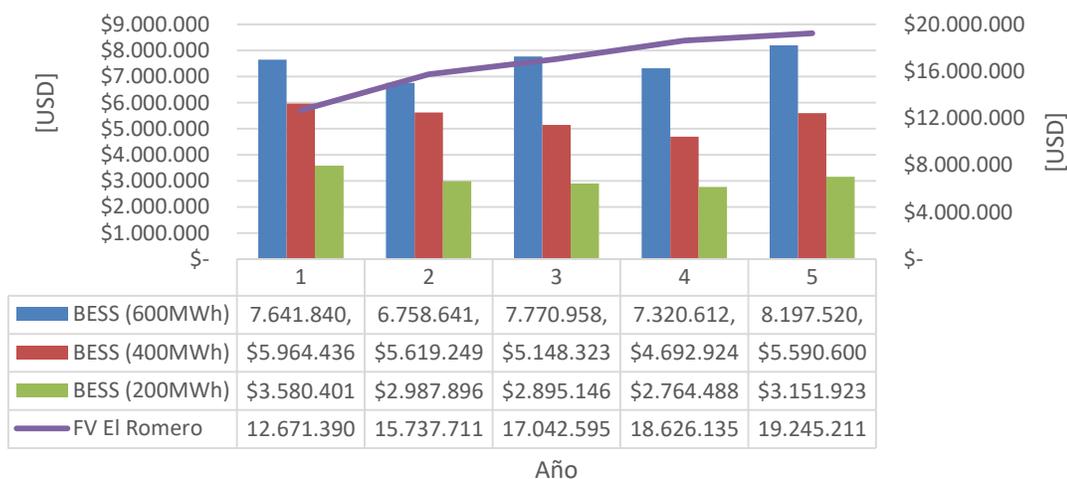


Figura 27: Utilidades BESS El Romero caso A

Las inyecciones de energía y utilidades para el BESS Punta Palmera presentan los mismos comportamientos que el BESS El Romero. Esto ocurre porque el sistema de almacenamiento opera según las señales de precio de la energía para un determinado momento y así poder retirar energía a bajo costo y poder inyectarla en momentos en que los costos de sistema son mayor. Además, al no tener mayores congestiones en el sistema de transmisión, las barras Maitencillo y Las Palmas presentan los mismos costos marginales. Esto explica que ambos BESS operen de igual manera con la diferencia que tiene potencias nominales distintas 200[MW] y 45[MW] para El Romero y Punta Palmera respectivamente.

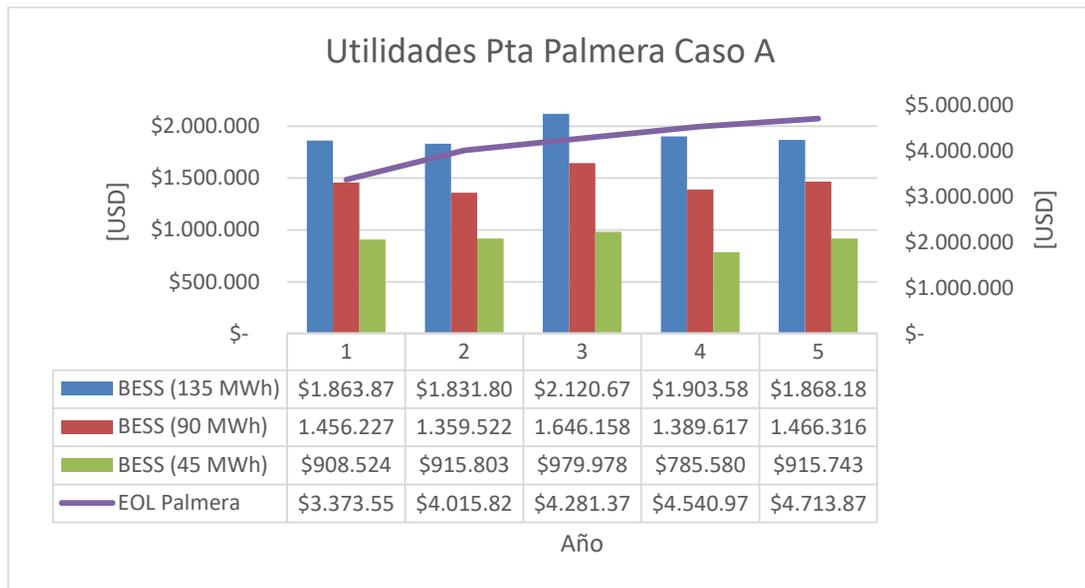


Figura 28: Utilidades BESS Pta. Palmera caso A

### 4.3. Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones del “caso B” de estudio. En el cual la central generadora de recurso variable posee un sistema de almacenamiento tipo BESS y de esta manera gestionar sus inyecciones de energía, remitido al despacho centralizado. Mayores detalles se dieron en el 3.3.2.

Para este caso, el BESS solo puede recibir energía que proviene de la central generadora, es por eso que la conexión a la barra de inyección es común para el conjunto central-BESS

Para un análisis ordenado y explicativo, en este capítulo solo se muestran gráficas para el escenario hidrológico seco, dejando los resultados del escenario húmedo en anexos.

### 4.3.1. Datos de la operación técnica

La ventaja de una central con capacidad de almacenamiento, es poder guardar energía generada en un bloque de tiempo  $\Delta t_1$  donde el costo marginal es bajo y luego inyectarlo en un bloque posterior  $\Delta t_2$  en el cual el costo marginal del sistema es mayor.

Desde el punto de vista del propietario del conjunto central- BESS, aumentan sus beneficios por tener capacidad de desplazar bloques de carga para venderlo en el mercado spot a un precio mayor. Desde el punto de vista del coordinador, las ventajas son similares, al desplazar bloques de energía reemplaza generación de mayor costo variable de operación lo que hace bajar el costo marginal del sistema para ese bloque de tiempo.

En la Figura 29 se verifica la operación esperada del conjunto central-BESS. Es posible apreciar que en los momentos en que los costos marginales disminuyen (línea roja), el BESS comienza a cargarse. Luego cuando los costos marginales del sistema aumentan el BESS entrega la energía almacenada.

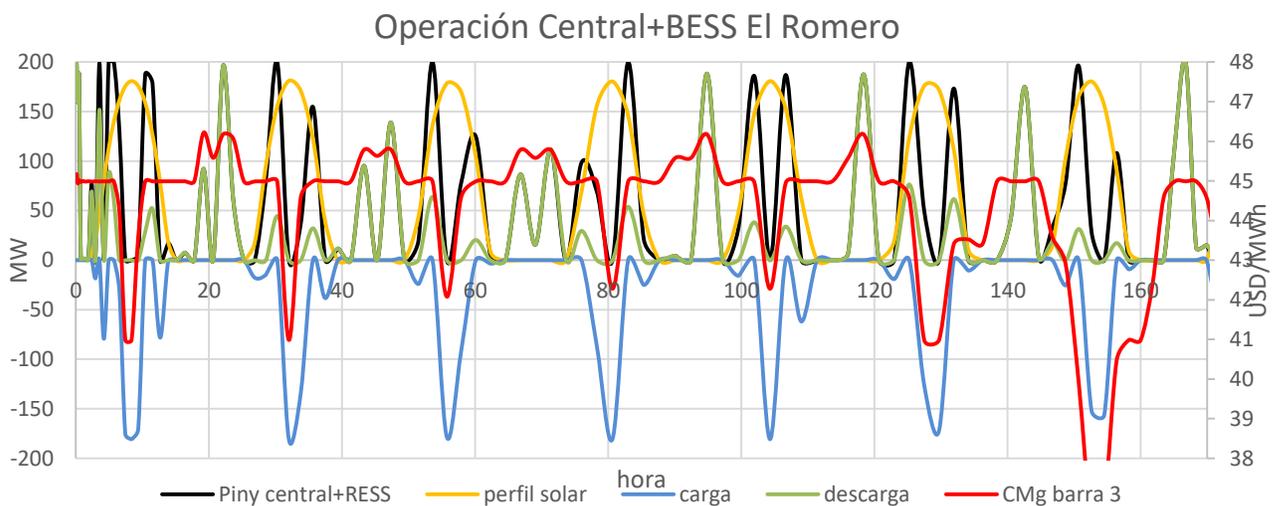


Figura 29: Operación semanal Central-BESS El Romero

En la Figura 29 se muestra la potencia de carga de las baterías en azul, tomando valores negativos para diferenciarla con la potencia de descarga que es la que se inyecta al sistema, esta última graficada en verde.

En la Figura 30 se muestra el estado de carga o cantidad de energía que posee la batería en cada instante. En primer lugar, se comprueba el correcto funcionamiento del sistema de almacenamiento ya que en los intervalos en que hay potencia de carga, la cantidad de energía en la batería aumenta para posteriormente disminuir en los intervalos en que la potencia de descarga o potencia de inyección del BESS toma valores positivos.

El ciclaje de la batería es un aspecto importante en cualquier evaluación técnica y económica del BESS. La profundidad de descarga y la cantidad de ciclos completos de carga y descarga,

determinan la vida útil del dispositivo. En la operación del BESS se aprecia que realiza un ciclo de carga y descarga completo por día con una profundidad de descarga del 90%. Según los supuestos utilizados con un 90% de *DoD* las baterías tienen una vida útil de 2000 ciclos, lo que para este caso se traduce en 2000 días o 5,4 años.

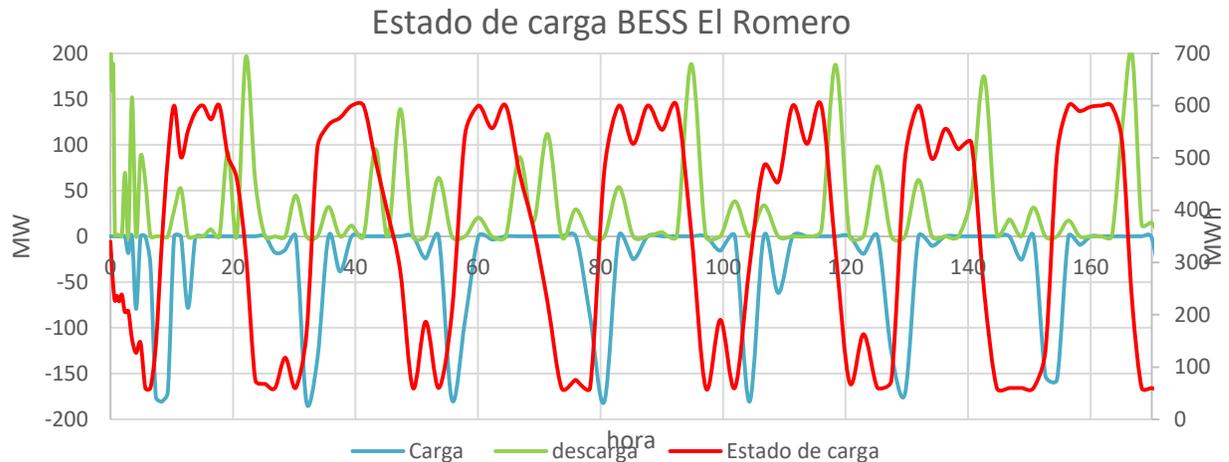
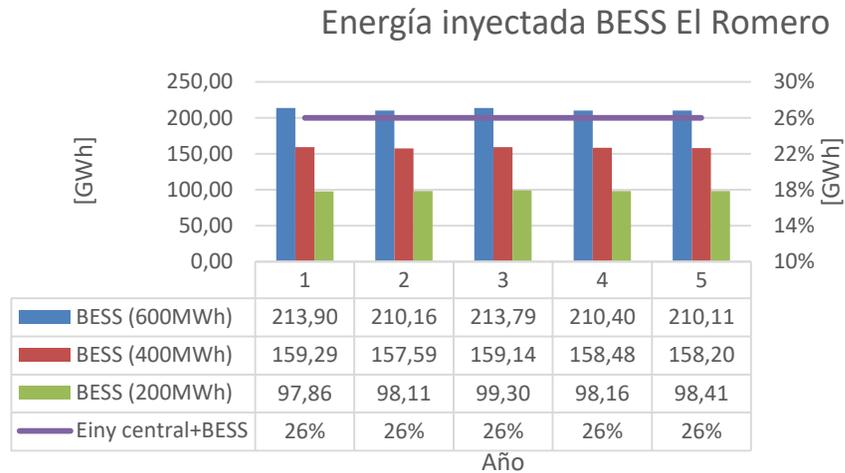


Figura 30: Estado de carga BESS El Romero

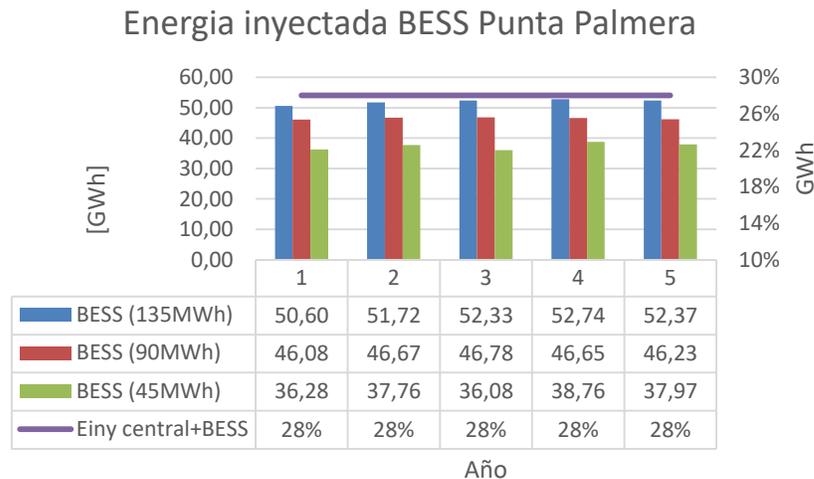
Una ventaja importante de las centrales con capacidad de almacenamiento, es el evitar vertimientos de energía. En horas donde existe restricción de transferencia por las líneas de transmisión, es posible que se deba verter energía generada por centrales de recurso variable como eólicas y solares. Es por esto que al tener capacidad de almacenar energía, el vertimiento se evita guardando esta energía teniendo la posibilidad de inyectarla en un momento posterior en el cual no se presenten congestiones en la transmisión.

En el caso base, se mostró que los mayores vertimientos se daban en el primer año con un factor de planta de la central El Romero cercano al 24,5%. Para el presente caso de estudio no existe vertimiento, lo que aumenta el factor de planta para el primer año a un 26%, pudiendo inyectar toda la energía generada por la central fotovoltaica.



*Figura 31: Energía inyectada BESS El Romero caso B*

Al igual que para la central El Romero, Punta Palmera aumento su factor de planta en 3% para el primer año, logrando inyectar el total de la energía generada anualmente.



*Figura 32: Energía inyectada BESS Pta. Palmera*

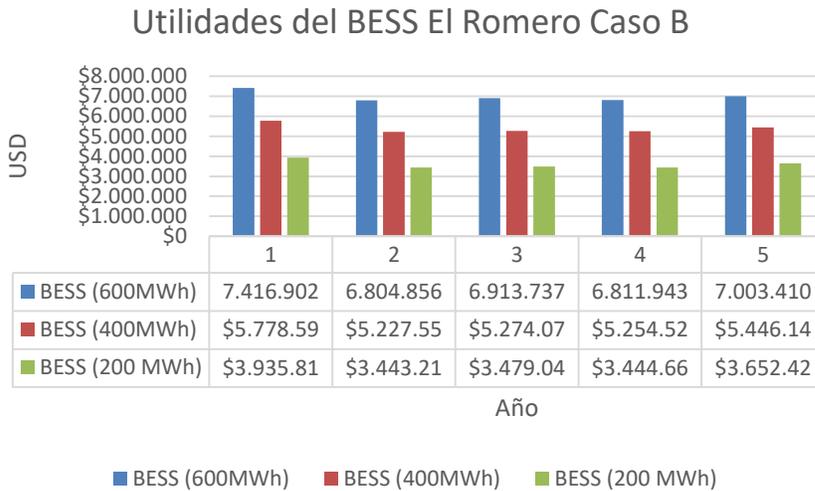
#### 4.3.2. Datos de la operación económica

En este caso de estudio y según el cálculo de las utilidades detallado en el capítulo 3.6, las utilidades dependen principalmente de la diferencia que exista entre los costos marginales del sistema en el momento de cargar el BESS y los costos marginales al momento de inyectar esa energía al sistema.

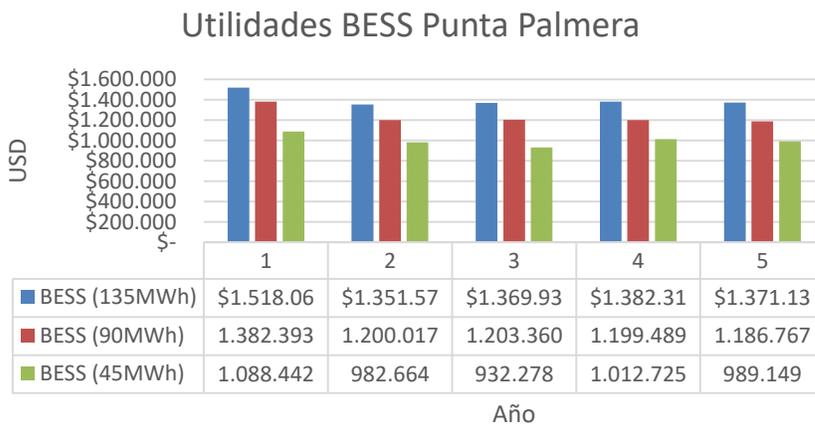
En un sistema que presente problema de congestiones en la transmisión o vertimiento de energía renovable por restricciones técnicas de operación, hace que la diferencia entre los costos

marginales del sistema en los momentos de carga y descarga de las baterías sea alta, lo que se traduce en mayores ganancias generadas por el BESS.

En la Figura 33 y Figura 34, se muestra las utilidades generadas por el BESS en ambas centrales. Se comprueba que en el año uno donde, según el caso base presentaba mayores vertimientos, la incorporación del BESS generó las mayores ganancias.



*Figura 33: Utilidades BESS El Romero caso B*



*Figura 34: Utilidades BESS Pta. Palmera*

## 4.4. Factibilidad económica

En este capítulo se muestra el resultado del análisis de factibilidad realizado para cada caso de estudio y sus respectivos escenarios. Con estos resultados se puede determinar si el proyecto es económicamente factible y a su vez comparar entre casos de estudio y escenarios simulados.

El costo de inversión de las baterías se detalla en el capítulo 3.6.4 Análisis de factibilidad económica.

### 4.4.1. El Romero

- Caso A: “Arbitraje de Energía”

En la Tabla 4 y Tabla 5 se muestran los resultados del cálculo del valor actual neto para cada una de las inversiones del caso A de estudio.

Tabla 4: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil

Caso A: Arbitraje de energía		vida útil = 5 años					
capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
600	\$ -192.000.000	\$ 7.641.841	\$ 6.758.641	\$ 7.770.959	\$ 7.320.613	\$ 8.197.521	\$-148.671.535,63
400	\$ -128.000.000	\$ 5.964.436	\$ 5.619.249	\$ 5.148.323	\$ 4.692.924	\$ 5.590.600	\$-97.626.467,30
<b>200</b>	<b>\$ -64.000.000</b>	<b>\$ 3.580.401</b>	<b>\$ 2.987.896</b>	<b>\$ 2.895.146</b>	<b>\$ 2.764.488</b>	<b>\$ 3.151.923</b>	<b>\$-47.504.827,44</b>

Tabla 5: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil

Caso A: Arbitraje de energía								
vida útil	capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
10 años	600	\$ -156.235.579	\$ 5.964.436	\$ 5.619.249	\$ 5.148.323	\$ 4.692.924	\$ 5.590.600	\$-123.295.175,56
13 años	400	\$ -90.098.255	\$ 3.580.401	\$ 2.987.896	\$ 2.895.146	\$ 2.764.488	\$ 3.151.923	\$-71.230.514,00

Con estos resultados es posible afirmar que para los supuestos y simulaciones realizadas, no existe escenario económicamente factible. El escenario con el VAN más cercano a cero es destacado en la Tabla 4.

- Caso B: “central generadora con capacidad de almacenamiento”

En las Tabla 6 y Tabla 7 se muestran los resultados del cálculo del valor actual neto para cada una de las inversiones del caso B de estudio.

Tabla 6: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil

Caso B: Central con SAE		vida útil = 5 años					
capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
600	\$ -192.000.000	\$ 6.416.902	\$ 5.804.857	\$ 5.913.737	\$ 5.811.943	\$ 5.803.410	\$-153.957.159,36
400	\$ -128.000.000	\$ 4.778.598	\$ 4.227.557	\$ 4.274.075	\$ 4.254.521	\$ 4.246.147	\$-101.280.342,69
<b>200</b>	<b>\$ -64.000.000</b>	<b>\$ 2.935.814</b>	<b>\$ 2.443.218</b>	<b>\$ 2.479.044</b>	<b>\$ 2.444.664</b>	<b>\$ 2.452.426</b>	<b>\$-49.324.404,39</b>

Tabla 7: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil

Caso B: Central con SAE								
vida útil	capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
10 años	600	\$ -156.235.579	\$ 4.778.598	\$ 4.227.557	\$ 4.274.075	\$ 4.254.521	\$ 4.246.147	\$-126.949.050,95
13 años	400	\$ -90.098.255	\$ 2.935.814	\$ 2.443.218	\$ 2.479.044	\$ 2.444.664	\$ 2.452.426	\$-73.050.090,95

Al igual que para el caso de estudio anterior, no existe escenario que presente un VAN mayor o igual que cero. Por lo tanto se determina que no existe escenario factible económicamente según los supuestos y simulaciones realizadas.

Nuevamente el escenario con el VAN más cercano a cero es el BESS con menor capacidad de almacenamiento.

#### 4.4.2. Punta Palmera

- Caso A: “Arbitraje de Energía”

En la Tabla 8 y Tabla 9 se muestran los resultados del cálculo del valor actual neto para cada una de las inversiones del caso A de estudio.

Tabla 8: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil

Caso A: Arbitraje de energía		vida útil = 5 años					
capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
135	\$ -43.200.000	\$ 1.863.875	\$ 1.831.800	\$ 2.120.675	\$ 1.903.584	\$ 1.868.185	\$-32.671.109,15
90	\$ -28.800.000	\$ 1.456.227	\$ 1.359.523	\$ 1.646.159	\$ 1.389.618	\$ 1.466.316	\$-21.142.005,59
<b>45</b>	<b>\$ -14.400.000</b>	<b>\$ 908.524</b>	<b>\$ 915.803</b>	<b>\$ 979.978</b>	<b>\$ 785.580</b>	<b>\$ 915.743</b>	<b>\$-9.977.971,36</b>

Tabla 9: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil

Caso A: Arbitraje de energía								
vida útil	capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
10 años	135	\$ -35.153.005	\$ 1.456.227	\$ 1.359.523	\$ 1.646.159	\$ 1.389.618	\$ 1.466.316	\$-26.917.464,95
13 años	90	\$ -20.272.107	\$ 908.524	\$ 915.803	\$ 979.978	\$ 785.580	\$ 915.743	\$-15.316.250,84

Al igual que para la central El Romero, según los resultados del VAN para cada uno de los escenarios se determina que no existe escenario económicamente factible. Siendo el caso con menor capacidad nominal de almacenamiento el más cercano a tener VAN cero.

- Caso B: “central generadora con capacidad de almacenamiento”

En las Tabla 6 y Tabla 7 se muestran los resultados del cálculo del valor actual neto para cada una de las inversiones del caso B de estudio.

Tabla 10: VAN con horizonte considerando cinco años de vida útil

Caso B: Central con SAE		vida útil = 5 años					
capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
135	\$ -43.200.000	\$ 1.518.063	\$ 1.351.577	\$ 1.369.937	\$ 1.382.318	\$ 1.371.130	\$-34.434.707,07
90	\$ -28.800.000	\$ 1.382.393	\$ 1.200.017	\$ 1.203.360	\$ 1.199.489	\$ 1.186.767	\$-21.901.155,97
45	\$ -14.400.000	\$ 1.088.442	\$ 982.664	\$ 932.278	\$ 1.012.725	\$ 989.149	\$-9.629.150,39

Tabla 11: VAN con horizonte considerando diez y trece años de vida útil

Caso B: Central con SAE								
vida útil	capacidad [MWh]	Inversion	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	VAN
10 años	135	\$ -156.235.579	\$ 1.382.393	\$ 1.200.017	\$ 1.203.360	\$ 1.199.489	\$ 1.186.767	\$-137.751.682,41
13 años	90	\$ -20.272.107	\$ 1.088.442	\$ 982.664	\$ 932.278	\$ 1.012.725	\$ 989.149	\$-14.967.429,86

Finalmente se puede apreciar según los resultados que, no existe escenario rentable económicamente para la central Punta Palmera con capacidad de almacenamiento. El escenario con el VAN menos negativo corresponde al BESS con menor capacidad nominal de almacenaje.

## 4.5. Análisis económico

Los sistemas de almacenamiento tienen variadas aplicaciones y en cada una de ellas existen mecanismos de pago que permiten cubrir la inversión. Estos mecanismos de pago dependen exclusivamente del tipo de mercado y el tipo de servicios que presten.

En el caso de este estudio, el sistema de almacenamiento participa en la venta de energía en el mercado eléctrico chileno. Este mercado está basado en la teoría marginalista, como se detalla en el capítulo 2.5. El sistema opera minimizando los costos de operación y pagando la energía transada al costo variable de la máquina que se encuentra marginando.

En este contexto para un SAE sus utilidades dependen principalmente de la diferencia diaria que exista en los costos marginales del sistema. La estrategia es poder almacenar energía en las horas donde el costo marginal es bajo, para luego poder inyectar la energía almacenada en momentos en que el costo marginal del sistema sea mayor.

En las simulaciones realizadas la variación de los costos marginales durante el día no superaba los 30 USD, por lo tanto la principal vía para generar ingresos y lograr la rentabilidad no fue predominante.

Los sistemas de almacenamiento también toman protagonismo en sistemas donde existan congestiones en la transmisión, ya que al producirse desacoples en los costos marginales, muchas

veces las centrales de generación con recurso variable deben verter energía. Por esta razón una central con capacidad de almacenamiento puede almacenar la energía sobrante en horas de congestión y así inyectarla en otro bloque horario libre de congestión.

En el presente estudio solo existieron vertimientos considerables el primer año, reflejándose así en que fue el año donde los BESS más utilidades generaron. Para los siguientes cuatro años no hubo vertimiento por parte de las centrales, produciendo así que disminuyeran los ingresos del BESS.

El alto costo de inversión que aún tienen las baterías de ion-litio, sumado a la gran potencia y capacidad de los sistemas de almacenamiento considerados, producen que al evaluar la rentabilidad de la inversión no sea positiva. Entre los escenarios analizados, el que estuvo más cercano a tener una rentabilidad positiva fue el BESS que tenía menor capacidad de almacenamiento lo que implica la menor inversión.

Una opción a considerar para aumentar los ingresos del BESS, es comercializar la energía almacenada no disponible. Esto se refiere a poder ofrecer como servicio de reserva la energía que el BESS mantiene sin utilizar debido a la restricción de profundidad de descarga. Actualmente en Chile existen centrales térmicas que prestan el servicio de reserva en giro con sistemas de almacenamiento del tipo BESS (centrales AES-Gener).

Pese a no tener escenarios con una rentabilidad positiva, los sistemas de almacenamiento siguen siendo una muy buena opción para mejorar un gran número de problemas en los sistemas de energía.

Según un estudio realizado por el programa de energía renovable de Saudi Aramco (Empresa estatal de petróleo y gas, Arabia Saudita) una central fotovoltaica con BESS de ion litio es más competitiva en costos que un CSP para almacenar siete horas de energía al 2021 y hasta 15 horas de energía para 2026.

Por otro lado, el banco de inversiones Lazard muestra en su estudio de costo nivelado de almacenamiento (*Levelized cost of energy*) [1] que la tecnología ion-litio disminuirá sus costos de inversión en un 38% en 5 años. Estas proyecciones se basan en la rápida expansión de la manufactura, la cual permite disminuir considerablemente los costos.

El gran responsable del avance en términos de costo y mejoramiento de las baterías de ion-litio es la industria de electro movilidad. De hecho el costo de las baterías de vehículos eléctricos han caído un 80% en seis años, pasando de 1000 [USD/KWh] en 2010 a 227 [USD/KWh] en 2016. Tesla Motors hoy en día asegura que sus costos de producción de baterías de litio están por debajo de 190 [USD/KWh].

## 5. Conclusiones

En este trabajo se verificó el correcto funcionamiento operacional y técnico de un sistema de almacenamiento en el caso de arbitraje de energía y central con capacidad de almacenamiento.

La modelación del problema en tiempo continuo por medio de una representación pseudo-espectral de los polinomios de Chebyshev, permitió mejorar la resolución del problema y así capturar la variabilidad y costos que genera la generación de recurso variable.

La importancia de este estudio radica en que en Chile recién se está trabajando en un reglamento de coordinación y operación para sistemas de almacenamiento. En el reglamento preliminar de octubre de 2017 por primera vez se define un SAE sus modos de operación. Además se indica que cualquier SAE que participe del sistema eléctrico nacional se debe someter a la coordinación del coordinador centralizado.

En la figura 22 se muestra la operación horaria del SAE para una ventana de simulación de una semana. Para el caso A se comprueba que el BESS funciona según lo esperado, entra en modo retiro en los intervalos en que el costo marginal del sistema disminuye y luego inyecta energía a la red en los intervalos en que el costo aumenta.

Luego en la figura 30 se verifica el funcionamiento de una central con capacidad de almacenamiento. En los momentos en que el recurso de generación está disponible y los costos marginales son bajos, el BESS se carga para luego inyectar la energía en bloques donde el costo aumenta.

Al comparar entre ambos casos de estudio, se tiene que el caso B es el indicado si se persigue disminuir los vertimientos. En la figura 32 y 33 se puede ver como el factor de planta de ambas centrales generadores aumenta para los años que el caso base presenta vertimientos.

Entre las principales diferencias que existen entre los casos de estudio A y B es que en el caso B solo se puede obtener energía desde la central generadora asociada, en cambio en el caso A responde a señales de precio del sistema por lo que sus inyecciones y retiros solo dependen del costo marginal del sistema.

Con respecto a la factibilidad económica se tiene que no existe escenario rentable en ambos casos de estudio según los supuestos y características consideradas. La infactibilidad económica se da por varias razones.

La baja amplitud en la variación de los costos marginales durante el día hacen que una de las principales vías de ingresos que genera el BESS no sea predominante.

Al haber comenzado las simulaciones desde el año 2018 la interconexión SIC-SING ya se encuentra habilitada, por lo que hace disminuir las congestiones y por consecuencia los vertimientos por parte de las centrales de generación con recurso variable. Esto hace que los beneficios generados por el BESS operando como almacenamiento de una central renovable se vean disminuidos.

Los altos costos de inversión que aun presentan las baterías de ion litio sumado a la alta potencia y capacidad de los sistemas de almacenamiento considerados, hace que el costo capital del proyecto sea muy elevado. Esto provoca que las utilidades generadas en el horizonte de simulación no sean suficientes para cubrir la inversión.

La disminución de la profundidad de descarga y por consecuencia el aumento de la vida útil del BESS, no fueron suficientes para que la rentabilidad del proyecto fuera positiva

Los malos resultados económicos obtenidos en el análisis están lejos de poner fin a la opción de sistemas de almacenamiento con tecnología ion-litio. Actualmente la industria automotriz y la integración de energías renovables han producido un aumento en la manufacturación y desempeño de las baterías de ion-litio.

Según un estudio publicado en la conferencia MENASol 2016, una central fotovoltaica con capacidad de almacenamiento es más competitiva en costos para almacenar siete horas para 2021 y hasta 15 horas en 2026.

Debido al gran protagonismo que ha tomado el sector de electro movilidad la inversión en desarrollo de la tecnología ion-litio ha aumentado considerablemente. Esto se refleja en la disminución de hasta 80% que ha existido en esta tecnología entre el año 2010 y 2016, pasando de 1000 USD/KWh a 227 USD/KWh.

En Chile se espera un aumento considerable de tecnologías renovables, las que pueden producir problemas como congestión, vertimiento y aumento en la variación de los costos marginales diarios. Dejando así un escenario ideal para que los SAE tomen un rol protagónico en la integración de estas tecnologías como en el aumento de las utilidades para el propietario. Es importante pensar en años como 2016 y 2030 donde se espera que ya esté en operación gran parte del parque renovable.

## 6. Bibliografía

- [1] Lazard, Banco de Inversiones, «Lazar Levelized cost of storage,» 2016.
- [2] L. Gao, S. Liu y R. Dougal, Dynamic Lithium-Ion Battery Model for System Simulation, 2002.
- [3] Bloomberg New Energy Finance, «Electric Vehicle Outlook 2017,» 2017.
- [4] DOE GLOBAL ENERGY STORAGE DATABASE, «DOE GLOBAL ENERGY STORAGE DATABASE,» 2017.
- [5] Energy Storage Association, «[En Línea]http://energystorage.org/,» 2017.
- [6] G. Olguín, «Tutorial Almacenamiento Energia en Sistemas Eléctricos,» Santiago, 2017.
- [7] T. Lavados, «APLICACIÓN DE ACUMULADORES ELECTROQUÍMICOS PARA EL ALMACENAMIENTO COMERCIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS INTERCONECTADOS,» Santiago, 2013.
- [8] AECOM Australia, «Energy Storage Study,» sydney, 2015.
- [9] C. Alvares, «OPORTUNIDADES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE ULTRACAPACITORES EN APLICACIONES EN EL SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO,» 2016.
- [10] E. Bianchi, «ACUMULADORES Y SISTEMAS ELECTROQUÍMICOS REVERSIBLES,» Santiago, 2017.
- [11] Electric Power Research Institute, «Emerging energy generation and storage technology».
- [12] D. Rodriguez, G. Ronyver y A. Campos, «Sistemas de gestión de baterías (BMS) y su importancia para los sistemas de almacenamiento de baterías (BESS),» santiago, 2017.
- [13] D. CDEC-SING, «Tratamiento Dispositivos Tipo BESS,» santiago, 2009.
- [14] Comisión Nacional de Energía, «Reglamentos de coordinación y operación Sistemas de Almacenamiento,» Santiago, 2012.
- [15] R. Palma Behnke, G. Jimenez y I. Alarcón, «LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL MERCADO ELECTRICO CHILENO,» Santiago, 2009.
- [16] R. Palma, L. Vargas y W. Brokering, Ñom Lufke, Santiago: Prentice Hall-Pearson Educación, 2008.
- [17] M. Matus, N. Cáceres, S. Pushel-lovengreen y R. Moreno, *Chebyshev Based Continuous Time Power System*, Santiago, 2015.
- [18] N. Cáceres, Aplicaciones de la representación Pseudo-espectral de Chebyshev a la modelación y operación de sistemas energéticos, santiago, 2015.
- [19] H. Rudnik, «Desafíos de la alta penetración de renovables variables en Chile,» de *Complex Energy System Workshop*, santiago, 2017.
- [20] F. Lanas, DESARROLLO Y VALIDACION DE UN MODELO DE OPTIMIZACION ENERGETICA PARA UNA MICRORRED, Santiago, 2011.
- [21] R. Riazor, J. Rafecas y A. Sudrià, «Sistemas de almacenamiento de energía, Ultracapacitores,» 2009.

- [22] Ministerio de Energia, «Decreto Supremo 130. Aprueba Reglamento que Establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que debera contar cada sistema electrico ára la coordinacion de la operacion del sistema,» Santiago, 2012.
- [23] P. D. y. A. Hohmann, Numerical Analysis in Modern Scientific Computing An Introduction, Springer, 1995.
- [24] I. Lázaro, G. Pineda, E. Espinosa y S. Zavala, «Analysis of time Varying Power System Loads via Chebyshev Polynomials,» de *Electronics, Robotics and Automotive Mechanics*, 2008.
- [25] P. Bilbao, DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CENTRALES EÓLICAS, Santiago, 2013.

## Anexo A Resultados hidrología seca

### A.1 Caso A: “Arbitraje de energía”

En este capítulo se presentan los resultados para el escenario hidrológico húmedo.

- Datos de la operación técnica

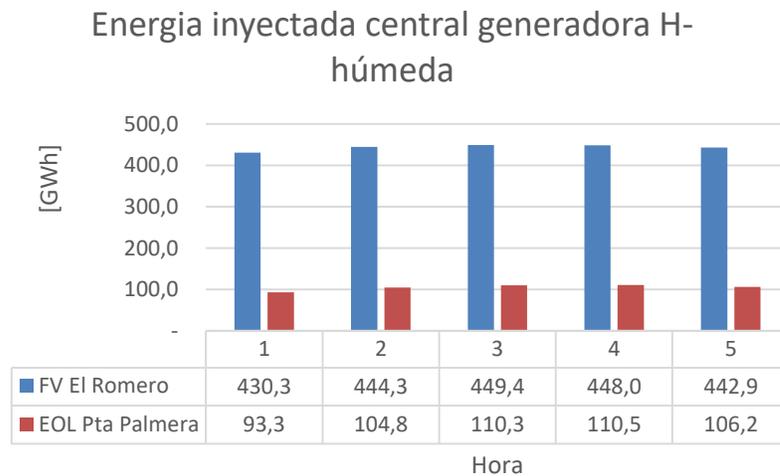


Figura 35: Energía inyectada por central generadora Caso A

### Energía vertida y factor de planta H- húmeda

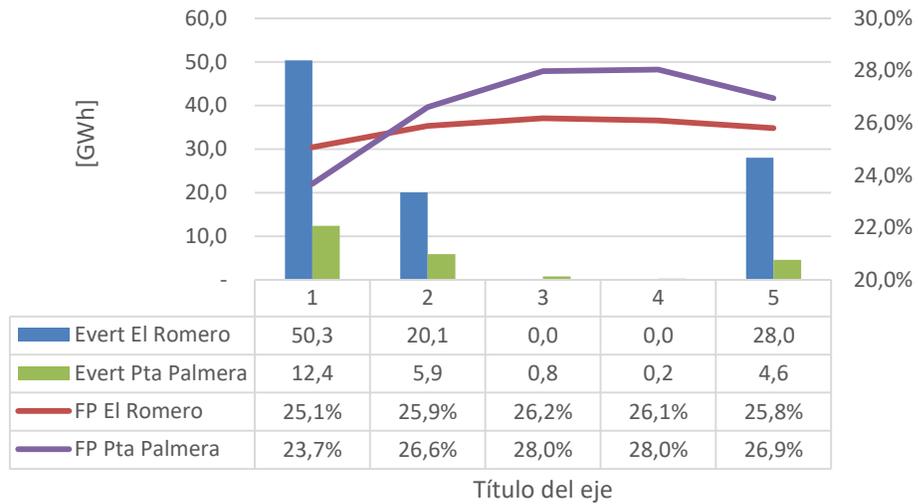


Figura 36: Energía vertida y factor de planta H-húmeda

- Datos de la operación económica

### Utilidades El Romero H-húmeda

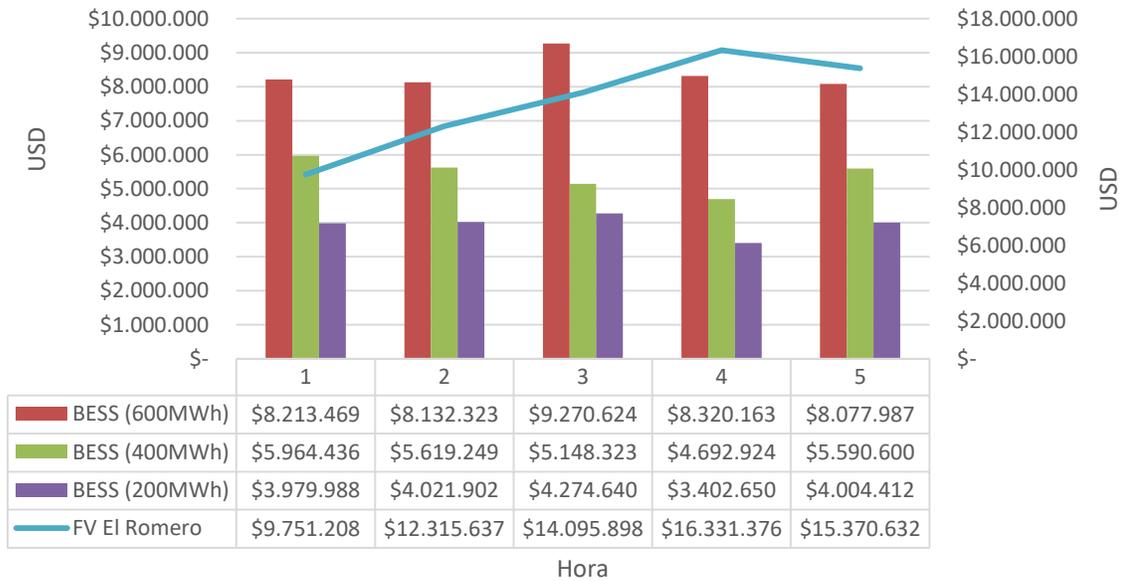


Figura 37: Utilidades BESS EL Romero

### Utilidades Pta Palmera H-húmeda

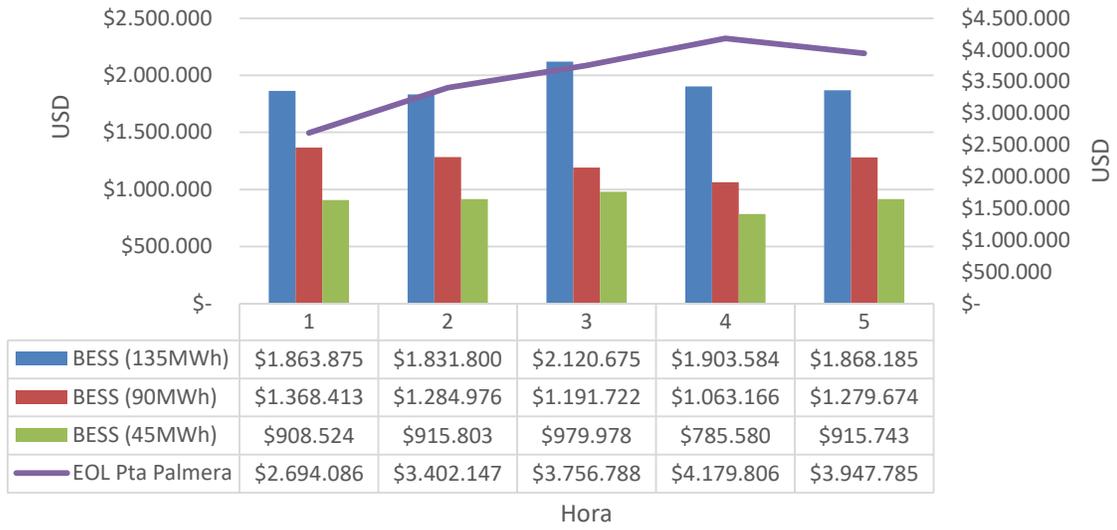


Figura 38: Utilidades BESS Pta. Palmera

## A.2 Caso B: Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento

- Datos de la operación técnica

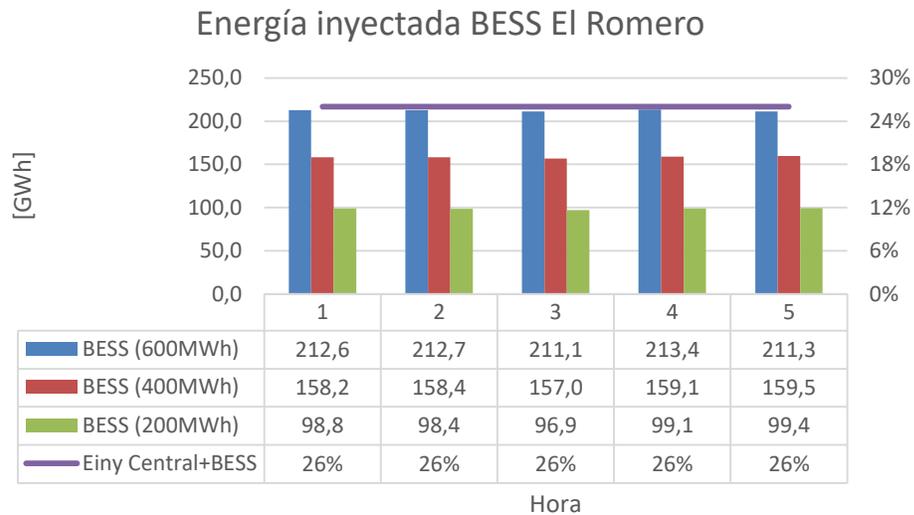


Figura 39: Energía inyectada BESS El Romero

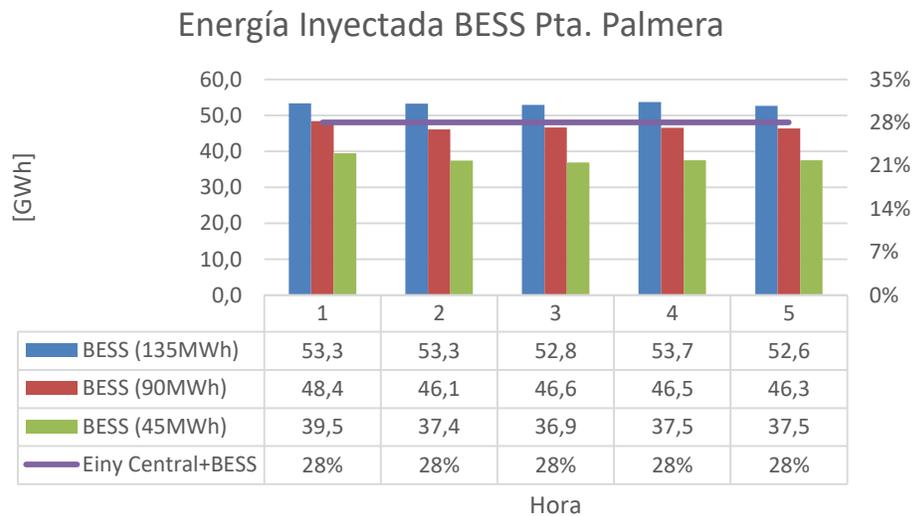
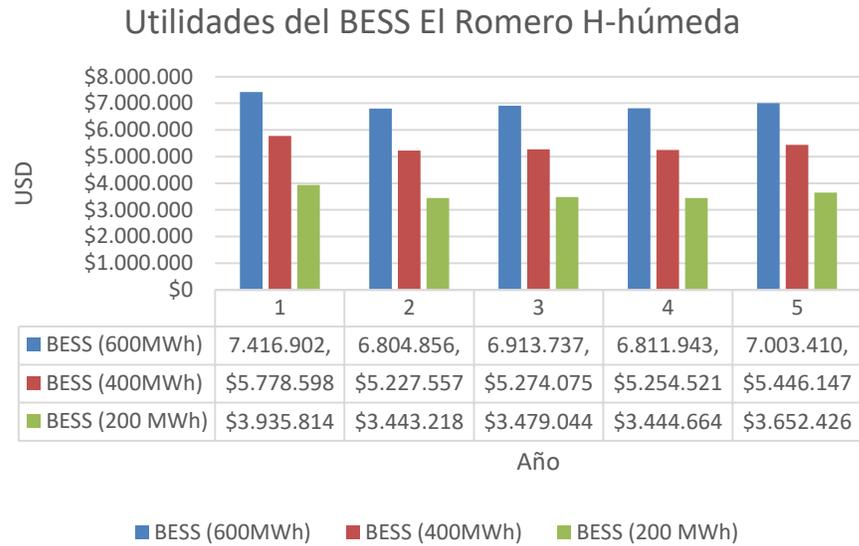
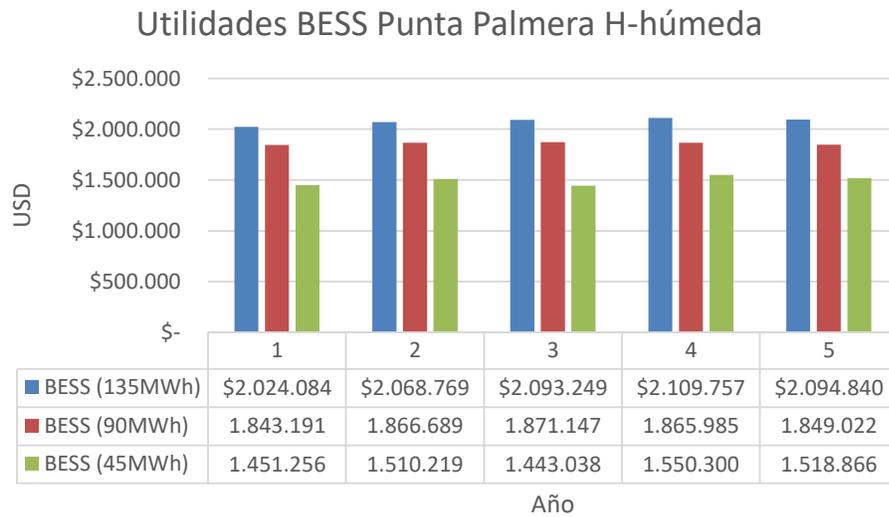


Figura 40: Energía inyectada BESS Pta. Palmera

- Datos de la operación económica



*Figura 41: Utilidades BESS El Romero*



*Figura 42: Utilidades BESS Pta. Palmera H-húmeda*

## Anexo B. Característica de las centrales generadoras

Tabla 12: características de operación de las centrales generadoras.

Nombre	Tipo	Capacidad [MW]	Barra	Pmin [W]	Pmax [MW]	cvar [USD/MWh]	rmax	rmin
LOSCONDORES	Serie	155,1	14	0	155,1	0		
LAMINA	Serie	34	14	0	34	0		
CIPRESES	Embalse	105	16	0	105	0		
OJOSDEAGUA	Serie	9	16	0	9	0		
ISLA	Serie	69	16	0	69	0		
CURILLINQUE	Serie	87	16	0	87	0		
LOMAALTA	Serie	39	14	0	39	0		
LOSHIERROS1	Serie	20	14	0	20	0		
LOSHIERROS2	Serie	6	14	0	6	0		
ROBLERIA	Serie	4	16	0	4	0		
PEHUENCHE	Embalse	560	14	0	560	0		
LIRCAY	Serie	19	16	0	19	0		
PROVIDENCIA	Serie	14	16	0	14	0		
MARIPOSAS	Serie	6	16	0	6	0		
COLBUN	Embalse	457	18	0	457	0		
CHIBURGO	Serie	19,4	18	0	19,4	0		
SANCLEMENTE	Serie	5,5	18	0	5,5	0		
MACHICURA	Serie	94	18	0	94	0		
SANIGNACIO	Serie	37	16	0	37	0		
ELTORO	Embalse	450	17	0	450	0		
ABANICO	Serie	136	17	0	136	0		
ANTUCO	Serie	320	17	0	320	0		
RUCUE	Serie	176,3	17	0	176,3	0		
QUILLECO	Serie	69,2	17	0	69,2	0		
ELDIUTO	Serie	3,3	17	0	3,3	0		
LAJAI	Serie	34,3	17	0	34,3	0		
HORNITOS	Serie	55	10	0	55	0		
JUNCAL	Serie	32	10	0	32	0		
BLANCO	Serie	57	10	0	57	0		
LOSQUILOS	Serie	39,9	10	0	39,9	0		
CHACABUQUITO	Serie	25,7	10	0	25,7	0		
RAPEL	Embalse	375	11	0	375	0		
CANUTILLAR	Embalse	167,3	22	0	167,3	0		
RALCO	Embalse	690	17	0	690	0		

PALMUCHO	Serie	32	17	0	32	0		
PANGUE	Embalse	450	17	0	450	0		
ANGOSTURA	Serie	309,7	17	0	309,7	0		
LAHIGUERA	Serie	155	15	0	155	0		
CONFLUENCIA	Serie	163,2	15	0	163,2	0		
CHACAYES	Serie	111,7	13	0	111,7	0		
PILMAIQUEN	Embalse	39	19	0	39	0		
RUCATAYO	Serie	55	19	0	55	0		
ELRINCON	Minihidro	0,3	13	0	0,3	0		
DONAHILDA	Minihidro	0,3	19	0	0,3	0		
GUACOLDA1	Carbón	138,59	3	0	138,5 9	46,8	42	42
GUACOLDA2	Carbón	139,88	3	0	139,8 8	45,6	42	42
GUACOLDA3	Carbón	132,58	3	0	132,5 8	38,6	42	42
GUACOLDA4	Carbón	132,4	3	0	132,4	47,3	42	42
CANDELARIA1DIE	Diésel	121,81	13	0	121,8 1	171,2		
CANDELARIA2DIE	Diésel	125,02	13	0	125,0 2	171,1		
NEHUENCO1DIE	Diésel	274,82	9	0	274,8 2	101,1	600	600
NEHUENCO1GNL	GNL	309,79	9	0	309,7 9	0	600	600
NEHUENCO2DIE	Diésel	354,13	9	0	354,1 3	101	360	360
NEHUENCO2GNL	GNL	373,28	9	0	373,2 8	0	360	360
NEHUENCO9BB	Diésel	82,8	9	0	82,8	169,9		
ANTILHUE	Diésel	99,42	21	0	99,42	224		
LOSPINOS	Diésel	87,49	17	0	87,49	118,4		
TALTAL21	Diésel	104,5	2	0	104,5	164,5		
TALTAL22	Diésel	104,5	2	0	104,5	164,5		
SANISIDRO1DIE	Diésel	298,37	9	0	298,3 7	122,5	600	600
SANISIDRO2DIE	Diésel	342,55	9	0	342,5 5	116,7	720	720
SANISIDRO1GNL	GNL	342,65	9	0	342,6 5	51,3	600	600
SANISIDRO2GNL	GNL	381,42	9	0	381,4 2	46,5	720	720
QUINTERO2DIE	Diésel	126,29	9	0	126,2 9	149,8		

QUINTERO1DIE	Diésel	125,31	9	0	125,31	149,8		
BOCAMINA1	Carbón	106,92	17	0	106,92	57,1	120	120
BOCAMINA2	Carbón	290,24	17	0	290,24	53,7	180	180
NRENCAGNL	GNL	270,19	12	0	270,19	49,1	600	600
NRENCADIE	Diésel	270,19	12	0	270,19	112,3	600	600
RENCA	Diésel	81,88	12	0	81,88	227,4		
VENTANAS2	Carbón	201,16	8	0	201,16	43,4	180	180
VENTANAS1	Carbón	103,12	8	0	103,12	46,1	180	180
VENTANAS3	Carbón	236,29	8	0	236,29	48,5	180	180
CAMPICHE	Carbón	232,8	8	0	232,8	49,6	180	180
SANTALIDIA	Diésel	134,77	17	0	134,77	173,2		
LOSVENTOS	Diésel	129,23	12	0	129,23	172,8		
LOSGUINDOS	Diésel	127,94	17	0	127,94	153,8		
DONACARMEN1	Diésel	48	6	0	48	5		
CELCO1	Biomasa	2,85	16	0	2,85	10		
CELCO2	Biomasa	1,9	16	0	1,9	55,98		
CELCO3	Diésel	2,85	16	0	2,85	133,2		
ARAUCO1	Biomasa	9,5	17	0	9,5	40		
ARAUCO2	Biomasa	9,5	17	0	9,5	70		
ARAUCO3	Diésel	3,8	17	0	3,8	100		
CHOLGUAN1	Biomasa	8,55	17	0	8,55	26,11		
CHOLGUAN2	Diésel	3,8	17	0	3,8	141,2		
ESCUADRON	Biomasa	13,49	17	0	13,49	46,4		
VALDIVIA1	Biomasa	5,7	21	0	5,7	0		
VALDIVIA2	Biomasa	8,55	21	0	8,55	18		
VALDIVIA3	Biomasa	5,7	21	0	5,7	49,66		
VALDIVIA4	Biomasa	38	21	0	38	102,1		
MASISA	Biomasa	10,54	17	0	10,54	41,13		
NUEVAALDEA1	Biomasa	18,05	17	0	18,05	25		
NUEVAALDEA2	Diésel	9,5	17	0	9,5	190		
NUEVAALDEA3	Biomasa	35,15	17	0	35,15	0		
LICANTEN1	Biomasa	1,9	16	0	1,9	0		
LICANTEN2	Biomasa	1,9	16	0	1,9	63		

CARDONES	Diésel	144,66	1	0	144,66	171,9		
DALMAGRO	Diésel	21,85	2	0	21,85	213,3		
HUASCO	Diésel	37,12	3	0	37,12	218,4		
OLIVOS2	Diésel	21,09	6	0	21,09	214,8		
OLIVOS1	Diésel	88,35	6	0	88,35	175,5		
TERMOPACIFICO	Diésel	76,57	1	0	76,57	24,16		
PUNTACOLORADA2	Diésel	16,15	4	0	16,15	134,5		
ELSALVADOR2	Diésel	22,61	2	0	22,61	253,2		
ESPERANZA3	Diésel	17,86	13	0	17,86	274,2		
ESPERANZA41	Diésel	1,71	13	0	1,71	203,4		
ESPERANZA42	Diésel	1,52	13	0	1,52	199,1		
COLIHUES	Diésel	20,9	13	0	20,9	127		
DEGAN	Diésel	34,2	22	0	34,2	171,8		
ANDES1	Diésel	30,88	2	0	30,88	161,5		
SANTAFE21	Biomasa	16,17	17	0	16,17	15,6		
SANTAFE22	Biomasa	15,99	17	0	15,99	27,79		
SANTAFE23	Biomasa	15,33	17	0	15,33	55,35		
SANTAFE24	Biomasa	10,22	17	0	10,22	137,5		
CMPCLAJA1	Biomasa	4,83	17	0	4,83	0		
CMPCLAJA2	Biomasa	9,67	17	0	9,67	52,8		
CMPCLAJA3	Diésel	9,67	17	0	9,67	141,9		
CMPCPACIFICO1	Biomasa	11,22	17	0	11,22	0		
CMPCPACIFICO2	Biomasa	10,54	17	0	10,54	32,25		
CMPCPACIFICO3	Diésel	10,15	17	0	10,15	179,5		
HORCONES	Diésel	23,09	17	0	23,09	224,1		
LAJAEVERDE1	Biomasa	7,66	17	0	7,66	50,6		
LAJAEVERDE2	Biomasa	3,73	17	0	3,73	0		
LAUTARO1_1	Biomasa	16,07	20	0	16,07	40,47		
LAUTARO1_2	Biomasa	7,14	20	0	7,14	66,68		
LAUTARO2_1	Biomasa	13,19	20	0	13,19	39,69		
LAUTARO2_2	Biomasa	6,15	20	0	6,15	52,83		
PETROPOWER	Cogeneración	60,9	17	0	60,9	3,9		
COLMITO	Diésel	55,1	9	0	55,1	171,2		
CENIZAS	Diésel	13,69	1	0	13,69	189,6		
TENO	Diésel	57,76	16	0	57,76	165,5		
SANLORENZO1	Diésel	27,9	2	0	27,9	304,6		
SANLORENZO2	Diésel	25,45	2	0	25,45	336,1		
SANLORENZO3	Diésel	7,55	2	0	7,55	193,5		
ELPENON	Diésel	79,3	22	0	79,3	159,7		
TRAPEN	Diésel	76,95	22	0	76,95	164,1		

ESPINOS2	Diésel	22,8	6	0	22,8	206,7		
ESPINOS1	Diésel	95	6	0	95	165,3		
NEWEN	Diésel	13,63	17	0	13,63	276		
CEMENTOSBIOBIO	Diésel	12,92	16	0	12,92	111,2		
CORONEL	Diésel	44,84	17	0	44,84	152,5		
YUNGAY1	Diésel	49,78	17	0	49,78	218,2		
YUNGAY2	Diésel	49,49	17	0	49,49	198,7		
YUNGAY3	Diésel	50,8	17	0	50,8	214		
YUNGAY4	Diésel	43,51	17	0	43,51	132,9		
CHUYACA	Diésel	14,25	19	0	14,25	177,2		
EMELDA1	Diésel	31,37	2	0	31,37	242,2		
EMELDA2	Diésel	33,93	2	0	33,93	259,3		
CALLECALLE	Diésel	13	21	0	13	162,7		
CHILOE	Diésel	8,55	22	0	8,55	219,7		
CONCON	Diésel	2,18	9	0	2,18	187		
LASVEGAS	Diésel	1,99	12	0	1,99	177,2		
ELTOTORAL	Diésel	2,85	9	0	2,85	177,3		
PLACILLA	Diésel	2,85	9	0	2,85	170,9		
QUINTAY	Diésel	2,85	9	0	2,85	171,6		
SANGREGORIO	Diésel	0,4	17	0	0,4	184,4		
LINARES	Diésel	0,4	16	0	0,4	184,4		
LOMALOSCOLORADOS21	Biomasa	1,74	12	0	1,74	11,57		
LOMALOSCOLORADOS22	Biomasa	16,85	12	0	16,85	10,25		
VINALES1	Biomasa	5,8	16	0	5,8	16		
VINALES2	Biomasa	9,67	16	0	9,67	38		
VINALES3	Biomasa	5,8	16	0	5,8	45		
CONSTITUCION	Diésel	8,55	16	0	8,55	225,9		
MAULE	Diésel	5,7	16	0	5,7	205,7		
QUELLON	Diésel	7,6	22	0	7,6	186,2		
EPACIFICO	Biomasa	13,59	13	0	13,59	53,43		
SANTAMARTA	Biomasa	14,91	13	0	14,91	15		
SANTAMARIA	Carbón	304,72	17	0	304,7 2	36,22	90	90
GUACOLDA5	Carbón	133,44	3	0	133,4 4	46	42	42
CORDILLERA	Biomasa	48,95	13	0	48,95	46,4		
CAMPESINO	GNL	576,7	17	0	576,7	35,7		
ENAPACONCAGUA	GNL	95	9	0	95	150,1	480	612
DESECHOSVII1	Biomasa	14,35	16	0	14,35	8,08		
DESECHOSVII2	Biomasa	9,57	16	0	9,57	8,08		
DESECHOSVIII2	Biomasa	8,61	17	0	8,61	8,08		

ANGAMOS1	Carbón	223,29	29	0	223,29	40,7	120	120
ANGAMOS2	Carbón	223,51	29	0	223,51	40,8	141	141
ANDINA	Carbón	139,63	27	0	139,63	45,4	60	60
HORNITOS2	Carbón	140,82	27	0	140,82	47,5	60	60
MEJILLONES1	Carbón	141,73	27	0	141,73	61,3	180	180
MEJILLONES2	Carbón	150,06	27	0	150,06	54,2	180	180
TARAPACA1	Carbón	148,52	24	0	148,52	47,5	45	45
TOCOPILLA4	Carbón	116,61	26	0	116,61	54,2	50	50
TOCOPILLA5	Carbón	120,66	26	0	120,66	52,5	180	180
TOCOPILLAU12	Carbón	72,82	26	0	72,82	61,5	240	240
TOCOPILLAU13	Carbón	72,99	26	0	72,99	62	240	240
TOCOPILLAU14	Carbón	116,82	26	0	116,82	60,5	300	300
TOCOPILLAU15	Carbón	113,51	26	0	113,51	57,1	120	120
COCHRANE1	Carbón	236	26	0	236	44,4	120	120
COCHRANE2	Carbón	236	26	0	236	44,8	120	120
KELAR	GNL	517	29	0	517	58,6		
ARICA3	Diésel	8,36	24	0	8,36	166,8		
ARICA1	Diésel	2,92	24	0	2,92	170,6		
ARICA2	Diésel	2,85	24	0	2,85	170		
IQUIQUE3	Diésel	2,81	25	0	2,81	167,2		
IQUIQUE5	Diésel	4,06	25	0	4,06	179,7		
IQUIQUE1	Diésel	23,56	25	0	23,56	178,1		
TOCOPILLA1	Diésel	24,6	26	0	24,6	239,5		
TOCOPILLA2	Diésel	24,83	26	0	24,83	239,5		
TARAPACA2	Diésel	23,65	24	0	23,65	253		
CUMMINS	Diésel	0,72	27	0	0,72	197,5		
DEUTZ	Diésel	1,96	27	0	1,96	220		
ZOFRI1	Diésel	0,9	25	0	0,9	143,7		
ZOFRI2	Diésel	5,16	25	0	5,16	142,1		
ZOFRI3	Diésel	4,76	25	0	4,76	126,3		
ESTANDARTES	Diésel	1,6	25	0	1,6	157,1		
MANTOSBLANCOS	Diésel	27,92	28	0	27,92	206,9		
INGENOVA	Diésel	2	28	0	2	164,9		

CAVANCHA	Minihidro	2,6	24	0	2,6	0		
CHAPIQUINA	Minihidro	10,14	25	0	10,14	0		
BESS_ELRomero	RESS	200	3	0	200	0		
BESS_PuntaPalmera	RESS	45	7	0	45	0		
CUMPEO	Pasada	5,8	16	1	0,6	0		
ELGALPON	Pasada	1,3	16	1	0	0		
ELAGRIO	Pasada	2,5	20	1	0,4	0		
ELCOLORADO	Pasada	2	22	1	0	0		
LOSMOLLES	Pasada	18	5	1	8,79	0		
VOLCQUEL	Pasada	61,99	13	1	56,72	0		
FLORIDA	Pasada	28	13	1	19,11	0		
SAUCEANDES	Pasada	1,4	10	1	0	0		
PEHUI	Pasada	1,1	19	1	0	0		
LOSMORROS	Pasada	2,6	13	1	0,52	0		
MAITENES	Pasada	31	13	1	12,33	0		
PUNTILLA	Pasada	22,2	13	1	16,03	0		
LASVERTIENTES	Pasada	1,66	13	1	0	0		
ELLANO	Pasada	1,9	13	1	0,41	0		
ALFALFAL1	Pasada	178	13	5,94	29,7	0		
SAUZAL1	Pasada	37,6	13	1	857,7 4	0		
SAUZAL2	Pasada	51,2	13	1	857,7 4	0		
PEUCHEN	Pasada	85,6	17	1	9,58	0		
MAMPIL	Pasada	55	17	1	6,92	0		
PULLINQUE	Pasada	51,4	21	1	15,48	0		
CAPULLO	Pasada	12	19	1	7,5	0		
EYZAGUIRRE	Pasada	2,1	13	1	1,24	0		
COYA	Pasada	12	13	1	9,33	0		
LAPALOMA	Pasada	4,6	5	1	1,2	0		
PUCLARO	Pasada	5,6	5	1	5,07	0		
LICAN	Pasada	17	19	1	8,93	0		
RIOTRUENO	Pasada	5,8	20	1	1,34	0		
GUAYACAN	Pasada	12	13	1	11,91	0		
PULELFU	Pasada	9	19	1	1,6	0		
ELMANZANO	Pasada	4,85	20	1	1,96	0		
SANANDRES1	Pasada	40	15	1	37,14	0		
LAARENA	Pasada	3	22	1	2,7	0		
MUCHI	Pasada	1	23	1	0,1	0		
MALLARAUCO	Pasada	3,4	11	1	1,87	0		
ALLIPEN	Pasada	2,67	20	1	2,05	0		
AUXILIARDELMAIPO	Pasada	3,05	13	1	4,45	0		

LOSBAJOS	Pasada	5,6	13	1	5,18	0		
ELCANELO	Pasada	6,08	20	1	1,43	0		
CARBOMET	Pasada	9	13	1	9,63	0		
DONGO	Pasada	6	22	1	0,6	0		
PURISIMA	Pasada	0,42	16	1	0,1	0		
CARENA	Pasada	10	13	1	9,32	0		
CHANLEUFU	Pasada	2,06	19	1	0,09	0		
RECA	Pasada	1,6	21	1	0,4	0		
DONWALTERIO	Pasada	2,95	19	1	0	0		
RENAICO1	Pasada	6,24	17	1	3,66	0		
ALTORENAICO	Pasada	1,5	17	1	0	0		
BONITO1	Pasada	9	19	1	3,6	0		
BONITO2	Pasada	3,2	19	1	0,9	0		
NALCAS	Pasada	6,8	19	1	2,4	0		
CALLAO	Pasada	3,3	19	1	0,9	0		
ENSENADA	Pasada	6,6	22	1,66	0	0		
RIOHUASCO	Pasada	5,1	3	1	4,71	0		
TRUFUL	Pasada	0,85	20	1	0,84	0		
LLAUQUEREO	Pasada	1,75	17	1	1,5	0		
MAISAN	Pasada	0,6	17	1	0,09	0		
LOSCORRALES1	Pasada	0,8	16	1	0,8	0		
LOSCORRALES2	Pasada	1	16	1	0,5	0		
PICOIQUEN	Pasada	19	17	1	3,21	0		
LAMONTANA	Pasada	3	16	1	3	0		
ELPASO	Pasada	60	15	1	6,6	0		
ITATA	Pasada	20	17	0,42	17,2	0		
MALALCAHUELLO	Pasada	9,2	20	1	5	0		
CARILAFQUEN	Pasada	19,8	20	1	5,2	0		
RIOCOLORADO	Pasada	15	14	1	0	0		
ANCOA	Pasada	27	14	1	0	0		
NUBLE	Pasada	136	14	1	0	0		
LASLAJAS	Pasada	267	13	4,2	0	0		
ALFALFAL2	Pasada	264	13	9,8	0	0		
SANPEDRO1	Pasada	144	21	0,34	0	0		
TRAIELFU	Pasada	2,5	20	1	0,4	0		
MOLINERAVILLARRICA	Pasada	0,6	20	1	0	0		
SOL_CHUCHINI	Solar	2,9	5	1	0	5,5		
SOL_ELBOCO	Solar	3	12	1	0	5,5		
SOL_TAMBOREAL	Solar	2,9	5	1	0	5,5		
SOL_ELSALVADOR1	Solar	68	2	1	0	5,5		
SOL_DIEGOALMAGRO	Solar	30	2	1	0	5,5		

SOL_LASILLA	Solar	1,9	3	1	0	5,5		
SOL_LUNA	Solar	3	5	1	0	5,5		
SOL_LACHAPEANA	Solar	2,8	5	1	0	5,5		
SOL_LASMOLLACAS	Solar	2,8	5	1	0	5,5		
SOL_BELLAVISTA	Solar	3	5	1	0	5,5		
SOL_LAGUNILLA	Solar	2,96	5	1	0	5,5		
SOL_DIVISADERO	Solar	65	3	1	0	5,5		
SOL_ELDIVISADERO	Solar	3	5	1	0	5,5		
SOL_SANTACECILIA	Solar	3	3	1	0	5,5		
SOL_LALACKAMA1	Solar	55	2	1	0	5,5		
SOL_SANANDRES2	Solar	48,2	1	1	0	5,5		
SOL_LLANOLLAMPOS	Solar	95	1	1	0	5,5		
SOL_SDG1	Solar	1,23	1	1	0	5,5		
SOL_CHANARES	Solar	40,1	2	1	0	5,5		
SOL_ESPERANZA1	Solar	2,88	2	1	0	5,5		
SOL_JAVIERA	Solar	69	2	1	0	5,5		
SOL_LOMASCOLORADAS	Solar	2	5	1	0	5,5		
SOL_PAMA	Solar	2	6	1	0	5,5		
SOL_LASTERRAZAS	Solar	3	13	1	0	5,5		
SOL_PILARLOSAMARILLOS	Solar	2,2	2	1	0	5,5		
SOL_LALACKAMA2	Solar	16	2	1	0	5,5		
SOL_CONEJO	Solar	104,5	2	1	0	5,5		
SOL_LUZDELNORTE_1	Solar	36	1	1	0	5,5		
SOL_LUZDELNORTE_2	Solar	38	1	1	0	5,5		
SOL_LUZDELNORTE_3	Solar	36	1	1	0	5,5		
SOL_LUZDELNORTE_4	Solar	31	1	1	0	5,5		
SOL_QUILAPILUN	Solar	103	10	1	0	5,5		
SOL_PAMPASOLARNORTE	Solar	69,3	2	1	0	5,5		
SOL_FINISTERRAE1	Solar	80	26	1	0	5,5		
SOL_FINISTERRAE2	Solar	80	26	1	0	5,5		
SOL_JAMA1	Solar	30	26	1	0	5,5		
SOL_JAMA2	Solar	22,4	26	1	0	5,5		
SOL_ATACAMA	Solar	100	27	1	0	5,5		
SOL_LASCAR1	Solar	34,7	26	1	0	5,5		
SOL_BOLERO_1	Solar	48,9	28	1	0	5,5		
SOL_BOLERO_2	Solar	48,9	28	1	0	5,5		
SOL_BOLERO_3	Solar	24	28	1	0	5,5		
SOL_BOLERO_4	Solar	24	28	1	0	5,5		
SOL_CARRERAPINTO_1	Solar	20	1	1	0	5,5		
SOL_CARRERAPINTO_2	Solar	70	1	1	0	5,5		
SOL_SOLVALLENAR	Solar	250	3	1	0	5,5		

SOL_OPDE	Solar	12	10	1	0	5,5		
SOL_PELICANO	Solar	101	3	1	0	5,5		
SOL_ELROMERO	Solar	196	3	1	0	5,5		
SOL_ELBASOL	Solar	61,5	3	1	0	5,5		
SOL_MALGARIDA	Solar	28	2	1	0	5,5		
SOL_LOSLOROS	Solar	50	1	1	0	5,5		
SOL_SANTIAGOSOLAR	Solar	120	12	1	0	5,5		
SOL_VALLESOLAR	Solar	74	1	1	0	5,5		
SOL_SANPEDRO2	Solar	3,03	11	1	0	5,5		
SOL_SANTAJULIA	Solar	3,03	7	1	0	5,5		
SOL_LOMALOSCOLORADO S1	Solar	1,1	12	1	0	5,5		
EOL_LEBU1	Eólica	6,5	17	1	0	7,7		
EOL_LEBU2	Eólica	3,5	17	1	0	7,7		
EOL_HUAJACHE	Eólica	9	17	1	0	7,7		
EOL_RAKI	Eólica	9	17	1	0	7,7		
EOL_TALINAYORIENTE	Eólica	90	7	1	0	7,7		
EOL_TALINAYPONIENTE	Eólica	60,6	7	1	0	7,7		
EOL_ELARRAYAN	Eólica	100	5	1	0	7,7		
EOL_TOTAL	Eólica	46	7	1	0	7,7		
EOL_PUNTACOLORADA1	Eólica	20	4	1	0	7,7		
EOL_MONTEREDONDO	Eólica	48	7	1	0	7,7		
EOL_CANELA1	Eólica	18,15	7	1	0	7,7		
EOL_CANELA2	Eólica	60	7	1	0	7,7		
EOL_UCUQUER1	Eólica	6,96	11	1	0	7,7		
EOL_UCUQUER2	Eólica	10,2	11	1	0	7,7		
EOL_LOSCURUROS	Eólica	110	5	1	0	7,7		
EOL_SANPEDRO3_1	Eólica	36	22	1	0	7,7		
EOL_SANPEDRO3_2	Eólica	65	22	1	0	7,7		
EOL_CABOLEONES1	Eólica	17	3	1	0	7,7		
EOL_AURORA	Eólica	153	22	1	0	7,7		
EOL_SARCO	Eólica	170	3	1	0	7,7		
EOL_PUELCHESUR	Eólica	106	22	1	0	7,7		
EOL_MALLECO	Eólica	214	17	1	0	7,7		
EOL_NEGRETE	Eólica	36	17	1	0	7,7		
EOL_LOMASDUQUECO	Eólica	32	17	1	0	7,7		
EOL_CABOLEONES2	Eólica	307,8	3	1	0	7,7		
EOL_CABOLEONES3	Eólica	46,8	3	1	0	7,7		
EOL_ESPERANZA2	Eólica	200	21	1	0	7,7		
EOL_LAESPERANZA	Eólica	10,5	17	1	0	7,7		
EOL_TCHAMMA	Eólica	150,4	26	1	0	7,7		
EOL_CERROTIGRE	Eólica	147,2	28	1	0	7,7		

EOL_CAMAN	Eólica	207,9	21	1	0	7,7		
EOL_CKANI	Eólica	114,3	26	1	0	7,7		
EOL_SANGABRIEL	Eólica	154	17	1	0	7,7		
EOL_COIHUE	Eólica	216	17	1	0	7,7		
EOL_TALTAL1	Eólica	99	2	1	0	7,7		
EOL_CUEL	Eólica	33	17	1	0	7,7		
EOL_PUNTAPALMERAS	Eólica	45	7	1	0	7,7		
EOL_RENAICO2	Eólica	88	20	1	0	7,7		
EOL_LASPENAS	Eólica	8,4	17	1	0	7,7		
EOL_SIERRAGORDA	Eólica	112	26	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_1	Eólica	33	3	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_2	Eólica	30	3	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_3	Eólica	30	3	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_4	Eólica	33	3	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_5	Eólica	26	3	1	0	7,7		
EOL_SANJUAN_6	Eólica	32,5	3	1	0	7,7		
EOL_LOSBUENOSAIRE	Eólica	39,6	17	1	0	7,7		
EOL_VALLEDELOSVENTOS	Eólica	90	26	1	0	7,7		
SOL_ELAGUILA	Solar	2	25	1	0	5,5		
SOL_POZOALMONTE1	Solar	9	25	1	0	5,5		
SOL_POZOALMONTE2	Solar	7,5	25	1	0	5,5		
SOL_POZOALMONTE3	Solar	16	25	1	0	5,5		
SOL_MARIAELENA	Solar	68	26	1	0	5,5		
SOL_LOSPUQUIOS	Solar	2,5	25	1	0	5,5		
SOL_LAHUAYCA2	Solar	21	25	1	0	5,5		
SOL_PICA1	Solar	0,6	25	1	0	5,5		
SOL_ANDES2_1-3	Solar	21	28	1	0	5,5		
SOL_URIBESOLAR	Solar	50	27	1	0	5,5		
SOL_ALTURAOVALLE	Solar	6	5	1	0	5,5		
Hid_Pichirropulli04	Pasada	67	23	1	0	0		
Hid_Pichirropulli05	Pasada	110	23	1	0	0		
Hid_Pichirropulli07	Pasada	48	23	1	0	0		
Hid_Pichirropulli08	Pasada	43	23	1	0	0		
Hid_Pichirropulli09	Pasada	83	23	1	0	0		