

## **Informe Final de Pasantía**

“Optimización de costos operativos en electroterminal Pie Andino  
y evaluación de solución de almacenamiento de energía”

Ignacio Martín Hernández Andrade

Ingeniería Civil Industrial

5/12/2023

## **Resumen Ejecutivo**

Coppec Voltex es una filial de Coppec dedicada al rubro de electromovilidad. Parte de sus proyectos dirigidos al sector público corresponden a terminales de buses eléctricos en la Región Metropolitana de Chile, denominados electroterminales. En ellos actualmente existen pérdidas en la venta de energía suministrada en la carga, debido a que los períodos de mayor demanda son aquellos que poseen los mayores costos (21:00 a 7:00). El estudio se enfocará en el Electroterminal Pie Andino, cuyo consumo en aquel bloque provoca una pérdida diaria de \$1.259[USD] debido a un consumo promedio de 13.250[kWh] en la carga. Se buscará disminuir este valor en un 50%, aspirando a un consumo de 6.625[kWh].

Luego de una realización de una investigación de tecnologías como alternativas de solución, se concluye que la implementación de un sistema de almacenamiento corresponde al mejor candidato según la problemática, en específico, un sistema de almacenamiento energético en batería (B.E.S.S.) de Li-Ion.

Se desarrolló un modelo de optimización que se utiliza continuamente en el trabajo, que determina cuál es el scheduling óptimo de carga-descarga que maximiza el ahorro operacional en base a una serie de parámetros (datos técnicos de una cotización de B.E.S.S., perfil de demanda, costos horarios y energía disponible). Con su uso se definió una métrica (Costo Unitario Energético Efectivo) que indica el precio por unidad de energía almacenada que sí se está utilizando, permitiendo jerarquizar cotizaciones de B.E.S.S. de manera preliminar.

Luego de esto, se realizó la evaluación económica considerando una serie de factores influyentes en el flujo de caja (precio, vida útil, degradación, obras civiles, mantenimiento), seleccionando la alternativa de mayor VAN. Para considerar el factor relacionado a la degradación de la capacidad de la batería en el tiempo, se volvió a utilizar el modelo, iterando para distintos valores de la capacidad para determinar el ahorro en función del año. De esta manera, se selecciona una cotización de una batería de 1,4[MW] de potencia y 7[MWh] como la alternativa más competitiva para implementarse en el Electroterminal Pie Andino. El nuevo consumo en el bloque nocturno total (KPI) sería de 6.267[kWh], un 2,7% más favorable que el objetivo planteado inicial (50%).

Para establecer los resultados de la implementación, se realizó un análisis de sensibilidad que simula 20.000 casos de variaciones de los factores incidentes del flujo de caja, indicando que existe una probabilidad de 61,3% de obtener un VAN mayor a 0 y que en un 98,9% de los casos el Payback se encuentra entre 7 a 9 años. Sumado a esto, se realizó un análisis de momento óptimo de implementación del B.E.S.S., en los que en base a 3 escenarios de proyecciones de costos, se plantean las opciones de invertir hoy, el 2025 o el 2026. En complemento con 3 escenarios operativos, se plantea un árbol de decisión de 21 combinaciones de casos: algunos de mayor ganancia y otros de pérdida. Queda planteado para que la gerencia comercial tome una decisión según su perfil de riesgo ante los escenarios.

## **Abstract**

Copec Voltex is a subsidiary of Copec dedicated to the electromobility sector. Part of its projects aimed at the public sector involves electric bus terminals in Región Metropolitana, Chile, known as electroterminals. Currently, there are losses in the sale of energy supplied during charging, mainly during peak demand periods with higher costs (21:00 to 7:00). The study will focus on the Electroterminal Pie Andino, where consumption during this block results in a daily loss of \$1,259 [USD], due to an average consumption of 13,250 [kWh] during charging. The goal is to reduce this value by 50%, aiming for a consumption of 6,625 [kWh].

After researching alternative technologies, it was concluded that implementing an energy storage system is the best solution. Specifically, a lithium-ion battery energy storage system (B.E.S.S.) was identified as the most suitable candidate for addressing the problem.

An optimization model was developed and is continuously used in the project to determine the optimal charge-discharge schedule that maximizes operational savings based on various parameters (technical data from a B.E.S.S. quote, demand profile, hourly costs, and available energy). This model defined a metric (Effective Unit Energy Cost) indicating the price per unit of stored energy that is actually used, allowing for a preliminary ranking of B.E.S.S. quotes.

Following this, an economic evaluation was conducted considering several influential factors in the cash flow (price, lifespan, degradation, civil works, maintenance), and the alternative with the highest NPV (Net Present Value) was selected. To account for battery capacity degradation over time, the model was used iteratively for different capacity values to determine savings over the years. This way, a 1.4 [MW] power and 7 [MWh] capacity battery quote was selected as the most competitive option for implementation at Electroterminal Pie Andino. The new total nighttime consumption (KPI) would be 6,267 [kWh], which is 2.7% more favorable than the initial target (50%).

To establish the implementation results, a sensitivity analysis was performed simulating 20,000 cases of variations in cash flow factors. The analysis indicates a 61.3% probability of obtaining a positive NPV and a 98.9% probability of Payback occurring between 7 to 9 years. Additionally, an optimal B.E.S.S. implementation timing analysis was conducted, proposing investment options in 2023, 2025, or 2026 based on three cost projection scenarios. In conjunction with three operational scenarios, a decision tree with 21 combinations of cases was presented, ranging from higher gains to losses. The commercial management is presented with a decision-making framework based on their risk profile in different scenarios.

## Índice

1. Contexto.....	7
2. Problema.....	9
2.1 Declaración .....	9
2.2 Métrica Primaria (KPI).....	9
2.3 Impacto económico del problema.....	10
2.4 Impacto comercial del problema.....	11
2.5 Diagrama de flujo de la operación en electroterminal.....	11
3. Objetivos y medidas de desempeño .....	12
3.1 Declaración de objetivo general SMART .....	12
3.2 Objetivos específicos y métricas de desempeño.....	12
4. Causas .....	13
4.1 Diagrama de Ishikawa.....	13
4.2 Validación de causas.....	13
5. Estado del Arte.....	14
5.1 Sistemas de almacenamiento energético (E.S.S.).....	14
5.2 Tecnologías de almacenamiento de energía .....	14
5.2.1 Hidrógeno.....	14
5.2.2 Capacitadores Doble Capa (D.L.C.).....	15
5.2.3 Bobinas superconductores (S.M.E.S.) .....	15
5.2.4 Volantes de inercia (K.E.S.S.) .....	16
5.2.5 Hidráulica de Bombeo (P.H.S.) .....	16
5.2.6 Almacenamiento mediante aire comprimido (C.A.E.S.).....	17
5.2.7 Almacenamiento mediante baterías (B.E.S.S.).....	17
6. Solución.....	18
6.1 Matriz de selección de Sistema de Almacenamiento (E.S.S.).....	18
6.1.1 Factores de ponderación.....	18
6.1.2 Matriz de selección cualitativa por ponderación de puntaje.....	19
6.2 Diagrama de flujo de solución .....	19
6.3 Modelo de optimización .....	20
6.3.1 Investigación bibliográfica sobre modelos de optimización .....	20
6.3.2 Esquema de modelo de optimización .....	21
7. Metodología de solución .....	22
7.1 Parámetros eléctricos a utilizar .....	22
7.2 Modelo de optimización .....	23
7.2.1 Cálculo de KPI .....	25
7.2.2 Ejecución del modelo .....	25

7.3 Criterio de selección de cotización .....	25
7.3.1 Dimensionamiento esperado en función de la potencia .....	25
7.3.2 Costo Unitario Energético Efectivo (C.U.E.E.) .....	26
7.4 Matriz de riesgos de la implementación del B.E.S.S.....	27
7.5 Evaluación económica .....	28
7.5.1 Flujo de caja.....	28
7.5.2 Evaluación económica temprana .....	29
7.6 Diagrama de flujo de la operación en electroterminal con B.E.S.S. ....	30
8. Implementación .....	31
8.2 Evaluación económica .....	31
8.2.1 Cotización de B.E.S.S. de 1,4[MW] y 7[MWh] .....	31
8.2.2 Cotización de B.E.S.S. de 6[MW] y 12[MWh] .....	31
8.2.3 Cotización de B.E.S.S. de 4[MW] y 7[MWh] .....	31
8.3 Selección de cotización.....	32
8.4 Implementación física.....	32
8.4.1 Dimensiones físicas del B.E.S.S.....	32
8.4.2 Localización dentro del electroterminal.....	32
8.4.2 Consideraciones .....	33
9. Resultados.....	34
9.1 Actualización de KPI.....	34
9.2 Análisis de sensibilidad .....	34
9.2.1 Distribuciones.....	35
9.2.2 Resultados de la simulación .....	36
9.3 Análisis de momento óptimo de inicio .....	37
9.3.1 Escenarios de proyecciones de costo.....	38
9.3.2 Escenarios de rendimiento operacional.....	39
9.3.3 Decisiones bajo incertidumbre.....	39
10. Conclusiones .....	41
11. Referencias.....	42
12. Anexos.....	44
Anexo A: Modelo de optimización .....	44
Anexo B: Dimensionamiento ideal en función de la potencia para electroterminal Pie Andino .....	45
Anexo C: Métricas de la evaluación económica .....	46
Anexo D: Programación óptima de las cotizaciones.....	47
Anexo D.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana) .....	47
Anexo D.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh] .....	48
Anexo D.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh] .....	49
Anexo D.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh] .....	50

Anexo E: Variación de ahorros debido a degradación.....	51
Anexo E.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana) .....	51
Anexo E.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh].....	52
Anexo E.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh].....	53
Anexo E.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh].....	55
Anexo E.5: Ahorro según capacidad.....	56
Anexo F: Flujos de caja .....	57
Anexo F.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana) .....	57
Anexo F.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh].....	58
Anexo F.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh].....	58
Anexo F.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh].....	58
Anexo G: Fotomontaje de localización de B.E.S.S. ....	59
Anexo H: Distribuciones de probabilidad de parámetros a sensibilizar .....	59
Anexo H.1: Precio B.E.S.S. [% de variación].....	59
Anexo H.2: OOC [% de Precio B.E.S.S.] .....	59
Anexo H.3: O&M [% de Precio B.E.S.S.].....	60
Anexo H.4: Degradación [% de capacidad inicial al año 10].....	60
Anexo I: Jerarquización de las cotizaciones.....	60
Anexo J: Proyecciones de costo para B.E.S.S. ....	61
Anexo K: Selección de tecnología de B.E.S.S. ....	62
Anexo L: Pruebas de normalidad de KPI .....	62

## 1. Contexto

COPEC S.A. es la empresa líder con más de 84 años presentes en Chile. En el año 2019 se constituye como empresa Copec Voltex que provee soluciones de carga para la electromovilidad con presencia en distintos segmentos (personas, residencial, minería, última milla, transporte público y estaciones de servicio). Actualmente, Copec Voltex cuenta con la red de cargadores eléctricos rápidos más grande de toda Sudamérica, que se suman a más de 120 puntos de carga a lo largo de Chile logrando el desplazamiento de vehículos eléctricos por 1.400 kilómetros lineales en el territorio nacional.

El rubro en el cual desarrollaré el proyecto corresponde al de Transporte Público, específicamente analizando la carga de buses RED Transantiago en el electroterminal Pie Andino. El electroterminal en estudio se encuentra ubicado en Puente Alto, Región Metropolitana, y debe su nombre a su dirección: Pie Andino 555.



Figura 2: Operador cargando bus

En él, hay 88 buses que se recargan a través de cargadores de corriente continua (CC), tal como se visualizan en las figuras 2 y 3. Estos se encuentran ubicados en marquesinas elevadas por encima de los buses, que mediante tecles, bajan la manguera con la pistola para que el operador pueda iniciar la carga.

Debido a disrupciones tecnológicas, descarbonización y alza en los combustibles, se ha modificado la estructura de precios intraday (día desglosado por hora) en el mercado eléctrico nacional (figura 4). Las fuentes de energía se van agotando hacia abajo en la figura 5, siendo las primeras las de menor costo, pero con una disponibilidad limitada a horas de exposición solar (generación solar). La demanda energética nocturna agota la disponibilidad de fuentes renovables, por lo que se empiezan a utilizar fuentes no renovables más costosas, siendo un 70% producido con máquinas de combustibles. Sumado a esto, en nuestro país más de un tercio del consumo de energía proviene del sector del transporte, del cual un 99% es derivado del petróleo.



Figura 1: Electroterminal Pie Andino (Google Maps)



Figura 3: Cargador CC

Weekly spot price January-2008 to July-2022



Hourly average spot price last 5 years

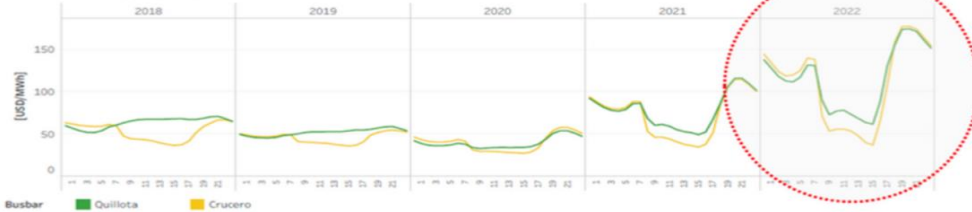


Figura 4: Curva histórica de Costo Marginal (rescatado de Copec)

CAPACIDAD TOTAL SEN - MW

RENOVABLE		12.815
HIDRO EMBALSE		3.395
HIDRO PASADA		3.444
BIOMASA		451
EÓLICO		2.242
SOLAR		3.238
GEOTÉRMICA		45
NO RENOVBLE		12.937
GAS NATURAL		4.843
CARBÓN		5.192
DERIV. DEL PETRÓLEO		2.902
TOTAL		25.752

Figura 5: Fuentes energéticas (Estratégica, 2020)

Observando el caso del electroterminal en estudio, se visualizan los perfiles de demanda y costos marginales promedios desde inicios de Abril a finales de Agosto. El costo marginal proviene de la barra “Puente Alto 110KV BP1” y se define como el “costo variable declarado de la unidad más cara que se encuentra operando (...) y determina el precio de la energía en el mercado spot” (Colbun, 2021) en [US\$/MWh].

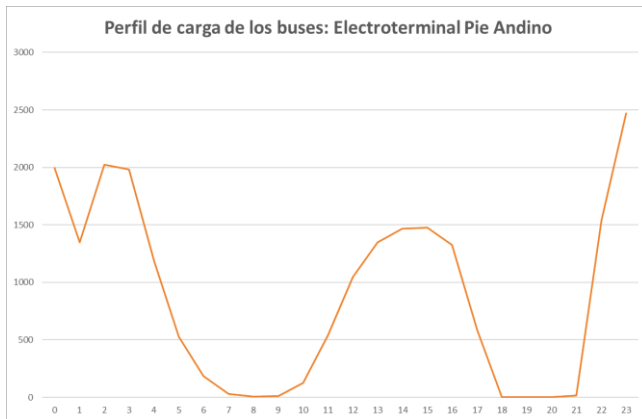


Figura 6: Perfil de carga de electroterminal Pie Andino (Elaboración propia)



Figura 7: Costo Marginal de electroterminal Pie Andino (Elaboración propia)

De las figuras 6 y 7 se puede observar cómo los mayores costos de energía (Costo Marginal) se alinean con aquellas horas de mayor demanda de carga de buses eléctricos. Otra filial de Copec es la que compra energía a la barra y se la vende a Voltex, que fija un precio de venta al operador del electroterminal.



## 2. Problema

### 2.1 Declaración

*Durante 24 semanas (inicios de Abril a fines de Agosto 2023), el consumo promedio de energía directo de la red de carga en el bloque nocturno total fue de 13.250[kWh], lo que ocasiona una pérdida diaria en aquel horario de \$1.259 USD, representando \$459.535 USD anuales.*

Se define el bloque horario de la métrica, como bloque nocturno total (BNT), que comprenderá el horario que va desde las 21:00 a las 7:00. Su selección se debe a la identificación de un monte pronunciado en el gráfico de perfil de demanda. Además, el presente trabajo se realizará desde la perspectiva de Copec, considerando la utilidad desde la compra de energía de la otra filial a la barra y su venta al electroterminal por parte de Voltex.

### 2.2 Métrica Primaria (KPI)

La métrica primaria corresponde a la “Energía diaria consumida en horario nocturno (BNT) directo desde la red de carga.”.

Su cálculo es el siguiente:

$$KPI \left[ \frac{kWh}{día} \right] = \int_{00:00}^{07:00} Potencia \, dh + \int_{21:00}^{00:00} Potencia \, dh$$

Dado que la potencia (kW) corresponde a la tasa o velocidad a la que se genera energía, la energía corresponde a la cantidad total acumulada en cierto período de tiempo. Para un día, se integran las potencias desde las 00:00 hasta las 07:00 y desde las 21:00 hasta las 24:00 (00:00), con tal de representar la energía consumida del bloque nocturno total.

Para la confección del gráfico evolutivo del KPI, se utilizaron datos del electroterminal Pie Andino, por tener la mayor cantidad de datos y de antigüedad como para ser representativo. Se presentan datos desde el 1 de Abril hasta el 29 de Agosto, cuando empezó a operar el monitoreo.

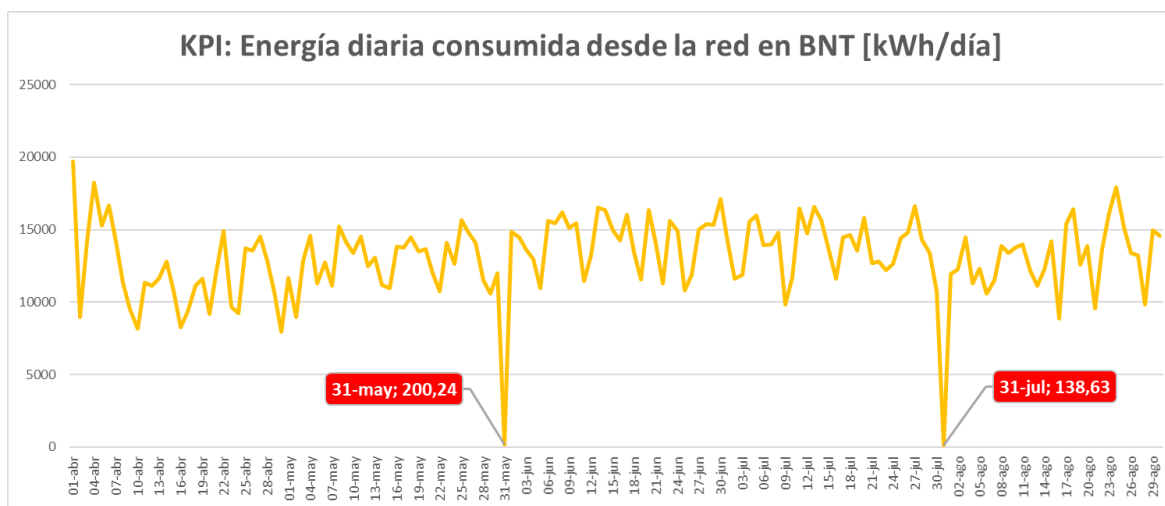


Figura 4: KPI con outliers (Elaboración propia)

Se observan dos datos atípicos: 200,24[kWh] el día 31 de Mayo y 138,63[kWh] el día 31 de Julio. Según lo consultado, puede deberse a alguna anomalía en el monitoreo del consumo a fines de mes, pero dado que no corresponden a valores coherentes, se deciden eliminar de la muestra.

Para poder analizar la representatividad de la media y si la distribución de los datos se acerca a una distribución normal, se llevan a cabo las siguientes pruebas de normalidad mediante el complemento gratuito para Excel “Real Statistics”:

- Shapiro-Wilk: Cálculo de un estadístico (W) que se basa en las covarianzas bajo la hipótesis de normalidad.
- D’Agostino-Pearson: Cálculo de un estadístico (DA) que se basa en la asimetría y curtosis (grado de valores atípicos) de la muestra.

Para ambas pruebas se confirmó una distribución normal (Ver Anexo L). Para poder visualizar la distribución, se categorizaron los datos reales en intervalos de 1000. El complemento “Real Statistics” provee el gráfico QQPlot (cuartil-cuartil), en el que se observa lo bien que se adecuan los datos a la regresión.

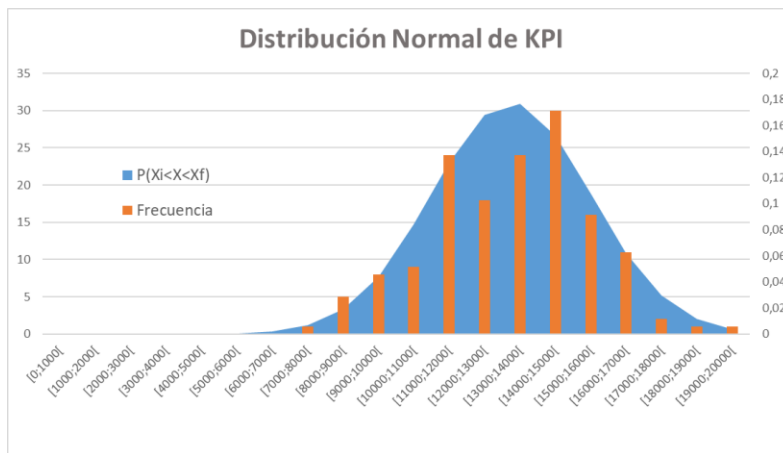


Figura 5: Distribución normal de KPI (Elaboración propia)

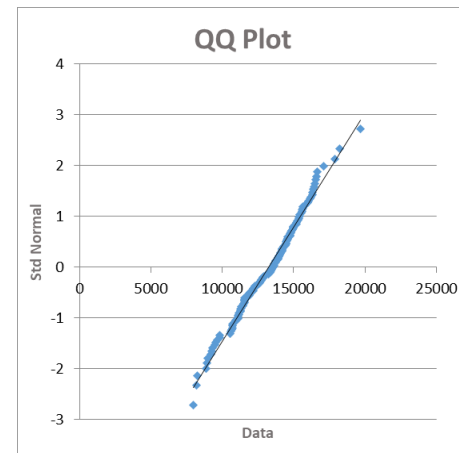


Figura 6: Quantile-Quantile Plot de KPI (Elaboración propia)

Finalmente, la media de la métrica primaria que servirá como valor a mejorar, corresponde a 13.250[kWh].

### 2.3 Impacto económico del problema

Según un estudio interno realizado por parte de filiales de la empresa (dentro de las que se encuentra Voltex), se determinó que el precio final que considera no solo el precio de la energía, sino también los costos de distribución, es de 58,8[CLP/kWh]. Considerando el valor del dólar del día 3 de octubre de 2023 (919,1 CLP), el monto corresponde a 64[USD/MWh]. A pesar de que este valor podría variar según la configuración única de cada electroterminal, se utilizará como parámetro de precio establecido para nuestro análisis.

El dato específico de la pérdida ocasionada por esta situación no fue un dato dado, por lo que se calculará en base a la demanda histórica horaria ( $Qh$ ), el costo marginal horario ( $Ch$ ) y el precio fijado  $P$ , dada por la siguiente expresión:

$$\Pi_{BNT} = \sum_h^{BNT} (P - Ch) * Qh = -\$190.109$$

El monto representa netamente una pérdida por ser negativo. La pérdida percibida en el bloque 1 desde el 1 de Abril hasta el 29 de Agosto es de \$190.109[USD], correspondiente a una media de \$1.259[USD] por día ( $\$190.109/151=\$1.259$ ).

## 2.4 Impacto comercial del problema

Debido al alto costo energético en el bloque nocturno, Voltex tendrá que ofrecer precios no competitivos en licitaciones posteriores con tal de evitar la pérdida y asegurar rentabilidad. El ofrecimiento de un precio no competitivo podría disminuir su participación en relación a empresas competidoras. Esto perjudica directamente a la empresa, afectando su capacidad de adjudicación de licitaciones futuras a lo largo de Chile y de financiar el crecimiento de la filial.

## 2.5 Diagrama de flujo de la operación en electroterminal

La manera en que operan los buses en el electroterminal Pie Andino se visualiza mediante el siguiente diagrama de flujo. Su inicio y fin se establecen como la duración de un día.

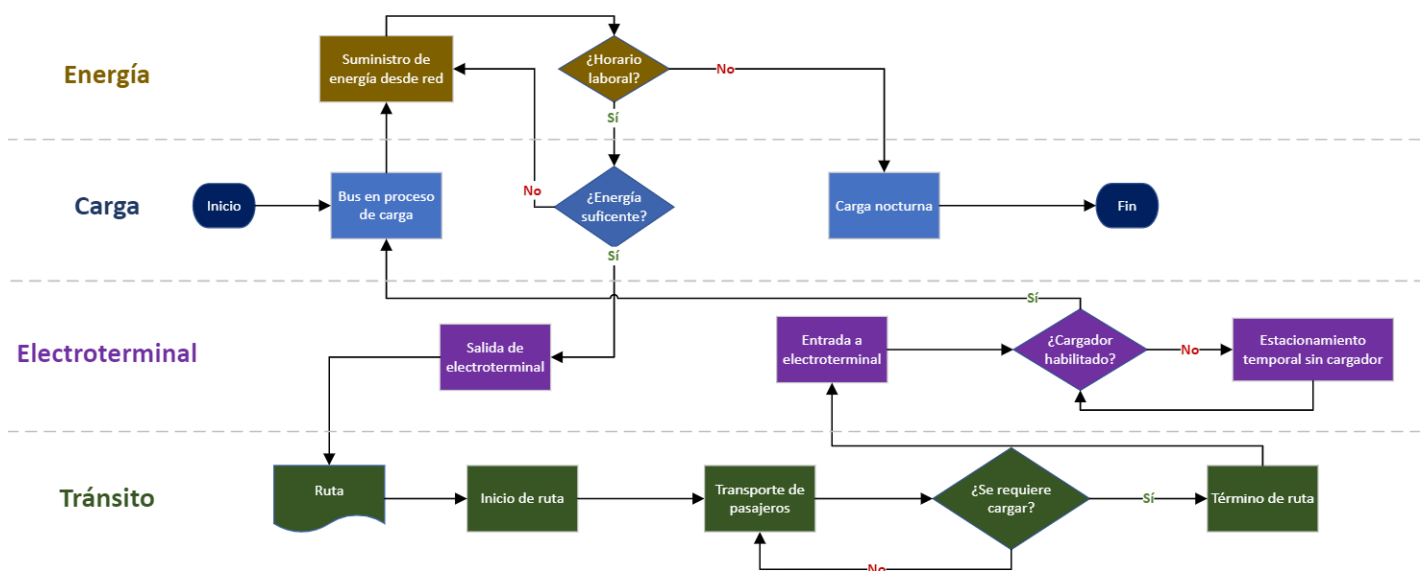


Figura 7: Diagrama de flujo inicial en electroterminal Pie Andino (Elaboración propia)

3. Objetivos y medidas de desempeño

3.1 Declaración de objetivo general SMART

Disminuir en un 50% el consumo promedio de energía directa de la red de carga en el bloque nocturno total, es decir, de 13.250[kWh] a 6.625[kWh] en los próximos 2 meses y medio (fines de Noviembre), ahorrando \$629,5[USD] diarios asociados a pérdidas en el mismo horario.

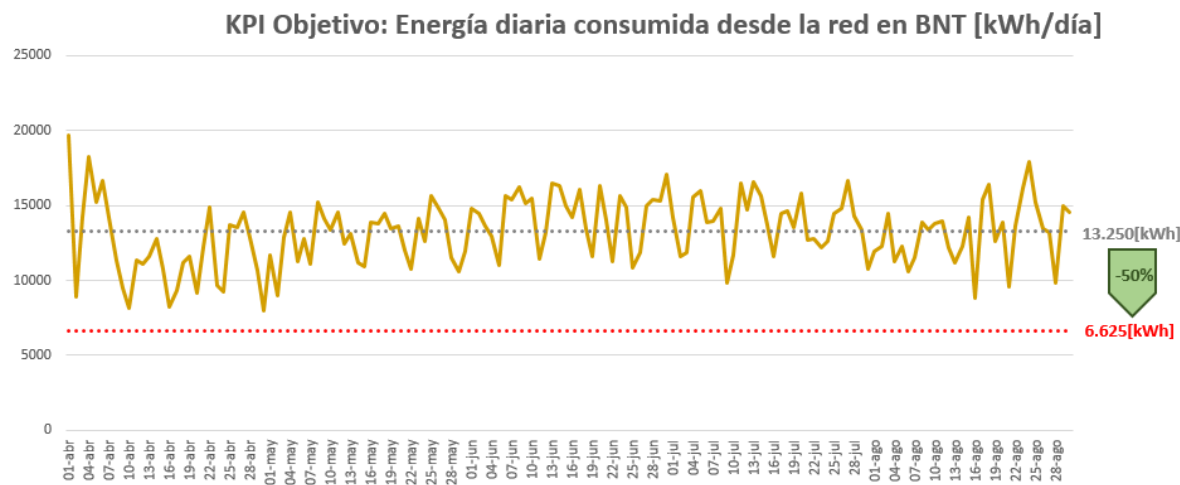


Figura 8: KPI objetivo (Elaboración propia)

El cálculo del ahorro se estima sencillamente considerando que, al disminuir el consumo del bloque nocturno total a la mitad, la utilidad también lo hará. Sin embargo, dependiendo de la solución seleccionada más adelante, el cálculo del ahorro será en base a una nueva curva de consumo y por ende, mucho más precisa.

3.2 Objetivos específicos y métricas de desempeño

Objetivo específico	Métrica de desempeño	Criterio de éxito
Estudiar estado de desarrollo de diversas tecnologías.	Cantidad de alternativas investigadas.	Más de 5.
Optimizar ahorro mediante configuración de la tecnología.	Creación de modelo de optimización.	Lograr.
Jerarquizar cotizaciones de la tecnología.	Creación de una métrica que incorpore el precio por energía.	Lograr.
Evaluar económicamente las ofertas más competitivas.	Análisis de VAN, TIR y Payback de alternativas.	Lograr.
Realizar análisis de sensibilidad.	Cantidad de parámetros sensibilizados.	Más de 3.

Tabla 1: Objetivos específicos y métricas de desempeño

4. Causas

Dentro de las posibles causas que originan la alta demanda de energía en BNT desde la red, se identifican:

- La gente ocupa más los buses en el día, condicionando la carga a la noche.
- Se ocupan cargadores de alta potencia.
- Los buses eléctricos requieren de mucha energía.
- Existe un solo modo de retiro de la energía para la carga.
- No se identificó a priori que coincide con altos costos marginales debido a las fuentes no renovables disponibles.

4.1 Diagrama de Ishikawa

De esta manera, ya habiendo identificado las principales causas del problema, se procede a confeccionar el *diagrama de Ishikawa* en base a ellas.

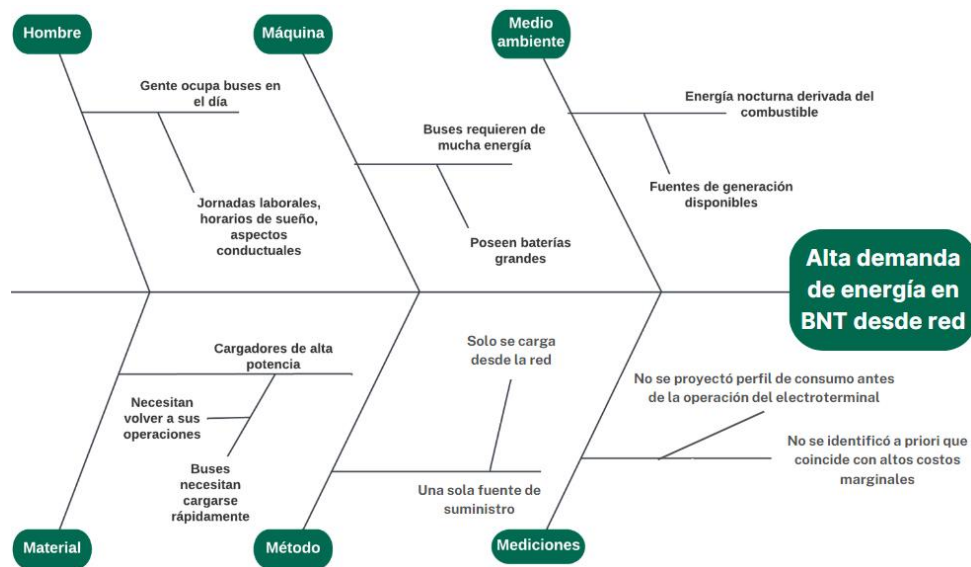


Figura 9: Diagrama de Ishikawa (Elaboración propia)

4.2 Validación de causas

Se observa que aparecen causas relevantes en las ramificaciones del diagrama que son posibles de enfrentar, considerando que el alcance del proyecto busca ser acotado y medible.

Causa específica	Validación
Energía nocturna derivada del combustible.	70% de la generación nocturna en el SEN es a partir de combustibles, situación que no se prevé que cambie hasta el 2027+ (Fuente: Copec).
Buses se cargan mayoritariamente de noche.	El consumo promedio en perfil electroterminal es 70% nocturno y 30% diurno (Fuente: Copec).
Solo se carga desde la red.	Un 100% de la energía suministrada proviene de la red.

Tabla 2: Validación de causas

## 5. Estado del Arte

### 5.1 Sistemas de almacenamiento energético (E.S.S.)

Luego de presentar las causas que originan la necesidad de la búsqueda de solución, es relevante considerar que aplicar un sistema de almacenamiento corresponde a un buen candidato, debido a que se puede inventariar energía en horarios menos costosos. De esta forma, se investigarán diversas tecnologías para determinar cuál es más adecuada.

Los sistemas de almacenamiento de energía (E.S.S. por sus siglas en inglés) representan una solución que entrega flexibilidad de consumir el mismo producto estandarizado (energía) a cierta hora, pero con costo de retiro de otra. Los sistemas de almacenamiento se han definido por primera vez en la ley 20.936, letra ad) (BCN, 2017), como aquel “equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (...) y almacenarla con el objetivo de (...) inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema”. Por ejemplo, se tiene el caso de la aplicación de un sistema de almacenamiento de carga que se realizó a la flota eléctrica SkyBus, en Auckland, Nueva Zelanda. Con el uso de un modelo de optimización de programación mixta, se evidenció un aumento en el beneficio diario tanto para un caso de carga limitada a 5kW como otro limitado a 250kW, de NZD233,8 y NZD251,822 respectivamente (Arif et al., 2020).

El uso que representan un gran valor de uso de los sistemas de almacenamiento corresponde al arbitraje de energía. Este método justamente comprende la carga de energía en aquellos horarios en los que el costo marginal es bajo e inyectarla al sistema cuando los costos sean más altos. El gobierno ha dictaminado que esta práctica es válida en el decreto supremo 125, artículo 90 del capítulo 6, referente al almacenamiento de energía en el sistema eléctrico. En él se señala que “[l]os Sistemas de Almacenamiento de Energía 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.” (BCN, 2017).

### 5.2 Tecnologías de almacenamiento de energía

Se puede realizar una categorización según la naturaleza propia del E.S.S. o de su medio físico.

#### 5.2.1 Hidrógeno

A través del electrólisis del agua o síntesis del metano, se convierte la energía eléctrica restante en hidrógeno.

Su producción se realiza mediante combustibles fósiles y un dispositivo llamado electrolizador, que teniendo como inputs electricidad, una membrana de intercambio de protones y agua, se obtiene hidrógeno. Luego de almacenarlo, se puede utilizar la energía derivada tanto por su combustión directa (uso de motores, turbinas y calderas principalmente), como por la oxidación mediante celdas o pilas de combustible.

Su valor se percibe en el almacenamiento a largo plazo, que asciende desde semanas a meses; muy larga vida útil (30 años aproximadamente); y un altísimo valor para la densidad energética (600[Wh/l]). Debido a ello, una de sus aplicaciones principales corresponde a escenarios en los que almacenar energía por largos períodos de tiempo es prioridad. Sin

embargo, sus debilidades residen en su mínima eficiencia (aproximadamente un 45%) y el alto costo de inversión debido a la instalación de la infraestructura.

Respecto de casos nacionales, hay más de 41 proyectos de Hidrógeno en ocho regiones. Antofagasta representa el 36% del total del país con 15 proyectos, seguido por Magallanes, que cuenta 12 proyectos en carpeta (Ministerio de Energía 2023).

### **5.2.2 Capacitadores Doble Capa (D.L.C.)**

Los supercapacitores o capacitadores doble capa (D.L.C.) almacenan energía desde campos electrostáticos. El principio de su funcionamiento radica en la generación de burbujas en una solución de ácido sulfúrico, debido a la electrólisis provocada en la separación de dos barras de carbón (electrodos) al aplicar un voltaje creciente. Se induce una gran carga opuesta entre ambas capas y una alta capacitancia a medida que aumenten las superficies. Los altos niveles de capacitancia se traducen en un mayor almacén de energía.

Entre sus beneficios se encuentran un alto nivel de eficiencia (aproximadamente un 95%), capacidad de respuesta rapidísima (milisegundos), no requerir de mantención, amigable con el medio ambiente, alto ciclo de vida (10.000 a 100.000 ciclos) y facilidad de reciclar luego del término de su vida útil. Sin embargo, posee una muy baja densidad de energía (10 a 20[Wh/l]) y de capacidad de almacenamiento energético.

Sus principales aplicaciones resultan de la necesidad de muchos ciclos de carga-descarga y que estos sean cortos.

### **5.2.3 Bobinas superconductores (S.M.E.S.)**

Las bobinas superconductoras o superconductores magnéticos (S.M.E.S.) almacenan energía desde campos magnéticos. Su principio consiste en la creación de un campo magnético debido al flujo de corriente continua, en una gran bobina superconductora, desde la cual se puede transferir la energía almacenada a la red. Esta se mantiene bajo refrigeración criogénica (4°K), lo cual disminuye notoriamente las pérdidas. Se visualiza mediante el siguiente esquema.

Dentro de sus beneficios se encuentran una alta eficiencia (85% a 90%), sistema robusto y confiable al carecer de partes móviles, gran cantidad de ciclos (100.000 ciclos de operación) y una rápida capacidad de respuesta en el orden de los milisegundos. Sin embargo, la necesidad de un marco térmico criogénico imposibilita su implementación en una gran mayoría de escenarios, sumado a que posee una de las densidades energéticas más bajas de los sistemas de almacenamiento que se analizan en el presente informe (aproximadamente 6[Wh/l]).

La estabilización de la red corresponde a uno de sus aplicaciones principales.

#### **5.2.4 Volantes de inercia (K.E.S.S.)**

Los volantes de inercia (K.E.S.S.) almacenan energía cinética en el movimiento circular de un cuerpo. Se encuentran comercializadas desde el año 1970 y superan los 900[MW] en operación alrededor del mundo (Sandia National Laboratories, 2017).

Su operación consiste en el giro a altísima velocidad (20.000[RPM] a 50.000[RPM]) de un gran cilindro mediante un motor, simulando un escenario de mínimo roce derivado por el sistema de levitación magnética y rodamientos radiales. De esta manera, se almacena la energía rotacional cinética en su interior, que posteriormente se puede descargar al desacelerar el giro. Sus componentes se visualizan a continuación.

Entre sus beneficios y ventajas, se encuentra un rango de eficiencia alto (80% a 90%), una rápida capacidad de respuesta de solo segundos, bajos requisitos de mantención y una vida útil que ronda entre los 15 a 20 años. Sin embargo, tiene un nivel de autodescarga alto (pérdidas de energía derivadas de la infraestructura, materiales y poca retención), baja densidad energética (entre 5 a 30[Wh/kg]) y un alto costo de inversión inicial.

#### **5.2.5 Hidráulica de Bombeo (P.H.S.)**

El sistema de bombeo de agua, P.H.S. por sus siglas en inglés (Pumped Hydro Storage), utiliza el agua en altura en embalses para proporcionar energía potencial gravitatoria. El principio de su funcionamiento radica en que en horarios de baja demanda energética, se bombea agua desde un depósito que se encuentra a menor altura con el motivo de almacenarla en otro que se encuentra a mayor altura, para luego liberarla en sentido contrario a altas velocidades. El cuerpo de agua en picada activa una turbina que produce energía eléctrica.

Dentro de su propuesta de valor, se encuentran ventajas asociadas a su alto rango de potencia (100[MW] a 4.000[MW]), rango de eficiencia que oscila entre un 70% a 80%, vida útil superior a 50 años, posibilidad de configurar altos tiempos de descarga y permite uso mediante arbitraje energético. Sin embargo, posee altas limitaciones derivadas al factor geográfico y topográfico, debido al requisito de un terreno disponible que cumpla con las condiciones para su implementación. Por ello, también existen desventajas debido al alto costo de infraestructura y altos tiempos de respuesta.

Por lo general, sus usos principales residen en otorgar flexibilidad a la red, generar electricidad y almacenamiento de emergencia.

A nivel nacional existe un proyecto que utiliza esta tecnología a gran magnitud, correspondiente a Espejo de Tarapacá. Este fue llevado a cabo por la organización Valhalla y en su página se describe como “uno de los proyectos de infraestructura más innovadores a nivel mundial – consiste en una central hidráulica de bombeo de 300 MW que opera con agua de mar, ubicada aproximadamente a 100 kilómetros al sur de Iquique”, haciendo uso de las ventajas geográficas



y topológicas del desierto de Atacama, ya que cuenta con un farellón de gran altura muy cercano al mar: prácticamente un sistema natural P.H.S. (Espejo De Tarapacá, 2019).

#### **5.2.6 Almacenamiento mediante aire comprimido (C.A.E.S.)**

El almacenamiento mediante aire comprimido, C.A.E.S. por sus siglas en inglés (Compressed Air Energy Storage) convierte la energía del aire comprimido en la superficie accionando un generador eléctrico. Su principio radica en la utilización de la electricidad en escenarios de demanda baja, para comprimir el aire disponible a través de un compresor, almacenando la energía mediante cavernas subterráneas o módulos.

Entre sus beneficios principales, se destaca su gran capacidad de almacenamiento (100MW y 300MW), vida útil superior a 25 años, alta duración en el proceso de descarga o de inyección de la energía (hasta 24 horas) y uso potencial de arbitraje. Sin embargo, los requisitos geográficos son altos, debido a que existen limitaciones geográficas y topográficas asociadas a la disponibilidad de sitios en los que potencialmente se puedan instalar cavernas subterráneas. Por otro lado, tiene un bajo rango de eficiencia (entre un 45% a 75%), un alto tiempo de respuesta (5 a 15 minutos) y requiere de la combustión de gas natural para compensar las pérdidas de calor.

En general, su uso converge a aplicaciones de apoyo a la red de transmisión y distribución.

#### **5.2.7 Almacenamiento mediante baterías (B.E.S.S.)**

Un sistema de almacenamiento energético de baterías “se compone de varias baterías conectadas en serie o paralelo, las cuales trabajan juntas para almacenar y suministrar energía eléctrica (...) pueden ser de diferentes tipos, como de ion-litio, plomo-ácido, níquel-cadmio” entre las principales (Kinenergy, 2023). Las baterías están siendo muy utilizadas ya que tienen altos niveles de flexibilidad de uso, respecto de su eficiencia y ágil respuesta de carga y descarga.

Se logran observar casos de éxito de implementación de B.E.S.S. en proyectos a nivel mundial y nacional, Para el caso internacional. La empresa de Elon Musk: TESLA; tiene muchos proyectos de almacenamiento energético en B.E.S.S. repartidos internacionalmente, entre los cuales se encuentra la implementación en el sur de Australia para almacenar la generación de energía eólica y suministrarla en horarios de mayor demanda, lo que representa un escenario similar pero a mayor escala del presente proyecto, en términos de la necesidad de su uso en horario de mayor carga (Tesla Australia, 2019). Por el lado nacional, nuestro gobierno invierte fuertemente en posicionamiento de las energías renovables y en su almacenamiento. En el norte de Chile se encuentra el sistema B.E.S.S. de la subestación de los Andes, que es capaz de suministrar energía por 15 a 20 minutos a la red; mientras que otro caso relevante resulta de un sistema de baterías en la central termoeléctrica Angamos de Antofagasta, que lo hace en un período de 20 minutos.

El tipo más atractivo de un B.E.S.S. en lo que respecta la electromovilidad corresponde a la tecnología Litio-Ión, por lo que esta será la naturaleza que se tendrá en consideración por parte de las baterías (Ver Anexo K para más detalle).

## 6. Solución

En primer lugar, es relevante seleccionar cuál será el Sistema de Almacenamiento adecuado a implementar posteriormente en el electroterminal Pie Andino, lo cual se realizará más adelante mediante una matriz de selección por puntaje ponderado.

### 6.1 Matriz de selección de Sistema de Almacenamiento (E.S.S.)

Con el motivo de seleccionar el E.S.S. más adecuado, se realizará una matriz de selección bajo el Método Cualitativo por Puntos. De esta manera, se realizará una tabla de puntuación ponderada según factores para realizar una diferenciación de las alternativas de solución. Los candidatos a jerarquizar corresponden a aquellos revisados en el estado del arte: hidrógeno, sistema de almacenamiento energético por baterías de Ion Litio (B.E.S.S.), bobinas superconductoras (S.M.E.S.), aire comprimido (C.A.E.S.), volantes de inercia (K.E.S.S.), hidráulica de bombeo (P.H.S.) y capacitores de doble capa (D.L.C.).

#### 6.1.1 Factores de ponderación

Para cada E.S.S., se otorgará una nota entre el 1 al 10 entre los siguientes factores. La información proviene en parte de una memoria de título realizada por Pablo Rivas el año 2022 y el documento “Handbook on Battery Energy Storage System” (Ver referencias). La ponderación se encuentra entre paréntesis en conjunto con su argumentación para este caso.

- Densidad energética [Wh/l] (15%) : Hace referencia a la cantidad de energía que se puede almacenar en un determinado volumen. Es de suma importancia debido a las restricciones espaciales en la instalación de la tecnología seleccionada en un terminal ya construido.
- Densidad de potencia [W/l] (15%): Refiere a la capacidad de carga que posee el sistema de almacenamiento, lo cual resulta relevante debido a los altos requisitos de los cargadores C.C. de los electroterminales.
- Ciclos carga-descarga en vida útil (10%): Recargar los buses Transantiago eléctricos requiere de un alto nivel de rotación diaria debido a la gran cantidad de buses (88 en Electroterminal Pie Andino). Es por ello que es importante contar un sistema que cuenta con un alto número de ciclos en su vida útil.
- Madurez tecnológica (10%): La madurez hace alusión al ciclo de vida de un producto. De esta manera, es relevante considerar que el E.S.S. se encuentre lo suficientemente posicionado como para garantizar cierto nivel de robustez en su operación.
- Aplicación (15%): Mientras más cercano se encuentre al cliente final, mejor será el puntaje asignado. Por el lado contrario, si se encuentra muy cercano a aplicaciones de generación, tendrá un menor puntaje. Esto se debe a que la operación de carga de los buses se encuentra muy cercana a la demanda de la población a trasladarse por la Región Metropolitana.

- Arbitraje (30%): El beneficio más atractivo de un sistema de almacenamiento de energía para el presente trabajo corresponde a este atributo. Permite desviar temporalmente el costo del momento del consumo, aprovechando la energía de menor costo marginal en horarios de mayor demanda.
- Impacto ambiental (5%): Para que exista alineamiento entre los principios fomentados por Copec relacionados al compromiso ambiental, se recomienda la selección de tecnologías poco contaminantes.

### 6.1.2 Matriz de selección cualitativa por ponderación de puntaje

La matriz queda de la siguiente manera, luego de haber llenado los factores en una escala del 1-10.

	Factor	Densidad energética	Densidad de potencia	Ciclos V.U.	Madurez	Aplicación	Arbitraje	Impacto ambiental	Total
	Peso	15%	15%	10%	10%	15%	30%	5%	100%
Hidrógeno	Puntos	10	1	10	6	1	1	10	
	Ponderado	1,5	0,15	1	0,6	0,15	0,3	0,5	4,2
B.E.S.S. Li-Ion	Puntos	7	6	10	10	10	10	5	
	Ponderado	1,05	0,9	1	1	1,5	3	0,25	8,7
S.M.E.S.	Puntos	1	10	10	5	1	1	7	
	Ponderado	0,15	1,5	1	0,5	0,15	0,3	0,35	4,0
C.A.E.S.	Puntos	1	3	10	8	1	10	1	
	Ponderado	0,15	0,45	1	0,8	0,15	3	0,05	5,6
K.E.S.S.	Puntos	7	10	10	5	1	1	7	
	Ponderado	1,05	1,5	1	0,5	0,15	0,3	0,35	4,9
P.H.S.	Puntos	1	1	10	10	1	10	1	
	Ponderado	0,15	0,15	1	1	0,15	3	0,05	5,5
D.L.C.	Puntos	7	1	10	10	1	0	1	
	Ponderado	1,05	0,15	1	1	0,15	0	0,05	3,4

Tabla 3: Matriz de selección de solución

Queda en evidencia que los sistemas de almacenamiento a través de baterías (B.E.S.S.) de Li-Ión son los más adecuados para su implementación en el electroterminal, obteniendo un puntaje de 8,7 sobre 10, muy por encima de las demás opciones.

### 6.2 Diagrama de flujo de solución

Habiendo definido que el E.S.S. adecuado será B.E.S.S. con tecnología Li-Ion, el trabajo a seguir se visualiza a través del siguiente diagrama de flujo:

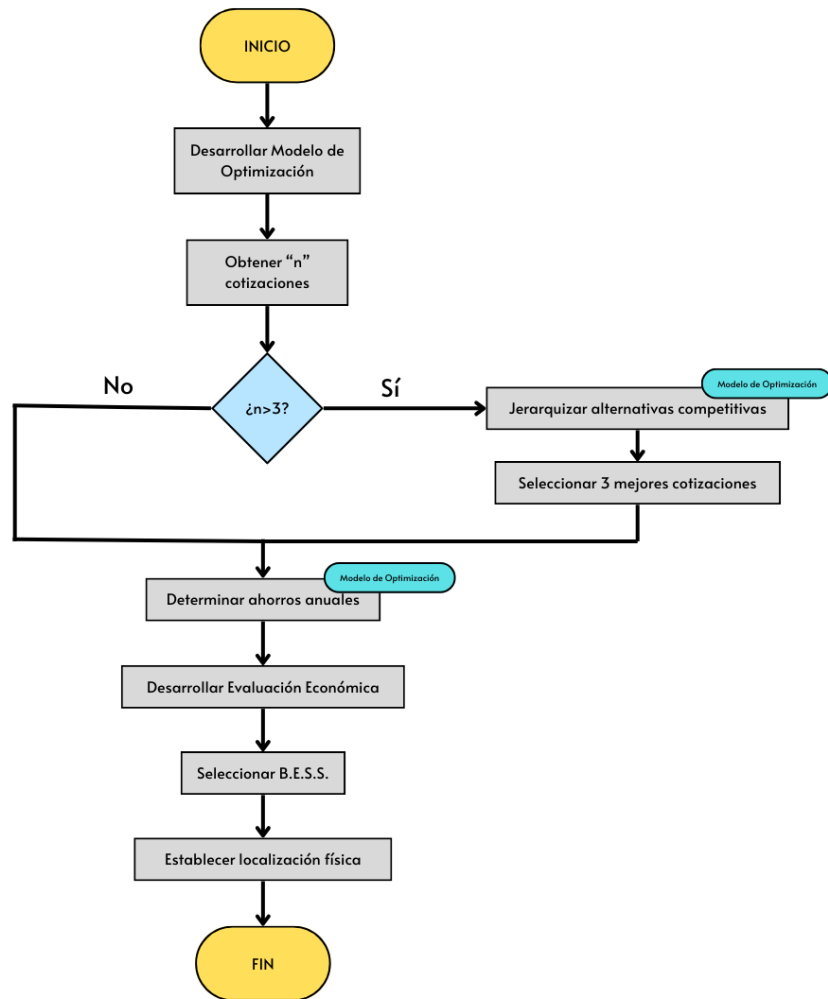


Figura 10: Diagrama de flujo de la solución (Elaboración propia)

## 6.3 Modelo de optimización

### 6.3.1 Investigación bibliográfica sobre modelos de optimización

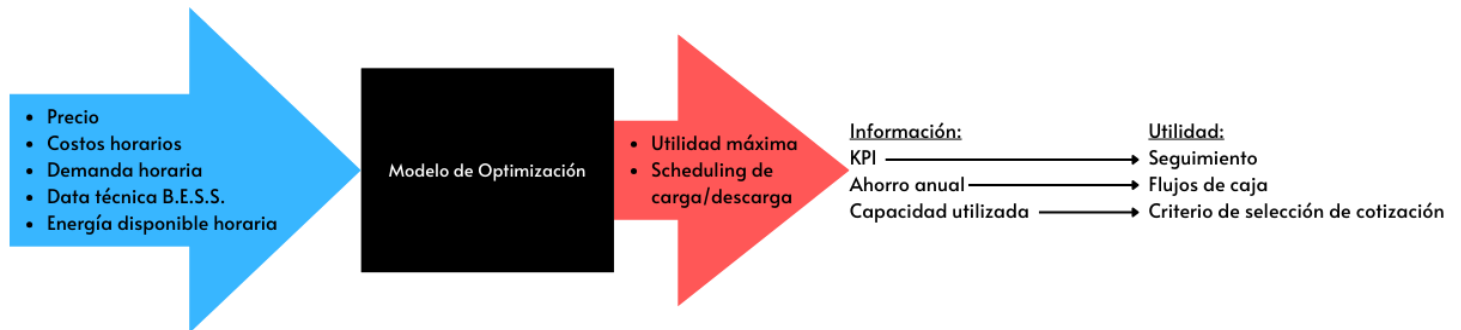
A modo de realizar un sub-estado del arte dirigido directamente al análisis de artículos que hicieron uso de modelos de optimización para sistemas B.E.S.S., se resumen las metodologías utilizadas por varios autores mediante la siguiente tabla.

Año	Autoría	Modelo	F.O.
1995	Maly	Programación Dinámica	Minimizar costos de operación
2007	Oudalov	Programación Dinámica	Minimizar costos de energía
2015	Quintero	Programación Lineal	Minimizar costos de operación
2014	Akhavan	Programación Lineal Entera Mixta	Maximizar utilidades
2014	Montezuma	Programación Lineal Entera Mixta	Minimizar costos de operación
2016	Park, Kim & Park	Programación Lineal Entera Mixta	Minimizar costos de energía

Tabla 4: Investigación sobre modelos de optimización (Ver referencias).

### 6.3.2 Esquema de modelo de optimización

Para el caso de esta pasantía, se realizará un modelo de Programación Lineal (P.L), debido a un mayor entendimiento personal en el uso de una función objetivo y restricciones lineales aplicadas al presente caso.



*Figura 11: Esquema de modelo de optimización (Elaboración propia)*

## 7. Metodología de solución

La metodología de la propuesta de solución inicia con el desarrollo del modelo de optimización, con tal de maximizar el ahorro con el scheduling óptimo para un B.E.S.S. de determinadas características. Es aquí donde se hace necesario aclarar ciertos factores técnicos que serán determinantes en los resultados, correspondientes a la potencia y capacidad de un B.E.S.S. y a la energía disponible horaria. Con estos conceptos ya será posible aplicar limitaciones técnicas que dan más representatividad al enfoque industrial de esta pasantía.

### 7.1 Parámetros eléctricos a utilizar

En electricidad, la potencia representa una tasa: la cantidad de energía que fluye en cierta unidad de tiempo. Los sistemas de almacenamiento cuentan con dos momentos en los que fluye la energía: la carga y la descarga. La carga corresponde al proceso de almacenar energía desde la red, a un costo proveniente de los costos marginales horarios de la barra asignada. Por otro lado, la descarga es el proceso de retirar la energía de la batería e inyectarla para que sea consumida en la carga de los buses eléctricos. De esta manera, los B.E.S.S. cuentan con una especificación de potencia en [MW] que representa la tasa máxima de carga y descarga de energía. A modo de ejemplo, si un B.E.S.S. posee una potencia de 2[MW], será capaz de almacenar o retirar 2[MW] como máximo en una hora.

Por otro lado, se encuentra la especificación técnica referente a la capacidad energética del sistema de almacenamiento. Las baterías son capaces de almacenar cierta cantidad de energía medida en [MWh], lo que representa la capacidad máxima de stock.

La potencia y la capacidad son determinantes del modo de operación del B.E.S.S., ya que restringen la posibilidad de cargar toda la energía en la hora de menor costo y de descargar desde las horas más costosas. Es así como puede suceder que no siempre exista un 100% de capacidad del B.E.S.S. utilizada, quedando cierto porcentaje de capacidad que no está siendo aprovechado en el almacenamiento dadas las restricciones que se comentaron con anterioridad.

Otro parámetro que determina el ahorro y scheduling óptimo según las características técnicas de un B.E.S.S. (potencia y capacidad) es la energía disponible horaria. Existe un dato que me fue entregado por parte del equipo de Proyectos y Obras Civiles, correspondiente a la potencia disponible en el electroterminal Pie Andino. Esto permite establecer un nuevo parámetro: la energía que es posible retirar de la red según horario ( $D_h$ ); la que es calculada como la diferencia entre la potencia disponible y la demanda horaria ( $Q_h$ ), representando una nueva restricción de capacidad de carga desde la red hacia la batería.

$$D_h = \text{Potencia Disponible} - Q_h$$

Para el caso del electroterminal Pie Andino, el valor de la potencia disponible es de 3.307,4[kW] y dado que el análisis se realiza en intervalos de una hora, esto equivale a 3.307,5[kWh] en un período.

## 7.2 Modelo de optimización

Tal como se mencionó en la solución, el objetivo de confeccionar un modelo de optimización de programación lineal es hallar el scheduling óptimo que maximiza el ahorro, con tal de pesquisar información valiosa respecto del seguimiento de la métrica principal (KPI), la posterior evaluación económica del proyecto y la confección de un criterio de jerarquización de cotizaciones de B.E.S.S.. A continuación, se presentará la estructura del modelo de optimización: conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones.

### Conjuntos

$H$ : Horas del día  $\in [0, 23]$

$RC$ : Horas en las que no se carga el B.E.S.S.  $\in [18, 6]$

$RD$ : Horas en las que no se descarga el B.E.S.S.  $\in [7, 20]$

### Parámetros

$C_h$ : Costo de energía en hora "h"

$P$ : Precio de energía

$Q_h$ : Demanda de energía en hora "h"

$Pot$ : Potencia del B.E.S.S.

$Cap$ : Capacidad del B.E.S.S.

$D_h$ : Energía disponible en hora "h"

### Variables

$X_h$ : Carga de B.E.S.S. en hora "h"

$Y_h$ : Descarga de B.E.S.S. en hora "h"

### Función Objetivo

$$\max \text{Utilidades: } \sum_h^H (P - C_h)(X_h + \text{Carga restante desde red}_h)$$

$$\text{Carga restante desde red}_h = Q_h - Y_h$$

### Restricciones

La energía máxima que es posible descargar en cierta hora sería la potencia, pero se encuentra restringida por la energía que es realmente es demandada. Es por ello que se define que la descarga en “h” será como máximo el mínimo entre la potencia y la demanda.

$$Y_h \leq \min(Pot, Q_h); \forall h \in H$$

La energía máxima que es posible cargar en cierta hora sería la potencia, pero se encuentra restringida por la energía que es posible retirar desde la red. Es por ello que se define que la carga en “h” será como máximo el mínimo entre la potencia y la energía disponible desde la red.

$$X_h \leq \min(Pot, D_h); \forall h \in H$$

La energía total que se descarga no puede ser mayor a la capacidad energética del B.E.S.S..

$$\sum_h^H Y_h \leq Cap$$

La energía total que se almacena no puede ser mayor a la capacidad energética del B.E.S.S..

$$\sum_h^H X_h \leq Cap$$

No se va a cargar en el BNT ni en el bloque sin carga.

$$X_h = 0; \forall h \in RC$$

Solo se va a descargar en el BNT, pero no en el bloque sin carga.

$$Y_h = 0; \forall h \in RD$$

La cantidad que se descarga es la misma que la que se carga.

$$\sum_h^H X_h = \sum_h^H Y_h$$

Restricciones de dominio.

$$X_h \geq 0; \forall h \in H$$

$$Y_h \geq 0; \forall h \in H$$



### 7.2.1 Cálculo de KPI

Del modelo de optimización es posible calcular la métrica principal y el ahorro diario de forma sencilla. El cálculo se realiza en base a los parámetros anteriormente mencionados y de variables óptimas provenientes de la aplicación del modelo, específicamente de la descarga óptima de energía en la hora “h” ( $Y_h^*$ ).

$$KPI \left[ \frac{kWh}{día} \right] = \sum_h^{BNT} \text{Carga restante desde red}_h = \sum_h^{BNT} Q_h - Y_h^*$$

$$\text{Ahorro} \left[ \frac{USD}{día} \right] = 1259 - \sum_h^{BNT} \pi_h$$

### 7.2.2 Ejecución del modelo

El modelo de optimización se ejecuta a través de la herramienta “Solver” de Excel, utilizando Simplex LP como método de resolución para escenarios lineales (ver Anexo A).

## 7.3 Criterio de selección de cotización

Ya se visualizó en el diagrama de flujo de la solución que es posible recopilar un gran número de cotizaciones. Esto motiva al presente trabajo a encontrar alguna métrica que sea relevante a la hora de escoger un B.E.S.S. de Li-Ion del cual ya sabemos su precio, especialmente en el contexto de una empresa como Copec, que no produce las baterías y debe cotizarlas con proveedores extranjeros. Este paso actúa como un primer filtro de selección de las mejores cotizaciones, será muy útil cuando se tenga un gran número de ellas y no haya mayor conocimiento sobre cuales priorizar.

### 7.3.1 Dimensionamiento esperado en función de la potencia

Es importante notar que la energía almacenada que sí será utilizada según el scheduling óptimo corresponde a todo lo que se descarga en un día y depende de la potencia del B.E.S.S. Sin embargo, la especificación de la capacidad energética restringe el máximo de energía a almacenar. De esta forma, existe la posibilidad de que la capacidad energética del B.E.S.S. sea limitante o posea holgura respecto del verdadero potencial que es capaz de almacenar en función de la potencia. Con el objetivo de agregar este punto al análisis del presente trabajo, se realizarán los siguientes pasos:

- Se utilizará como parámetro de capacidad energética un valor lo suficientemente alto como para que no sea restrictivo.
- Se utilizará el modelo de optimización para determinar el almacenamiento utilizado al no verse restringido por la capacidad del B.E.S.S., estando solamente en función a la potencia del mismo. Se iterará para distintos valores de potencia [0,1; 3] en intervalos de 0,1[MW] para ir registrando el valor del dimensionamiento.
- Se graficará la curva que relaciona la potencia con el dimensionamiento esperado para los perfiles de consumo de electroterminales, trabajo que previamente no se ha trabajado en la literatura. Se tendrá entonces una función

“d(Pot)” que se llamará “B.E.S.S. En Perfil Electroterminal: Dimensionamiento esperado en función de la potencia”.

Gráficamente, se visualizan los datos (ver Anexo B) de la siguiente manera. Se observa que la curva “d(Pot)” es de carácter creciente con una tasa de crecimiento decreciente. A cierto punto la curva se vuelve constante, manteniéndose así para mayores valores de potencia.

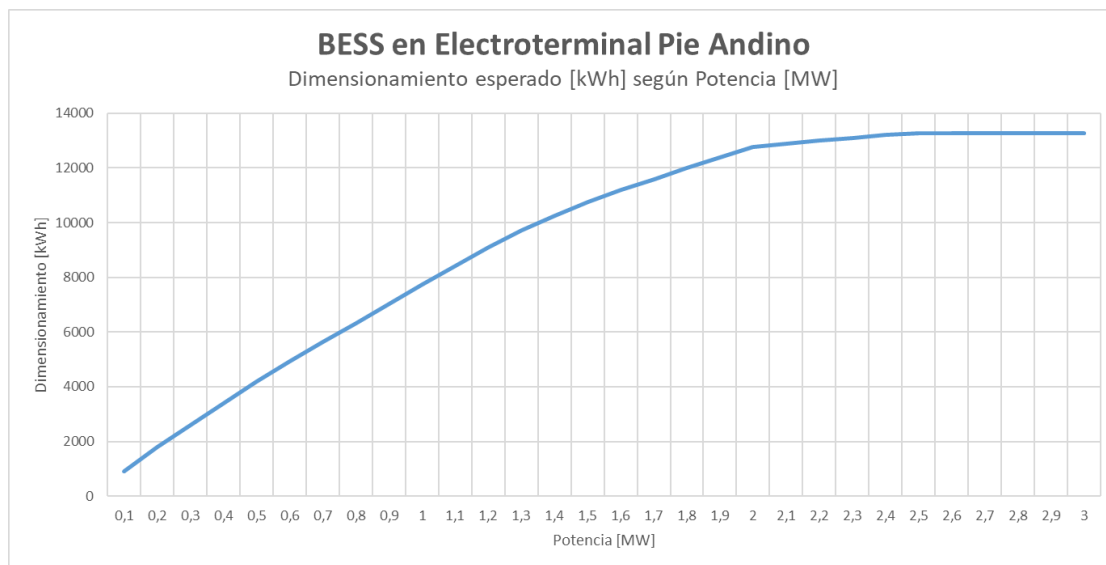


Figura 12: Curva de dimensionamiento útil según potencia (Elaboración propia)

De la curva se puede hacer acotar que, si se desea aspirar a almacenar 6.625[kWh] (objetivo general de la métrica principal), la potencia debiese ser de un mínimo de 0,85[MW] aproximadamente. Sin embargo, el precio del B.E.S.S. es un parámetro de gran importancia en el éxito del proyecto dado su alto costo, por lo que no se puede determinar rentabilidad solo en base a estos datos técnicos.

### 7.3.2 Costo Unitario Energético Efectivo (C.U.E.E.)

Con el uso de la función “d(Pot)” es posible expresar un nuevo índice para poder ordenar la competitividad de las cotizaciones en torno a un perfil electroterminal previamente ingresado en el modelo de optimización. Este criterio debiese señalar el precio por unidad de energía que efectivamente se está utilizando en el almacenamiento, prescindiendo de cualquier holgura de energía.

Para la confección de un nuevo criterio se utilizará un índice que es muy útil a la hora de comparar tecnologías de almacenamiento de energía: costo por unidad de energía almacenada. Mientras menor sea su valor, más competitiva resulta la oferta.

$$\text{Costo Unitario Energético} \left[ \frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = \frac{\text{Precio B.E.S.S. [USD]}}{\text{Capacidad B.E.S.S. [MWh]}}$$

Sin embargo, representa el costo por unidad de energía que el B.E.S.S. es capaz de almacenar según la especificación de la capacidad energética, no por unidad de energía que efectivamente se utilizará en el almacenamiento. De esta forma, debido a que ya es posible cuantificar el dimensionamiento esperado según la potencia, se puede modificar la expresión para que posea el nuevo enfoque.

Se denominará esta nueva métrica con creatividad personal, con el nombre de “Costo Unitario Energético Efectivo”.

$$C.U.E.E. \left[ \frac{USD}{MWh} \right] = \frac{\text{Precio B.E.S.S. [USD]}}{\min(\text{Capacidad B.E.S.S.}; d(Pot)) [MWh]}$$

Ahora, el precio total del B.E.S.S. en la cotización será dividido por el mínimo entre la capacidad especificada y el dimensionamiento esperado según potencia, limitándose a la cantidad de energía que sí es utilizada en el almacenamiento. Si la capacidad especificada es menor que la esperada en función de la potencia, entonces hay un 100% de capacidad utilizada. Distinto es el caso en que la capacidad esperada es menor a la especificada, ya que solamente se utilizará la que se encuentra en función de la potencia.

De esta forma, esta métrica considera datos relevantes al utilizar la función “d(Pot)”, ya que esta se confeccionó con el uso del modelo de optimización que ya recibe parámetros del perfil de demanda del electroterminal. Es por ello que esta métrica tiene un alto nivel de flexibilidad y adaptabilidad según la instalación en estudio.

#### 7.4 Matriz de riesgos de la implementación del B.E.S.S.

Existen una serie de implicancias que van de la mano de la instalación de un sistema de batería en los electroterminales. Para el caso del electroterminal Pie Andino, se han identificado las siguientes situaciones de riesgo.

Evento	Probabilidad	Impacto	Riesgo
Incendio o explosiones	Remota	Grave	Medio
Mala configuración de scheduling	Recurrente	Moderado	Medio
Mala compatibilidad entre I.R.V.E. (infraestructura de carga) y B.E.S.S.	Inusual	Moderado	Bajo
Fallas de software	Recurrente	Moderado	Medio
Falta de capacitación de personal	Remota	Elevado	Medio
Mercado energético empeora	Inusual	Elevado	Medio
Nuevos competidores	Remota	Serio	Medio
Carencia de plan de acción frente a cortes de electricidad.	Inusual	Grave	Alto
Falta de espacio en electroterminal.	Posible	Elevado	Alto
Resistencia organizacional a la implementación.	Remota	Elevado	Medio

Figura 13: Matriz de riesgos

Se observa que en general no hay presencia de escenarios graves, pero se vuelve necesaria la aplicación de medidas de mitigación para los riesgos altos.

- Carencia de plan de acción frente a cortes: En la sala eléctrica del electroterminal hay grupos electrógenos instalados. La función de estas instalaciones es proveer energía mediante la combustión de petróleo, actuando como un motor de camión muy grande. Actualmente solo se encuentran configurados para suplir la energía necesaria para la carga, pero podría analizarse algún tipo de programación para que exista sinergia entre esta tecnología de generación y la tecnología de almacenamiento que se está evaluando.
- Sin espacio en electroterminal: En el caso de que no se disponga del espacio necesario en el electroterminal, primero debe analizarse si es posible reacomodar ciertas instalaciones con tal de poder implementar el B.E.S.S.. Para la mayoría de los casos, una batería se dispone en formato de container metálico de 20 o 40 pies, por lo que si no es posible encontrar un espacio de aquellas dimensiones ni tampoco se puede asegurar factibilidad técnica y eléctrica de la instalación, entonces la información presentada será muy valiosa para los futuros electroterminales. Con las herramientas que se desarrollan en el siguiente trabajo, se podría plantear la opción de ofrecer packs de cargadores y baterías, lo que minimizaría los costos de energía por la operación de la carga de los buses eléctricos.

## 7.5 Evaluación económica

Teniendo un menor número de cotizaciones, se realizará la evaluación económica de la implementación de las soluciones. El valor que se comparará entre cotizaciones para la selección final será el del VAN (Valor Actual Neto), que corresponde a una de las métricas más relevantes a la hora de evaluar un proyecto. Este valor representará la ganancia o pérdida que genera el proyecto de implementación de cierta cotización de B.E.S.S. para Copec, aceptándolo en caso de que su valor sea mayor a 0 y rechazándolo si es menor a 0. Para el B.E.S.S. seleccionado, también se calculará la TIR y el Payback (interpretaciones y expresiones en Anexo C). La tasa de descuento que se utilizará en el presente trabajo será de 8%, correspondiente a la rentabilidad exigida por Copec en la evaluación económica de sus proyectos. Por otro lado, el horizonte temporal será de 14 años, ya que corresponde al período restante de contrato con el electroterminal.

### 7.5.1 Flujo de caja

Se considerará el desglose del flujo de caja neto como la suma del flujo de caja operacional y el flujo de caja de capitales. Dado que el proyecto se aplica a una empresa en marcha, los flujos se representarán como variaciones respecto de la situación actual, por lo que cada atributo utilizado llevará “Delta” en su nombre.

- **Delta Costos de Energía**: La variación de costos de energía corresponde al ahorro anual calculado desde el modelo de optimización. Existe un parámetro técnico denominada “degradación”, que representa una reducción en el estado de salud de la batería a cierta cantidad de años (generalmente a 10 años). Debido a diversos factores de la operación del B.E.S.S. (de los cuales no entraré en detalle debido al enfoque industrial y no eléctrico de la pasantía) es que este irá perdiendo la capacidad energética especificada a lo largo de los años, lo cual repercute directamente en el ahorro anual. El dato que fue dado por expertos dentro de la empresa fue de un 80% de

capacidad al año 10. Con el uso del modelo de optimización, se modificará la capacidad de la batería para establecer los ahorros para cada año de evaluación de modo que la degradación esté incluida en el análisis.

- Delta O&M: La variación de operación y mantenimiento corresponde a los costos anuales de la operación propia del equipo y de realizar mantenimientos. Generalmente se establece como un porcentaje del costo del B.E.S.S. El dato que fue dado por expertos dentro de la empresa oscila entre 1% a 3%, por lo que por simplicidad se ocupará el promedio de 2%.
- Delta Depreciación: La depreciación del equipo se realizará considerando una vida útil de la B.E.S.S. de 20 años y se calcula a través del método lineal.
- Delta Inversión A.F. : La inversión en activo fijo corresponde al precio mismo del B.E.S.S. especificado en la cotización y se ubica en el flujo de caja de capitales en  $t=0$ . Es de este valor del que se desprenden otros que se encuentran expresados como un porcentaje del monto total.
- Delta O.O.C.C. : Las obras civiles se realizan en  $t=0$  y corresponde a todo el acondicionamiento técnico, eléctrico y de construcción que requiere el B.E.S.S. para poder empezar a operar. Generalmente se expresa como un porcentaje del precio de la batería en la cotización. El dato que fue dado por expertos dentro de la empresa oscila entre 10% a 15%, por lo que por simplicidad se ocupará el promedio de 12,5%.
- Valor residual: Según lo consultado a expertos en Copec sobre la cuantificación de este valor, me han señalado que una medida recurrente es considerarlo es nulo. La razón expresada por parte de ellos es que, si bien sí existe un incentivo a dar un nuevo uso a la batería implementada al final de su vida útil, los costos de desmantelar y las obras civiles asociadas aún no se encuentran bien definidos, por lo que se prefiere no considerar liquidación del activo fijo debido a la incertidumbre de los escenarios. Definitivamente será información conocida a medida que transcurran los años y las tecnologías ganen madurez.

### 7.5.2 Evaluación económica temprana

Antes de continuar con la implementación, es necesaria una evaluación económica a priori para determinar si el proyecto representa un escenario rentable o no. Para esto, es necesario contar con datos de entrada de una cotización referencial. Se utilizará la cotización seleccionada más competitiva en la Memoria de Título de Pablo Rivas del año 2022, cuyas especificaciones son las siguientes:

Precio [MUSD]	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]
1,12	1,92	6,14

*Tabla 5: Cotización de referencia para evaluación económica temprana*

La programación óptima de carga y descarga proveniente del modelo de optimización (Ver Anexo D.1) y la variación del ahorro óptimo anual debido al factor de degradación (Ver Anexo E.1) se plasman en el flujo de caja para esta cotización (Ver Anexo F.1) obteniendo:

- VAN: \$68.054 [Miles de USD].
- TIR: 9%.

- Payback: 7 años, 6 meses y 4 días.

### 7.5.2.3 KPI esperado

Calculando la métrica principal mediante la expresión proveniente del modelo de optimización, se evidencia una baja considerable en la energía retirada desde la red en el BNT.

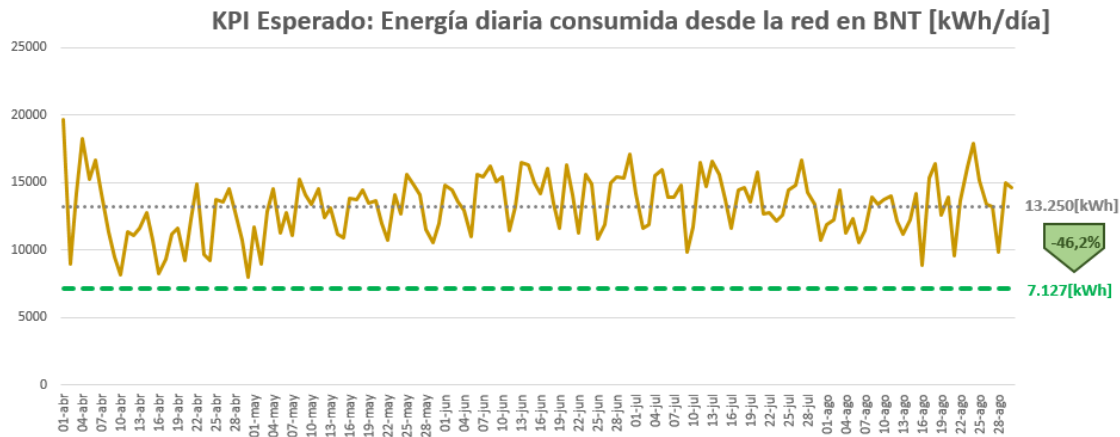


Figura 14: KPI esperado (Elaboración propia)

El objetivo inicial era disminuir un 50% la energía en BNT y se espera una baja no menor del 46,2% al consumir 7.127[kWh] en aquel horario. De esta forma, se evidencia que la implementación si es rentable para el caso investigado. Posteriormente se evaluarán cotizaciones reales de Copec para determinar representatividad.

### 7.6 Diagrama de flujo de la operación en electroterminal con B.E.S.S.

El nuevo diagrama con la implementación del B.E.S.S. impacta en la sección “Energía”. En ella, ahora existe una nueva acción que representa la carga desde la batería, al mismo tiempo que esta se carga desde la red. La cantidad de energía que proviene de cada fuente es establecida por el scheduling óptimo del modelo de optimización.

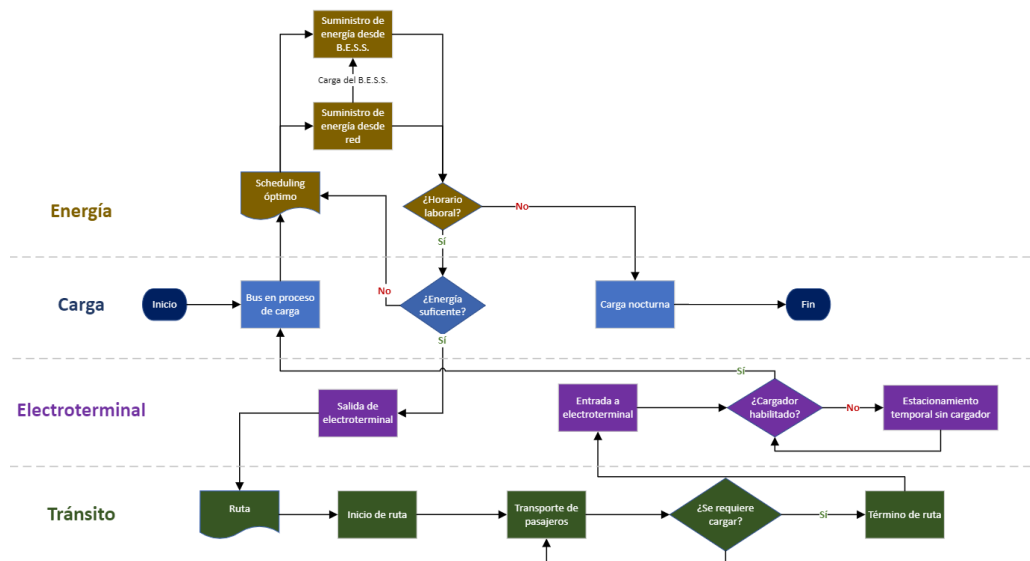


Figura 15: Diagrama de flujo final en electroterminal Pie Andino (Elaboración propia)

## 8. Implementación

Se implementará todo lo que se ha establecido en la metodología, partiendo por la obtención de cotizaciones. Se han obtenido 14 de ellas y como el número es mayor a 3, se justifica la implementación del criterio C.U.E.E. para jerarquizar las mejores alternativas para el electroterminal Pie Andino (Ver Anexo I para detalle de 14 cotizaciones). De esta forma, la implementación del criterio indica que los mejores 3 candidatos son:

C.U.E.E.	Cotización	Precio [USD]	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]
178,6	14	1.250.632	1,4	7
188,6	5	2.263.137	6	12
198,9	9	1.392.062	4	7

*Tabla 6: Mejores ofertas según C.U.E.E.*

### 8.2 Evaluación económica

Con el objetivo de rellenar la columna de “Delta Costos de Energía” del flujo de caja, es necesario aplicar el modelo de optimización para cada una de las 3 cotizaciones con tal de cuantificar los ahorros anuales que generan. Sin embargo, los ahorros no serán constantes a lo largo de los años debido a la degradación de las baterías. La degradación que provoca que al décimo año haya un 80% de capacidad de almacenamiento, se traduce en una pérdida de 2% anual de la capacidad especificada.

#### 8.2.1 Cotización de B.E.S.S. de 1,4[MW] y 7[MWh]

La programación óptima de carga y descarga proveniente del modelo de optimización (Ver Anexo D.2) y la variación del ahorro óptimo anual debido al factor de degradación (Ver Anexo E.2) se plasman en el flujo de caja para esta cotización (Ver Anexo F.2) obteniendo una ganancia para Copec de \$31 [Miles de USD].

#### 8.2.2 Cotización de B.E.S.S. de 6[MW] y 12[MWh]

La programación óptima de carga y descarga proveniente del modelo de optimización (Ver Anexo D.3) y la variación del ahorro óptimo anual debido al factor de degradación (Ver Anexo E.3) se plasman en el flujo de caja para esta cotización (Ver Anexo F.3) obteniendo un VAN de -\$172 [Miles de USD].

#### 8.2.3 Cotización de B.E.S.S. de 4[MW] y 7[MWh]

La programación óptima de carga y descarga proveniente del modelo de optimización (Ver Anexo D.4) y la variación del ahorro óptimo anual debido al factor de degradación (Ver Anexo E.4) se plasman en el flujo de caja para esta cotización (Ver Anexo F.4) obteniendo un VAN de -\$57 [Miles de USD].

### 8.3 Selección de cotización

Cotización	VAN [Miles de USD]
1,4[MW] – 7[MWh]	31
6[MW] – 12[MWh]	-172
4[MW] – 7[MWh]	-57

Tabla 7: VAN de cotizaciones seleccionadas

Por lo tanto, la mejor cotización corresponde a aquella que cuenta con las siguientes características:

Potencia	Capacidad energética	Precio	Payback
1,4[MW]	7[MWh]	\$1.260.632 [USD]	7 años, 9 meses y 13 días

Tabla 8: Cotización seleccionada

Es relevante observar cómo es que la primera opción seleccionada mediante el criterio de Costo Unitario Energético Efectivo coincide con la selección de la evaluación económica. Esto podría evidenciarlo como un buen criterio de selección para el caso del presente proyecto.

### 8.4 Implementación física

Lamentablemente, no será posible la instalación física y tangible del B.E.S.S. seleccionado y esto ocurre para la mayoría de los trabajos de título de temáticas similares. El estudio que conlleva la evaluación económica de la solución sí es posible de realizar en el período de un semestre, pero las obras civiles requeridas toman un largo tiempo. Sin embargo, con el objetivo analizar preliminarmente la factibilidad de la instalación, es que se ha visitado el electroterminal para poder levantar una posible ubicación.

#### 8.4.1 Dimensiones físicas del B.E.S.S.

Un B.E.S.S. se dispone como una serie de células de almacenamiento dentro de un container. Para el caso de la batería seleccionada, es de 20 pies (2,4[m] de ancho, 2,5[m] de alto y 6[m] de largo).

#### 8.4.2 Localización dentro del electroterminal

Se comentó con el supervisor del electroterminal que el único lugar factible a posicionar una batería corresponde a la sala eléctrica del recinto. Explicado sencillamente, mientras más cerca se encuentre de las conexiones eléctricas, menor pérdidas de energía se perciben debido al transporte de energía. El espacio disponible en la sala corresponde a un sector de 9,5[m] de largo, 3,9[m] de ancho y disponibilidad para el alto del contenedor, por lo que sí sería posible instalarlo en aquel lugar de manera preliminar (sin un estudio extenso por parte de equipo proyectos y construcción). Con tal de visualizar la potencial implementación, se utilizó Adobe Firefly para realizar un fotomontaje a través de inteligencia artificial (Ver Anexo G para comparación).





*Figura 16: Sala eléctrica y fotomontaje (Adobe Firefly, Generative Fill)*

#### **8.4.2 Consideraciones**

La localización dentro del electroterminal propuesta corresponde a una zona vacía que se utiliza como zona de paso. En las fotos se perciben las escaleras en los extremos, los cuales ingresan a las marquesinas, donde se encuentran los cargadores en lo alto. Es por ello que sería necesario capacitar a los trabajadores para darles a conocer este nuevo obstáculo en el tránsito y evitar accidentes laborales. Por otro lado, también se visualiza que hay un extintor que quedaría por detrás del B.E.S.S., por lo que también se haría necesaria la búsqueda de otra ubicación.

## 9. Resultados

Para poder registrar los resultados de la implementación del B.E.S.S. de 1,4[MW] y 7[MWh], en primer lugar, se realizará un monitoreo a la métrica principal. Luego de esto, se presentará un detallado análisis de sensibilidad y escenarios para poder analizar con representatividad la rentabilidad del proyecto en la práctica.

### 9.1 Actualización de KPI

Realizando el cálculo de la métrica principal mediante la expresión proveniente del modelo de optimización, se evidencia una baja considerable en la energía que es retirada desde la red en el BNT.

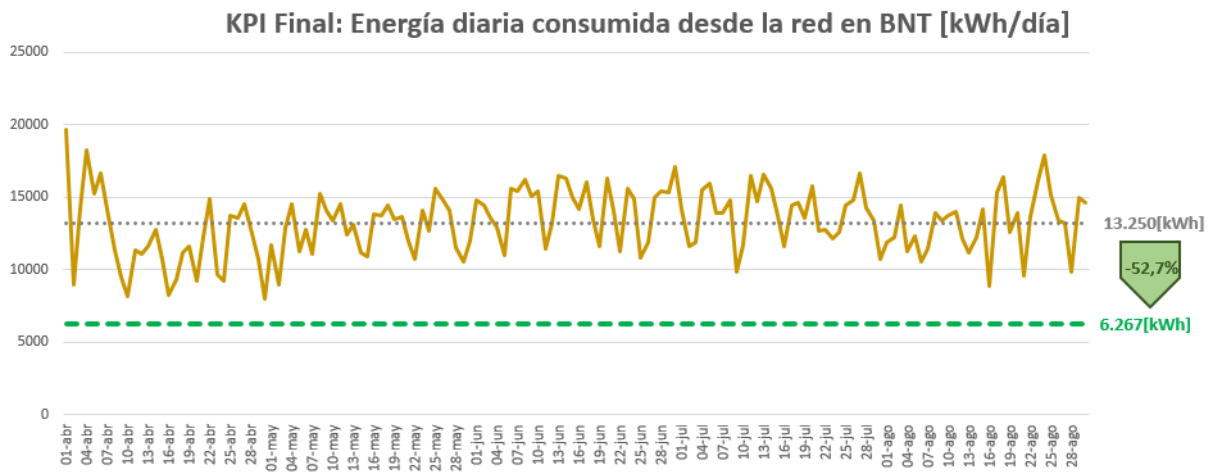


Figura 17: KPI final (Elaboración propia)

El objetivo plasmado inicialmente era disminuir un 50% la energía en BNT, lográndose una baja del 52,7% al retirar diariamente 6.267 en aquel horario. Así mismo, este valor es más favorable que la disminución del 46,2% de la evaluación económica temprana.

Por otro lado, el ahorro objetivo ante la disminución de un 50% del KPI correspondía a \$630[USD] diarios, mientras que el resultado final evidencia un ahorro de \$701[USD] por día.

### 9.2 Análisis de sensibilidad

Para poder analizar con representatividad la rentabilidad del proyecto, es necesario analizar la mayoría de los escenarios posibles en un futuro. Para esto, se sensibilizarán parámetros de la evaluación económica, los cuales deben reflejar un impacto directo en los valores que van en el flujo de caja del proyecto.

Los parámetros a sensibilizar serán:

- Precio B.E.S.S. [Miles de USD].
- OOC [% de Precio B.E.S.S.].

- O&M [% de Precio B.E.S.S.].
- Degradación [% de capacidad inicial al año 10].

La mayoría de los parámetros mencionados pueden ser modificados en la planilla y alterar directamente la rentabilidad del proyecto, evidenciado en el VAN. Sin embargo, es necesario un trabajo previo para poder modificar la degradación como porcentaje al décimo año y que impacte directamente en el flujo de caja. De esta forma, es posible relacionar el ahorro según la capacidad para poder sensibilizar la degradación (Ver Anexo E.5).

ARGO es una herramienta que se utiliza como una extensión para Excel, que utiliza la simulación de Montecarlo para pronosticar diversos resultados ante la variación de ciertos parámetros influyentes. El método de Montecarlo “calcula los resultados repetidamente, utilizando cada vez un conjunto de números aleatorios” (IBM, 2023) en base a distribuciones de probabilidad determinadas para los parámetros a sensibilizar.



*Figura 18: Logo (Argo - Simulation, 2013)*

Para efectos del presente trabajo, se sensibilizarán los parámetros mencionados para simular 20.000 posibles escenarios para el valor del VAN.

### **9.2.1 Distribuciones**

Se le asignará una distribución de probabilidad a cada parámetro, para que representen adecuadamente la tendencia de la variación de sus valores.

#### **9.2.1.1 Precio B.E.S.S. [Miles de USD]**

Se establece una variación de  $\pm 5\%$  en el precio de la batería debido a posibles variaciones en las cotizaciones. La distribución será uniforme, con un valor inicial de -5% y final de 5% (ver Anexo H.1).

#### **9.2.1.2 OOC [ % de Precio B.E.S.S.]**

Según se consultó a expertos en sistemas de almacenamiento dentro de Copec, el escenario más posible para el caso del B.E.S.S. seleccionado es que las obras civiles se inclinen más al 15% del B.E.S.S.. Según explican, se debe a que es una batería pequeña en contraste a proyectos de mayor dimensionamiento, como aplicaciones fotovoltaicas, en los que el porcentaje se inclinaría por un 10%. La distribución será triangular, con un mínimo de 10% y un máximo y moda de 15% (ver Anexo H.2).

#### **9.2.1.3 O&M [% de Precio B.E.S.S.]**

Según se consultó, el porcentaje más probable es de 2%. Sin embargo, es posible hallar valores extremos con menor probabilidad. La distribución será normal, con una desviación estándar de 0,43 y media aritmética de 2%. El valor de la desviación se iteró y se seleccionó en base al gráfico de la distribución, con tal de reflejar un mínimo de 1% y máximo de 3% (ver Anexo H.3).

#### 9.2.1.4 Degradación [% de capacidad inicial al año 10]

Según se consultó, el porcentaje más probable es de 80%. Sin embargo, es posible hallar valores extremos con menor probabilidad. La distribución será normal, con una desviación estándar de 6,45 y media aritmética de 80%. El valor de la desviación se iteró y se seleccionó en base al gráfico de la distribución, con tal de reflejar un mínimo de 65% y máximo de 95% de capacidad al año 10 (ver Anexo H.4).

### 9.2.2 Resultados de la simulación

En base a la distribución de los parámetros, se simulan 20.000 casos para el valor del VAN.

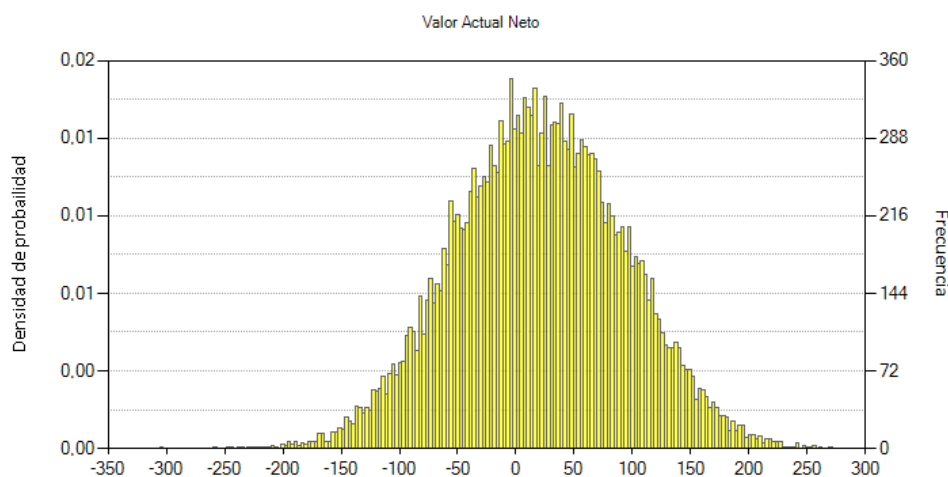


Figura 19: Distribución de probabilidad de VAN (Elaboración propia)

ARGO establece una distribución normal para el VAN, con media aritmética de 20,6 [Miles de USD] y una desviación estándar de 71,6. Utilizando la función “DISTR.NORM.N” de Excel, se determina que el VAN será positivo con una probabilidad del 61,3%.

Es relevante también simular 20.000 casos para el valor del Payback.

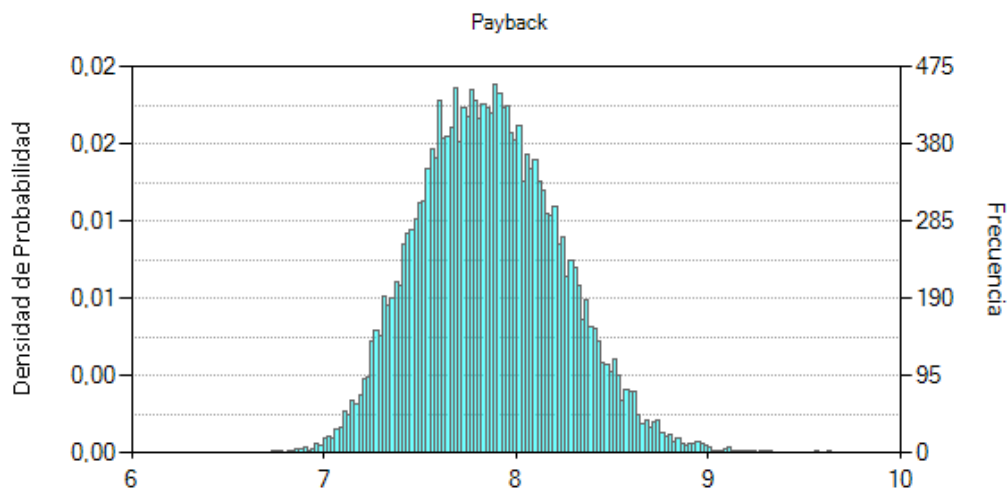


Figura 20: Distribución de probabilidad de Payback (Elaboración propia)

Por su curva, ARGO establece una distribución normal para el VAN, con media aritmética de 7,9 años y una desviación estándar de 0,4.

Utilizando estos valores y las mismas funciones anteriores, es posible pesquisar información relevante sobre el período de retorno de la inversión.

Payback	Probabilidad
7-8 años	64,9%
8-9 años	34,0%
Otro	1,1%

Tabla 9: Probabilidad de Payback

### 9.3 Análisis de momento óptimo de inicio

Luego de haber obtenido los posibles resultados de rentabilidad del proyecto al sensibilizar parámetros a través de una simulación masiva, es relevante notar que la decisión de invertir hoy no siempre es aquella que maximiza las ganancias para Copec.

El principal factor que reafirma lo anterior, es que se proyectan bajas en los precios de los B.E.S.S. en los próximos años. Un análisis realizado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (N.R.E.L.) de Estados Unidos que considera 16 estudios de distintas organizaciones, establece que hay 3 escenarios de proyecciones de costos de baterías para los siguientes años (Cole & Karmakar, 2023). La gráfica del precio del B.E.S.S. en función del año y del escenario se encuentra en Anexo J.

La estrategia será determinar el momento óptimo de inicio, maximizando el VAN en función del año en que se realiza la inversión inicial para cada escenario de proyección de costos.

9.3.1 Escenarios de proyecciones de costo

9.3.1.1 Escenario de Bajo Costo (B.C.)

Al iterar a distintos años en los que se realiza la inversión en el flujo de caja, se obtiene la siguiente curva de VAN en relación al año de implementación:

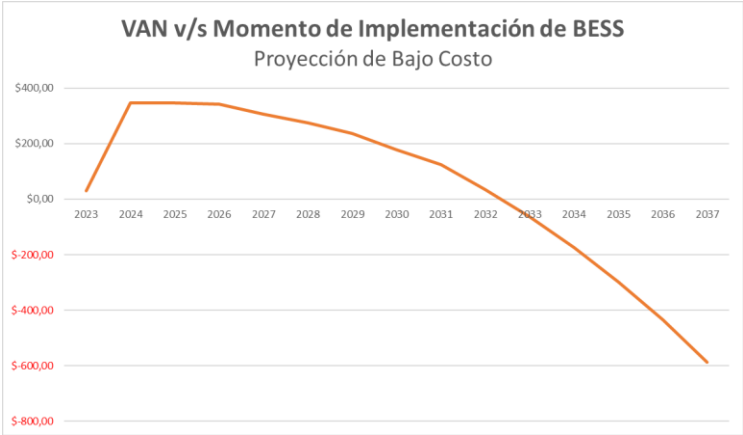


Figura 21: VAN v/s Momento de Implementación para Proyección de Bajo Costo (Elaboración propia)

Se observa que el momento óptimo de inicio en este escenario es en el año 2025, con un VAN de \$347,2 [Miles de USD].

9.3.1.2 Escenario de Medio Costo (M.C.)

Al iterar a distintos años en los que se realiza la inversión en el flujo de caja, se obtiene la siguiente curva de VAN en relación al año de implementación:

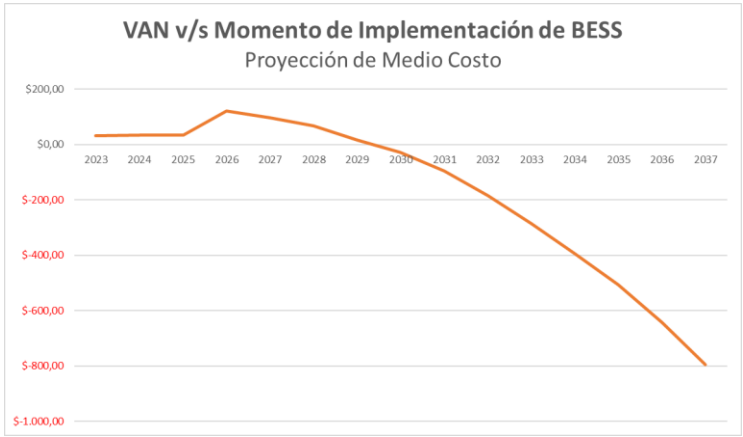


Figura 22: VAN v/s Momento de Implementación para Proyección de Medio Costo (Elaboración propia)

Se observa que el momento óptimo de inicio es el año 2026. Con un VAN de \$120,7 [Miles de USD].

9.3.1.3 Escenario de Alto Costo (A.C.)

Al iterar a distintos años en los que se realiza la inversión en el flujo de caja, se obtiene la siguiente curva de VAN en relación al año de implementación:

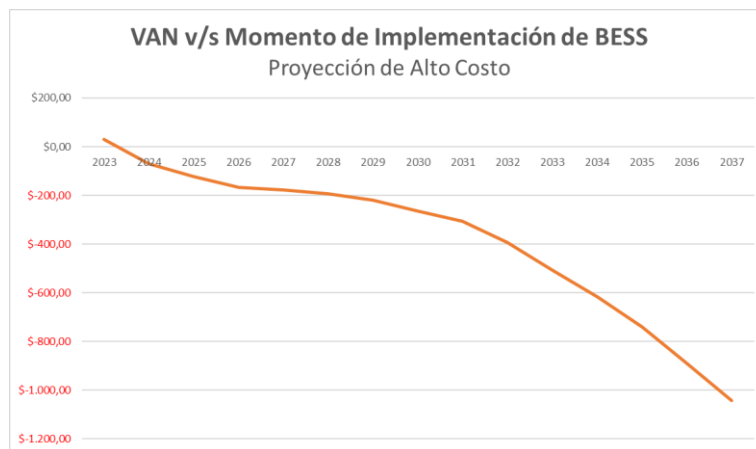


Figura 23: VAN v/s Momento de Implementación para Proyección de Alto Costo (Elaboración propia)

Se observa que el momento óptimo de inicio en este escenario es en  $t=0$ , ya que luego de esto el VAN solo decrece. Se decide invertir el 2023 con el VAN ya calculado de \$31,1 [Miles de USD].

### 9.3.2 Escenarios de rendimiento operacional

Además de escenarios de costos, es posible que haya distintos escenarios para el rendimiento operacional del B.E.S.S., tal como se sensibilizó anteriormente. Se definen escenarios operacionales normal, pesimista y optimista.

	Normal	Pesimista	Optimista
<b>OOCC (% de B.E.S.S.)</b>	12,5%	15%	10%
<b>O&amp;M (% de B.E.S.S.)</b>	2%	3%	1%
<b>Degradación (Capacidad en año 10)</b>	80%	65%	95%

Tabla 10: Escenarios operacionales

### 9.3.3 Decisiones bajo incertidumbre

La precaución que los directivos de Copec deben considerar al momento de tomar una decisión, corresponde a que existe la posibilidad de que el escenario de proyección de costos no sea el mismo que con el que decidió el año de inversión. Sumado a esto, es posible que haya distintos escenarios para el rendimiento operacional del B.E.S.S. Para aclarar la toma de decisión en un escenario de incertidumbre, se construye un árbol de decisiones.

#### 9.3.3.1 Árbol de decisiones

Se tienen las siguientes consideraciones respecto de la estructura del diagrama:

- Los círculos corresponden a eventos aleatorios.
- Los cuadrados corresponden a escenarios de toma de decisión. Para este caso, en qué año se decidirá invertir.
- Los triángulos representan el resultado final de la ramificación. Para este caso, el resultado será el VAN expresado en Miles de USD.

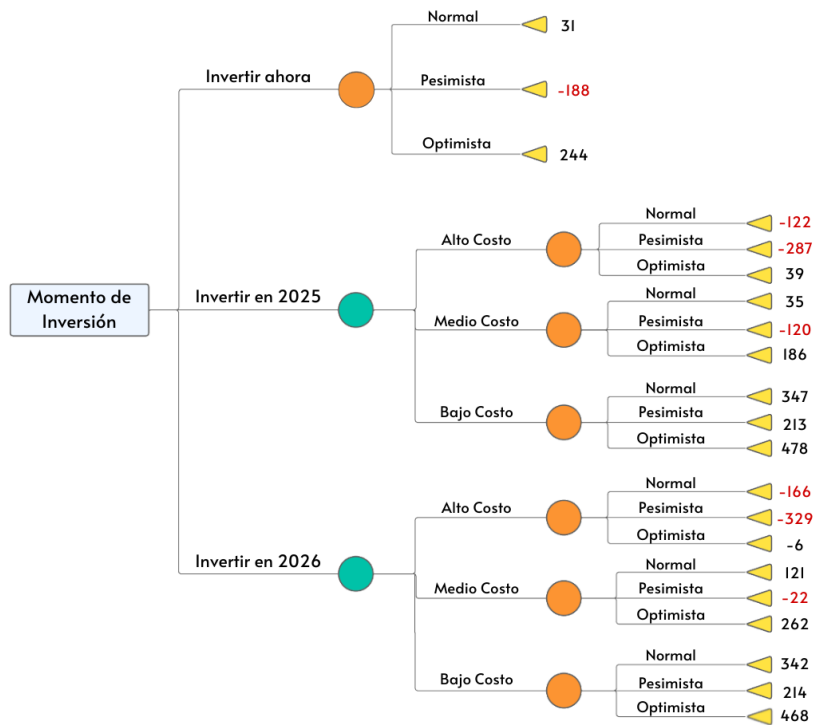


Figura 24: Árbol de decisión (Elaboración propia)

### 9.3.3.2 Criterios de decisión

Definidas las posibles rutas y posibilidades en el diagrama, la decisión final de momento de inversión dependerá del perfil de riesgo de la gerencia. Se presentan 2 criterios útiles a la hora de decidir en escenarios inciertos: MAXIMAX, MAXIMIN.

- Criterio MAXIMIN: Este criterio “es un criterio pesimista, que considera el peor evento posible para cada una de las decisiones” (Omar Matus, ING201, Decisión bajo incertidumbre). Según MAXIMIN se debe invertir ahora, ya que -188[Miles de USD] corresponde al mayor VAN entre las peores opciones.
- Criterio MAXIMAX Este criterio “es un criterio optimista, que considera el mejor evento posible para cada una de las decisiones” (Omar Matus, ING201, Decisión bajo incertidumbre). Según MAXIMAX se debe invertir el año 2025, ya que 478[Miles de USD] corresponde al mayor VAN entre las mejores opciones.

Finalmente, quedará a criterio del equipo encargado de la toma de decisiones cuándo será el momento de invertir dada la incertidumbre operacional y económica del futuro.



## 10. Conclusiones

Luego de analizar los resultados de la operación del B.E.S.S. de 1,4[MW]-7[MWh], se concluye que sí es rentable su implementación con el objetivo de mitigar la pérdida de Copec asociada a los altos costos de energía. Sin duda, la información del presente trabajo es muy valiosa para la empresa, que siempre busca mantenerse a la vanguardia de la energización responsable y sustentable. La batería de Li-Ion y otras tecnologías aún están madurando respecto de los potenciales usos y eficiencia que puedan lograr, siendo indispensables a la hora de conectar al sector privado con su compromiso ambiental y desarrollo sostenible. La estrategia de haber presentado los resultados para múltiples escenarios posee un foco que busca ser lo más representativo posible respecto de la incertidumbre del futuro, con tal de preservar siempre la calidad de los servicios, productos y satisfacción de los clientes. Sumado a esto, no solamente Voltex es beneficiado por la rentabilidad de los proyectos de electromovilidad, sino que también el sector público. La gente cada vez gozará más de los beneficios de las nuevas iniciativas, lo que se traduce en un incremento del beneficio social.

Respecto de los pasos a seguir, resultaría relevante la confección de un modelo que permita estimar el perfil de demanda de nuevos electroterminales en función del número de cargadores. Esto permitiría que las herramientas vistas sean eficientemente utilizadas desde un inicio y que se pueda ofrecer un pack de precio de energía y B.E.S.S.

Desde lo personal, habiendo finalizado el desarrollo de la pasantía, se evidencia la relevancia de los ramos de nuestra malla para poder solucionar desafíos del mundo real. Aquellos cursos cuyos contenidos fueron de mucha ayuda en el siguiente trabajo fueron Formulación y Evaluación de Proyectos, Optimización, Investigación de Operaciones y Probabilidad y Estadística. Poder homologar la unidad de energía [kWh] como una unidad de producto, permite comprender que el enfoque de un Ingeniero Civil Industrial UAI posee un alto nivel de adaptabilidad y flexibilidad a distintos contextos. Sumado a esto, haber tenido la oportunidad de realizar este trabajo con temáticas poco convencionales, como lo son las nuevas tecnologías de almacenamiento energético, me anima a seguir el camino del aprendizaje continuo para poder aportar valor a una empresa.

## 11. Referencias

- ❖ Energía Estratégica. (2020, Oct 8). Chile alcanzará en 2023 el 50% de energías renovables en su matriz eléctrica - Energía Estratégica. Energía Estratégica. <https://www.energiaestrategica.com/chile-alcanzara-en-2023-el-50-de-energias-renovables-en-su-matriz-electrica/>
- ❖ Congreso Nacional, BCN. (2017, Feb 9). Biblioteca del Congreso Nacional. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695> & <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253>
- ❖ Arif, S. M., Lie, T. T., Seet, B. C., Ahsan, S. M., & Khan, H. A. (2020). Plug-In Electric Bus Depot Charging with PV and ESS and Their Impact on LV Feeder. *Energies*, 13(9), 2139. <https://doi.org/10.3390/en13092139>
- ❖ Masiva participación magallánica tuvo Audiencia Inicial para el diseño del Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023 - 2030 | Ministerio de Energía. (2023, Abr 11). <https://energia.gob.cl/noticias/magallanes-y-de-la-antartica-chilena/masiva-participacion-magallanica-tuvo-audiencia-inicial-para-el-diseno-del-plan-de-accion-hidrogeno-verde-2023-2030>
- ❖ Sandia National Laboratories. (2017). DOE Global Energy Storage Database. Office of Electricity Delivery & Energy Reliability. <http://www.energystorageexchange.org/projects>
- ❖ Espejo de Tarapacá. (2019, May 21). Valhalla. <https://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/#>
- ❖ Introducing Megapack: Utility-Scale Energy Storage | Tesla Australia. (2019). Tesla. [https://www.tesla.com/en\\_au/blog/introducing-megapack-utility-scale-energy-storage](https://www.tesla.com/en_au/blog/introducing-megapack-utility-scale-energy-storage)
- ❖ Kinenergy.Internacional. (2023, May 31). Sistema BESS. Una solución en el almacenamiento de energía. KINENERGY. <https://www.kin.energy/blogs/post/sistema-bess.-una-soluci%C3%B3n-en-el-almacenamiento-de-energ%C3%ADa>
- ❖ HANDBOOK ON BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM. (2018). <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/479891/handbook-battery-energy-storage-system.pdf>
- ❖ Maly, D. K., & Kwan, K. S. (1995). Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming. *IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, 142(6), 453-458.
- ❖ Oudalov, R., Cherkaoui, R., & Beguin, A. (2007). Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application. *IEEE Lausanne Power Tech*, 1, 621-625.
- ❖ Abel Alfonso, Q. F. (2015). Impacto Económico y Operacional de Sistemas de Almacenamiento de Energía frente a un Escenario de Alta Penetración Eólica en el SIC-Chile, utilizando un Modelo de Coordinación Hidrotérmico. Universidad de Chile.
- ❖ Akhavan-Hejazi, H., & Mohsenian-Rad, H. (2014). Optimal Operation of Independent Storage Systems in Energy and Reserve Markets With High Wind Penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2), 1088-1097.
- ❖ Montezuma Santacruz, N. X. (2014). Problema de Predespacho de Unidades con representación de Almacenamiento a base de Baterías. Universidad de Chile.

- ❖ Park, Y.-G., Kim, C.-W., & Park, J.-B. (2016, Sept 1). MILP-Based Dynamic Efficiency Scheduling Model of Battery Energy Storage Systems. Journal of Electrical Engineering and Technology. The Korean Institute of Electrical Engineers. <https://doi.org/10.5370/jeet.2016.11.5.1063>
- ❖ ¿Qué es la simulación Montecarlo?, IBM. (2023). Ibm.com. <https://www.ibm.com/es-es/topics/monte-carlo-simulation>
- ❖ Argo - Simulation. (2013). Github.io. <https://boozallen.github.io/argo/>
- ❖ Cole, W., & Karmakar, A. (2023). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/85332.pdf>
- ❖ CÓMO SE DEFINEN LOS COSTOS DE GENERACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO. (2021). Colbun-QA. <https://www.colbun.cl/corporativo/sala-de-prensa/newsletter/suministradores/detalle/como-se-definen-los-costos-de-generacion-en-el-sistema-electrico-chileno>
- ❖ Rivas Miranda, P. I. (2022). Evaluación de un sistema de almacenamiento a baterías para la gestión de demanda en horas punta de clientes libres. Universidad de Concepción.

## 12. Anexos

### Anexo A: Modelo de optimización

La disposición de las variables, parámetros y restricciones siguen la misma nomenclatura de la metodología, disponiéndose de la siguiente manera en la hoja de cálculo.

h	Qh	Ch	CapMax	Yh	Xh	min(Pot;Qh)	min(Pot,Dh)	Qh-Yh	Πh
0	1995,5	165,5	1311,9	0,0	0,0			1995,5	-202,6
1	1347,4	155,2	1960,0	0,0	0,0			1347,4	-122,9
2	2024,9	150,7	1282,5	0,0	0,0			2024,9	-175,6
3	1981,1	145,3	1326,3	0,0	0,0			1981,1	-161,1
4	1183,3	144,5	2124,1	0,0	0,0			1183,3	-95,3
5	528,6	146,3	2778,8	0,0	0,0			528,6	-43,5
6	183,6	151,8	3123,8	0,0	0,0			183,6	-16,1
7	29,6	160,4	3277,8	0,0	0,0			29,6	-2,9
8	6,5	142,3	3300,9	0,0	0,0			6,5	-0,5
9	10,9	83,6	3296,5	0,0	0,0			10,9	-0,2
10	123,3	60,4	3184,1	0,0	0,0			123,3	0,4
11	536,1	65,3	2771,3	0,0	0,0			536,1	-0,7
12	1048,0	65,5	2259,4	0,0	0,0			1048,0	-1,6
13	1347,7	61,8	1959,7	0,0	0,0			1347,7	2,9
14	1468,3	58,5	1839,1	0,0	0,0			1468,3	8,1
15	1473,8	60,0	1833,6	0,0	0,0			1473,8	5,9
16	1327,2	61,8	1980,2	0,0	0,0			1327,2	2,9
17	586,7	71,4	2720,7	0,0	0,0			586,7	-4,3
18	0,0	93,3	3307,4	0,0	0,0			0,0	0,0
19	0,0	109,1	3307,4	0,0	0,0			0,0	0,0
20	0,0	149,2	3307,4	0,0	0,0			0,0	0,0
21	13,6	178,6	3293,8	0,0	0,0			13,6	-1,6
22	1539,0	177,1	1768,4	0,0	0,0			1539,0	-174,0
23	2469,9	172,0	837,5	0,0	0,0			2469,9	-266,8
Σ			0	0				F.O.	-\$1.249

“Yh” y “Xh” corresponden a las variables de descarga y carga simultáneamente que serán rellenas por el scheduling óptimo. Así mismo, la función objetivo (F.O.) determina la utilidad diaria de la situación base. La ventana del Solver se rellena y queda de la siguiente manera:

Parámetros de Solver

Establecer objetivo:

Para: ☒ Máx ☐ Mín ☐ Valor de:

Cambiando las celdas de variables:

Sujeto a las restricciones:

- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 
- 

☒ Convertir variables sin restricciones en no negativas

Método de resolución:

Botones: Agregar, Cambiar, Eliminar, Restablecer todo, Cargar/Guardar, Opciones

## Anexo B: Dimensionamiento ideal en función de la potencia para electroterminal Pie Andino

Potencia [MW]	d(Pot) - Pie Andino [kWh]
0,1	914
0,2	1797
0,3	2597
0,4	3397
0,5	4197
0,6	4926
0,7	5626
0,8	6326
0,9	7026
1	7726
1,1	8426
1,2	9109

1,3	9709
1,4	10257
1,5	10757
1,6	11195
1,7	11595
1,8	11995
1,9	12395
2	12772
2,1	12897
2,2	12997
2,3	13097
2,4	13197
2,5	13267
2,6	13267
2,7	13267
2,8	13267
2,9	13267
3	13267

### Anexo C: Métricas de la evaluación económica

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

$I_0$ : Inversión inicial expresada en miles de dólares

$F_t$ : Flujo de caja del proyecto en período “t” expresado en miles de dólares

$r$ : Tasa de descuento expresado en porcentaje

La Tasa Interna de Retorno (TIR) se calcula como aquella tasa de descuento tal que el valor del VAN sea 0. Este valor se debe comparar con la tasa de descuento definida inicialmente, indicando un caso favorable en caso de que sea mayor a ella y desfavorable en caso contrario.

$$TIR(r): -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0$$

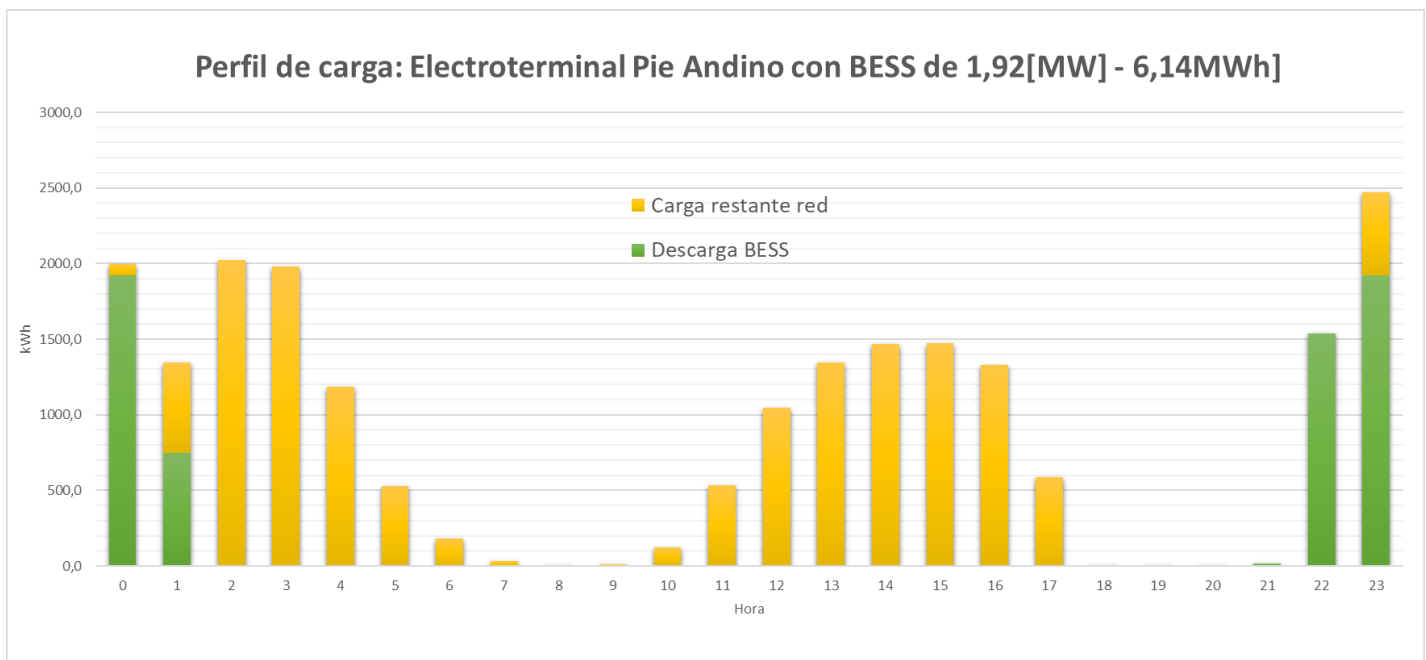
El plazo de recuperación de la inversión o *Payback*, corresponde al período en que la inversión inicial se revierte con los ingresos de efectivo futuros.

$$Payback(t): -I_0 + \sum_{t=1}^n F_t = 0$$

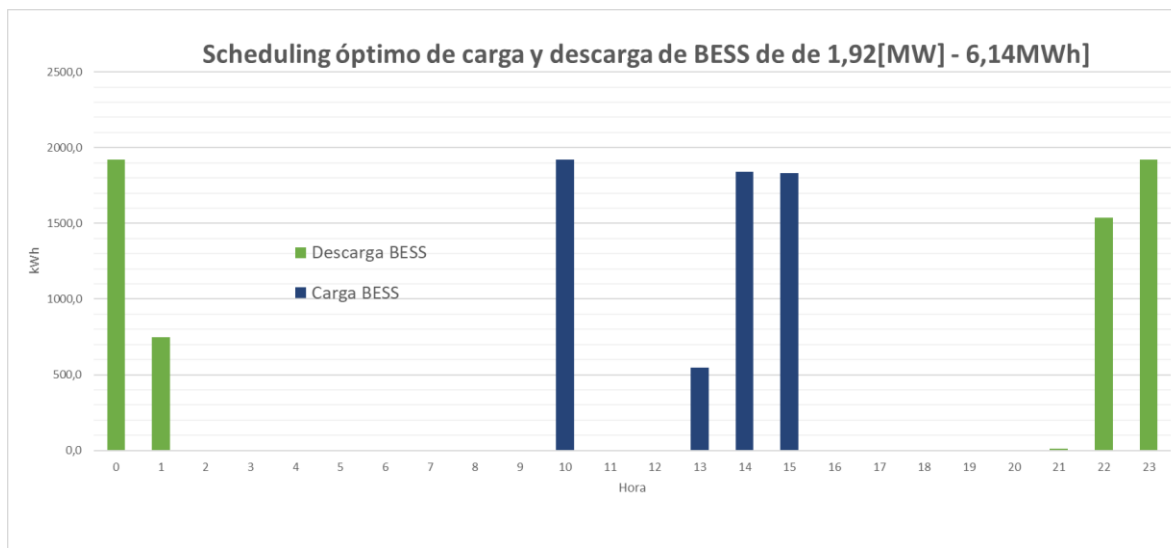
## Anexo D: Programación óptima de las cotizaciones

### Anexo D.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana)

Al aplicar el modelo de optimización con una potencia de 1,92[MW] y una capacidad energética inicial de 6,14[MWh], se observa el mismo perfil de consumo original para el electroterminal Pie Andino, pero ahora la energía demandada también es suministrada desde la batería.

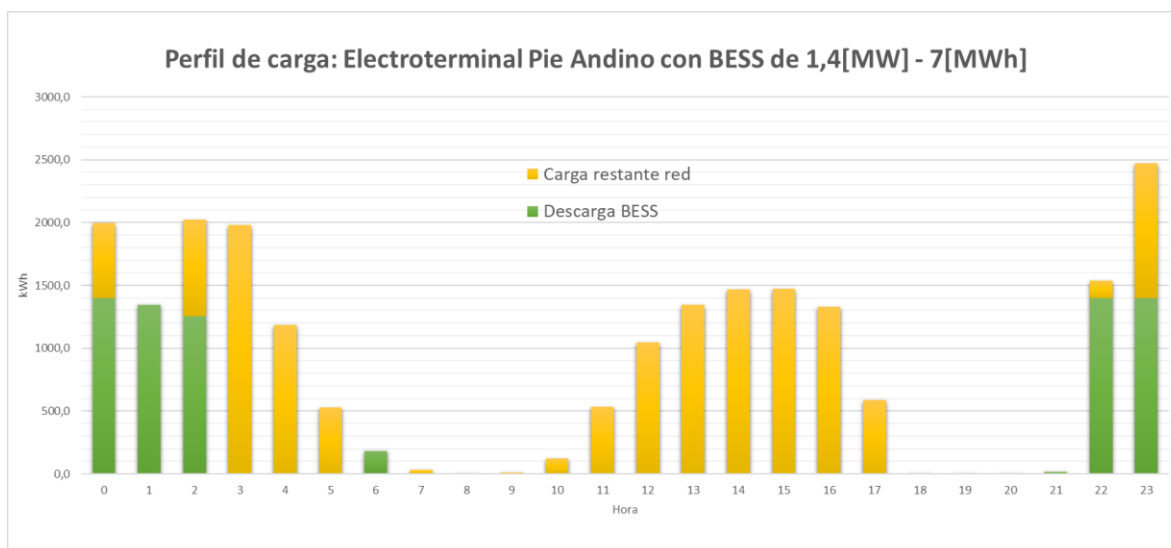


La programación óptima de las variables de carga ( $X_h^*$ ) y descarga ( $Y_h^*$ ) se visualiza a continuación:



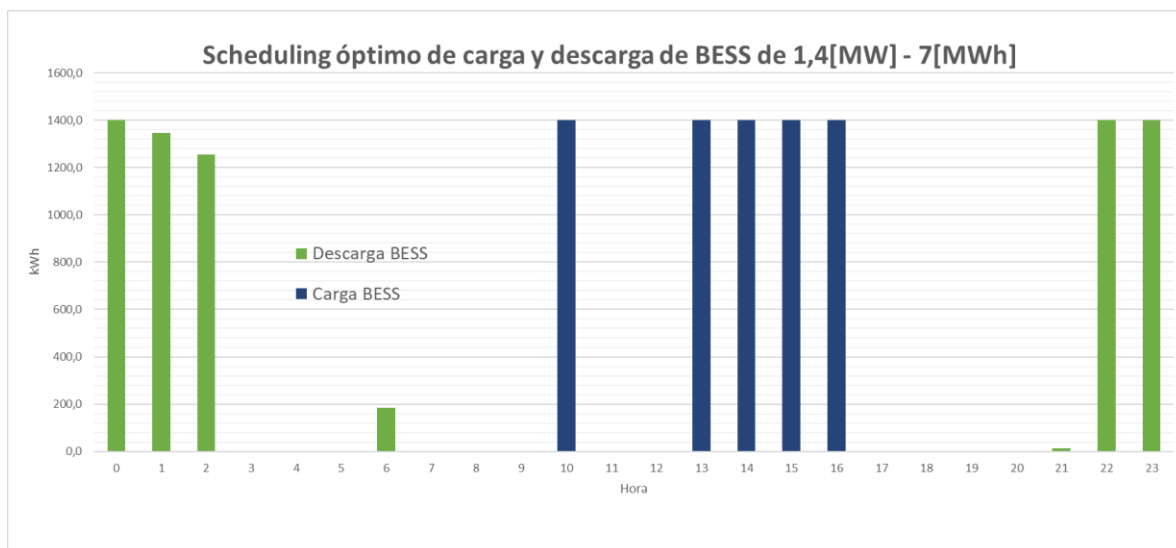
#### Anexo D.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh]

Al aplicar el modelo de optimización con una potencia de 1,4[MW] y una capacidad energética inicial de 7[MWh], se observa el mismo perfil de consumo original para el electroterminal Pie Andino, pero ahora la energía demandada también es suministrada desde la batería.



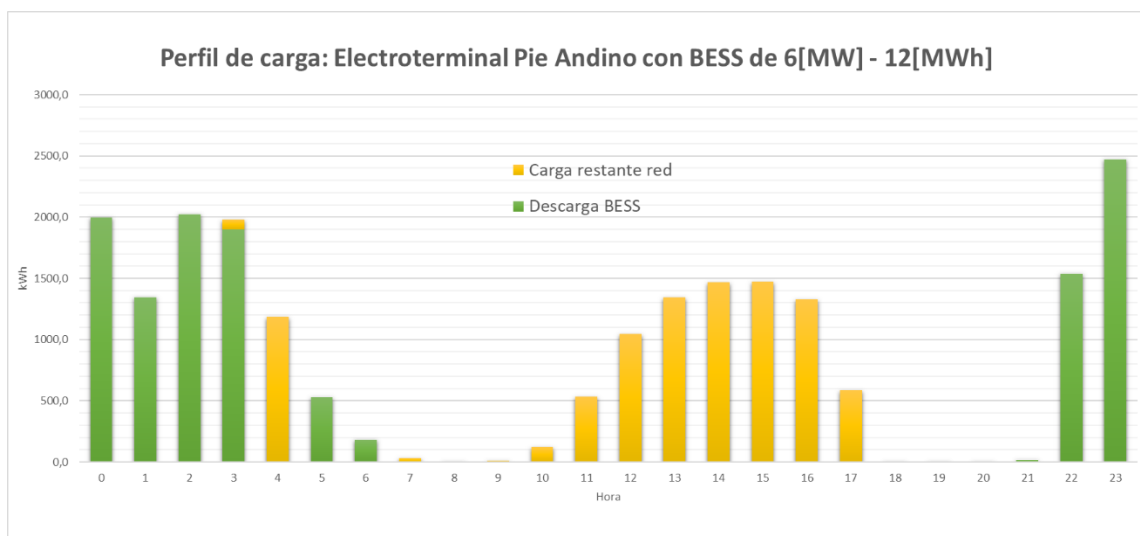
La programación óptima de las variables de carga ( $X_h^*$ ) y descarga ( $Y_h^*$ ) se visualiza a continuación:



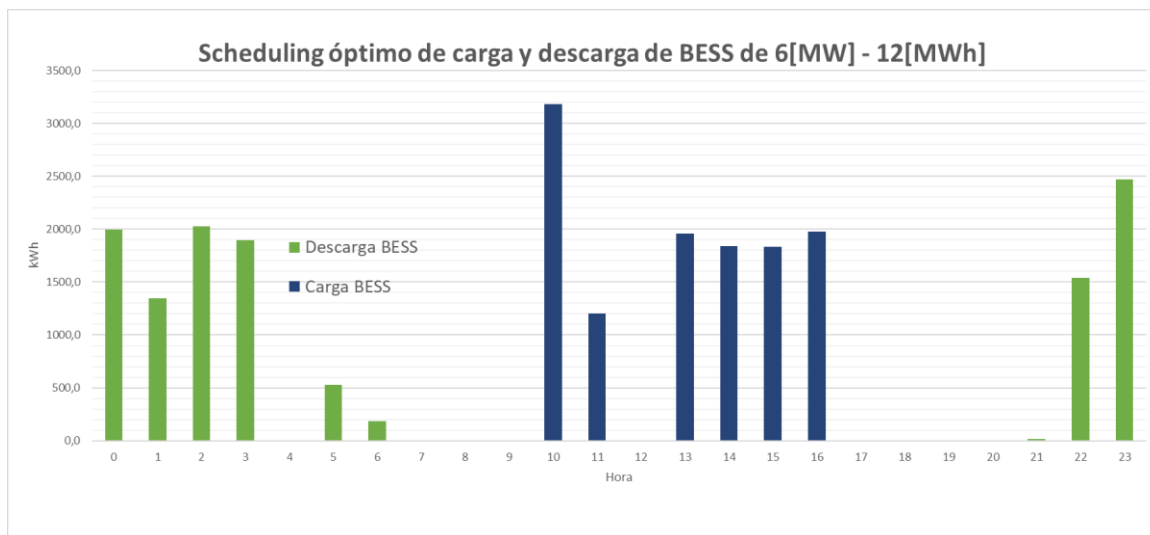


### Anexo D.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh]

Al aplicar el modelo de optimización con una potencia de 6[MW] y una capacidad energética inicial de 12[MWh], se observa el mismo perfil de consumo original para el electroterminal Pie Andino, pero ahora la energía demandada también es suministrada desde la batería.

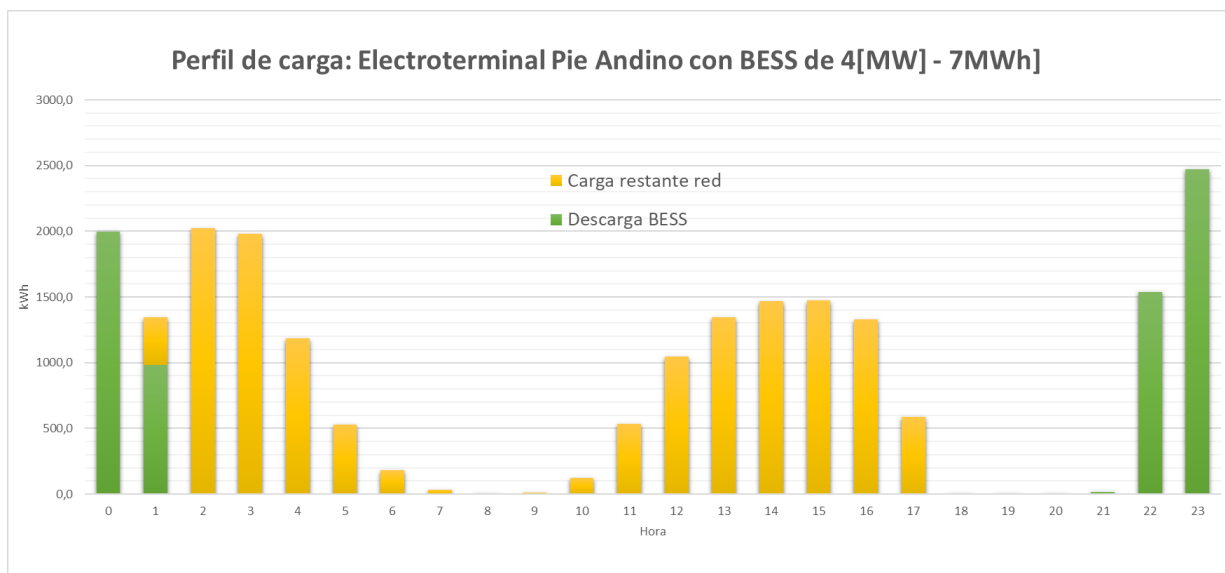


La programación óptima de las variables de carga ( $X_h^*$ ) y descarga ( $Y_h^*$ ) se visualiza a continuación:

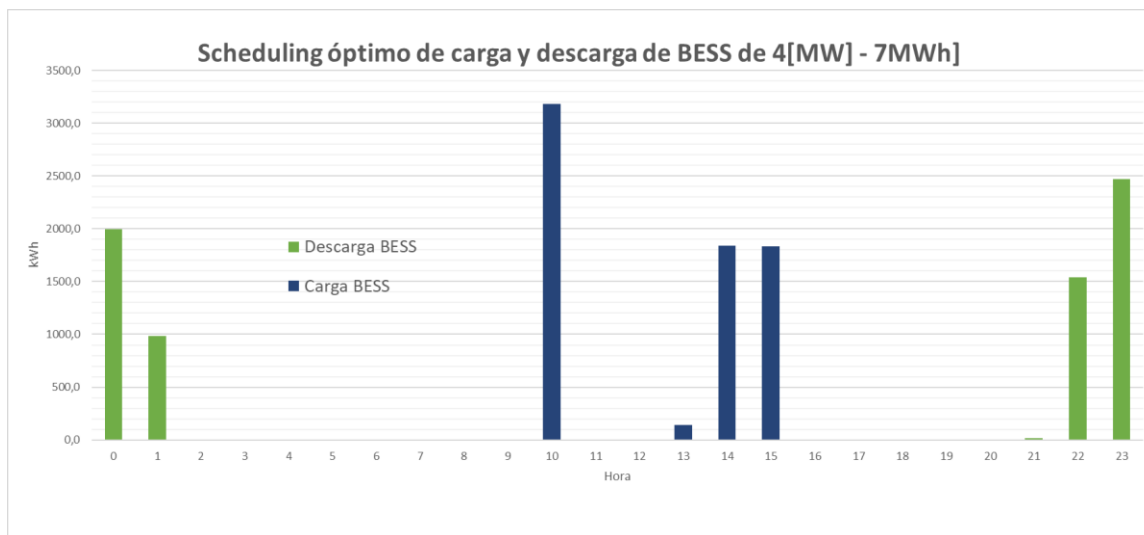


#### Anexo D.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh]

Al aplicar el modelo de optimización con una potencia de 4[MW] y una capacidad energética inicial de 7[MWh], se observa el mismo perfil de consumo original para el electroterminal Pie Andino, pero ahora la energía demandada también es suministrada desde la batería.



La programación óptima de las variables de carga ( $X_h^*$ ) y descarga ( $Y_h^*$ ) se visualiza a continuación:



## Anexo E: Variación de ahorros debido a degradación

### Anexo E.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana)

El valor de la función objetivo para esta cotización es de -\$577[USD], que se traduce en ahorros relevantes al compararlo con la pérdida de la situación actual.

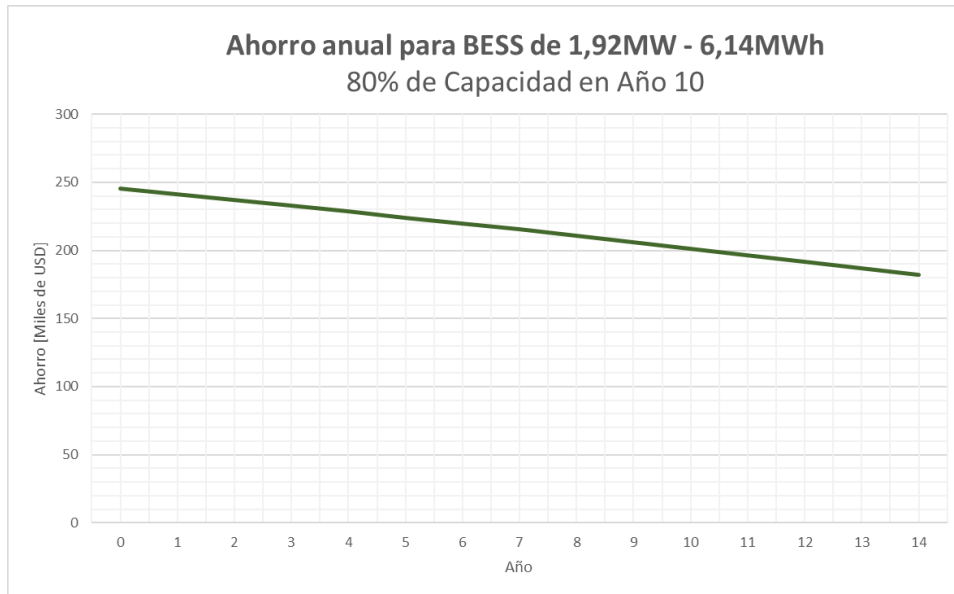
<b>Ahorro diario [USD]</b>	<b>\$646</b>
<b>Ahorro anual [USD]</b>	<b>\$245.176</b>

Por otro lado, la disminución del ahorro anual debido a la reducción del 2% anual de la capacidad, que para esta cotización corresponde a -0,1228[MWh] por año, se obtiene iterando el modelo de optimización a distintos valores del parámetro de capacidad.

Año	Capacidad [MWh]	Ahorro
0	6,14	245,2
1	6,02	241,0
2	5,89	236,8
3	5,77	232,6
4	5,65	228,4
5	5,53	224,2
6	5,40	220,0
7	5,28	215,3
8	5,16	210,6

9	5,03	205,9
10	4,91	201,2
11	4,79	196,4
12	4,67	191,7
13	4,54	187,0
14	4,42	182,3

Gráficamente, la reducción del ahorro en el transcurso del período de evaluación se visualiza de la siguiente manera:



#### Anexo E.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh]

El valor de la función objetivo para esta cotización es de -\$524[USD], que se traduce en ahorros relevantes al compararlo con la pérdida de la situación actual.

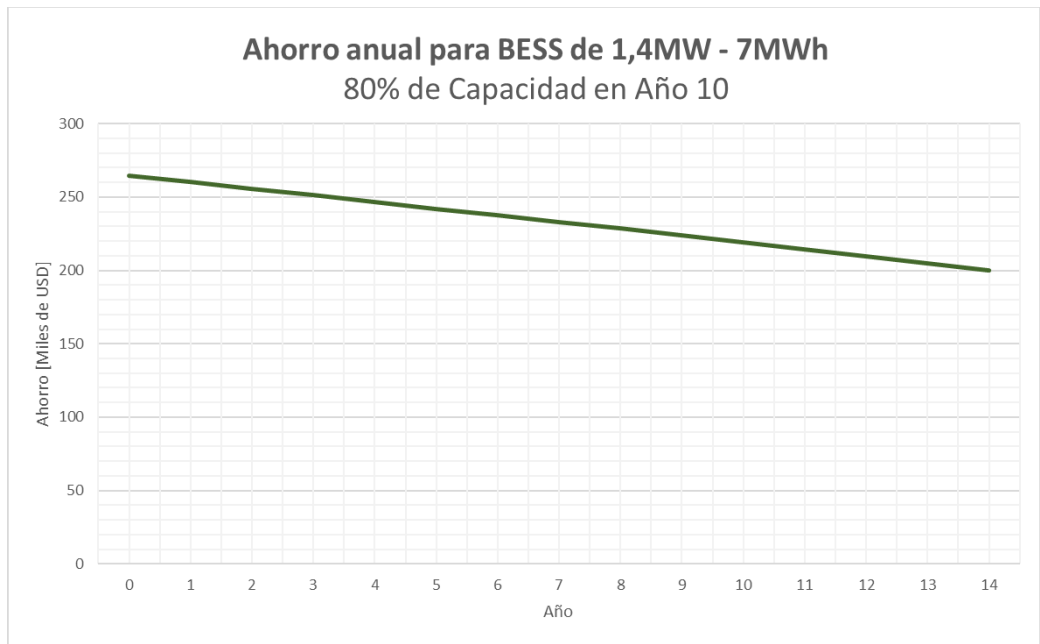
<b>Ahorro diario [USD]</b>	<b>\$726</b>
<b>Ahorro anual [USD]</b>	<b>\$264.843</b>

Por otro lado, la disminución del ahorro anual debido a la reducción del 2% anual de la capacidad, que para esta cotización corresponde a -0,14[MWh] por año, se obtiene iterando el modelo de optimización a distintos valores del parámetro de capacidad.

<b>Año</b>	<b>Capacidad [MWh]</b>	<b>Ahorro [Miles de USD]</b>
0	7	264,8
1	6,86	260,3

2	6,72	255,8
3	6,58	251,2
4	6,44	246,7
5	6,3	242,1
6	6,16	237,6
7	6,02	233,1
8	5,88	228,5
9	5,74	224,0
10	5,6	219,4
11	5,46	214,6
12	5,32	209,9
13	5,18	205,1
14	5,04	200,3

Gráficamente, la reducción del ahorro en el transcurso del período de evaluación se visualiza de la siguiente manera:



### Anexo E.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh]

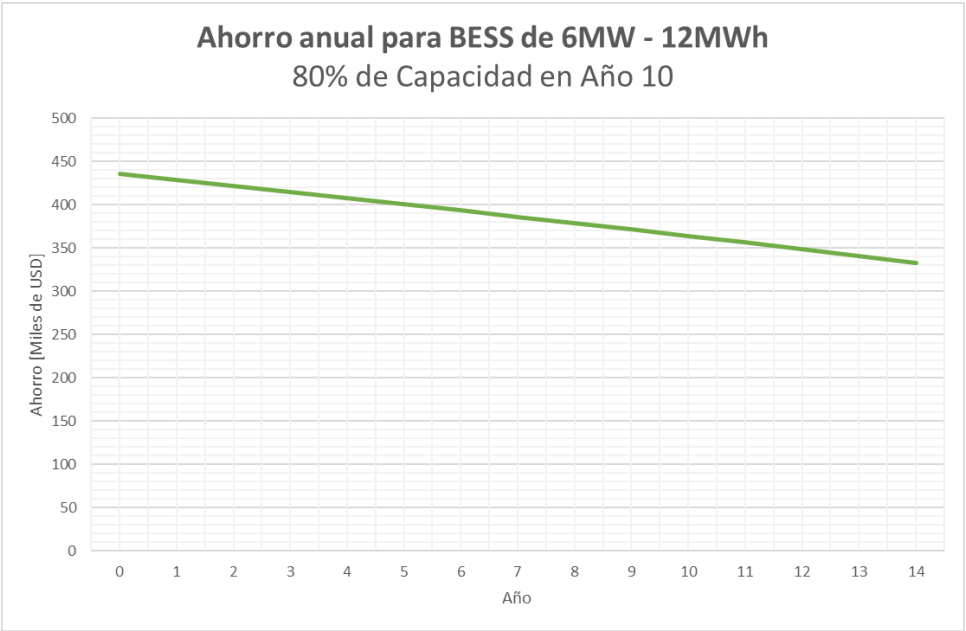
El valor de la función objetivo para esta cotización es de -\$56[USD], que se traduce en ahorros relevantes al compararlo con la pérdida de la situación actual.

<b>Ahorro diario [USD]</b>	<b>\$1.193</b>
<b>Ahorro anual [USD]</b>	<b>\$435.578</b>

Por otro lado, la disminución del ahorro anual debido a la reducción del 2% anual de la capacidad, que para esta cotización corresponde a -0,24[MWh] por año, se obtiene iterando el modelo de optimización a distintos valores del parámetro de capacidad.

Año	Capacidad [MWh]	Ahorro [Miles de USD]
0	12	435,6
1	11,76	428,6
2	11,52	421,6
3	11,28	414,5
4	11,04	407,5
5	10,8	400,5
6	10,56	393,2
7	10,32	385,9
8	10,08	378,6
9	9,84	371,2
10	9,6	363,8
11	9,36	356,0
12	9,12	348,3
13	8,88	340,5
14	8,64	332,7

Gráficamente, la reducción del ahorro en el transcurso del período de evaluación se visualiza de la siguiente manera:



**Anexo E.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh]**

El valor de la función objetivo para esta cotización es de -\$485[USD], que se traduce en ahorros relevantes al compararlo con la pérdida de la situación actual.

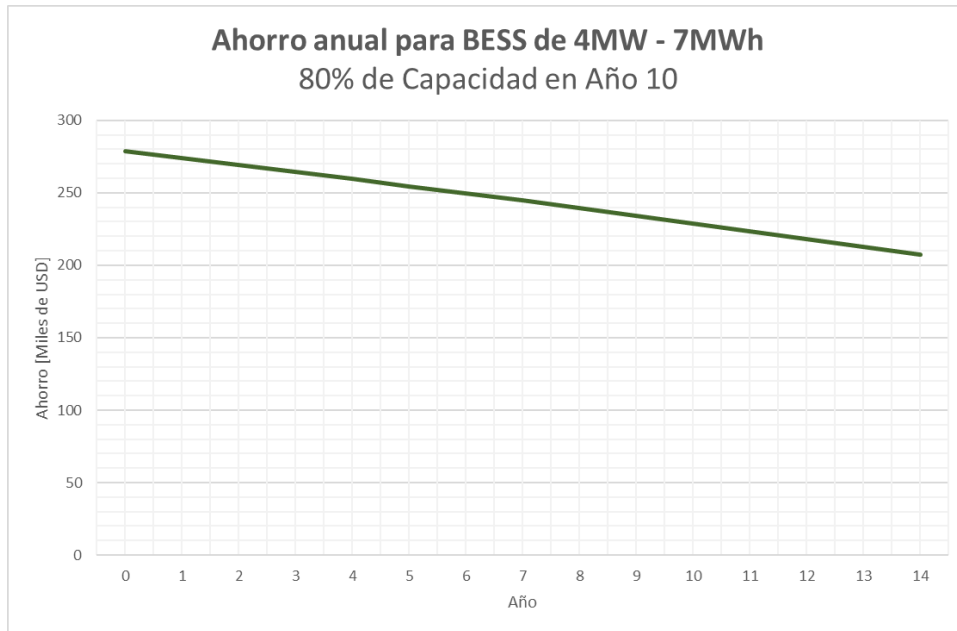
Ahorro diario [USD]	\$764
Ahorro anual [USD]	\$278.805

Por otro lado, la disminución del ahorro anual debido a la reducción del 2% anual de la capacidad, que para esta cotización corresponde a -0,14[MWh] por año, se obtiene iterando el modelo de optimización a distintos valores del parámetro de capacidad.

Año	Capacidad [MWh]	Ahorro [Miles de USD]
0	7	278,8
1	6,86	274,0
2	6,72	269,2
3	6,58	264,3
4	6,44	259,5
5	6,3	254,7
6	6,16	249,8
7	6,02	245,0
8	5,88	239,6

9	5,74	234,2
10	5,6	228,9
11	5,46	223,5
12	5,32	218,1
13	5,18	212,7
14	5,04	207,4

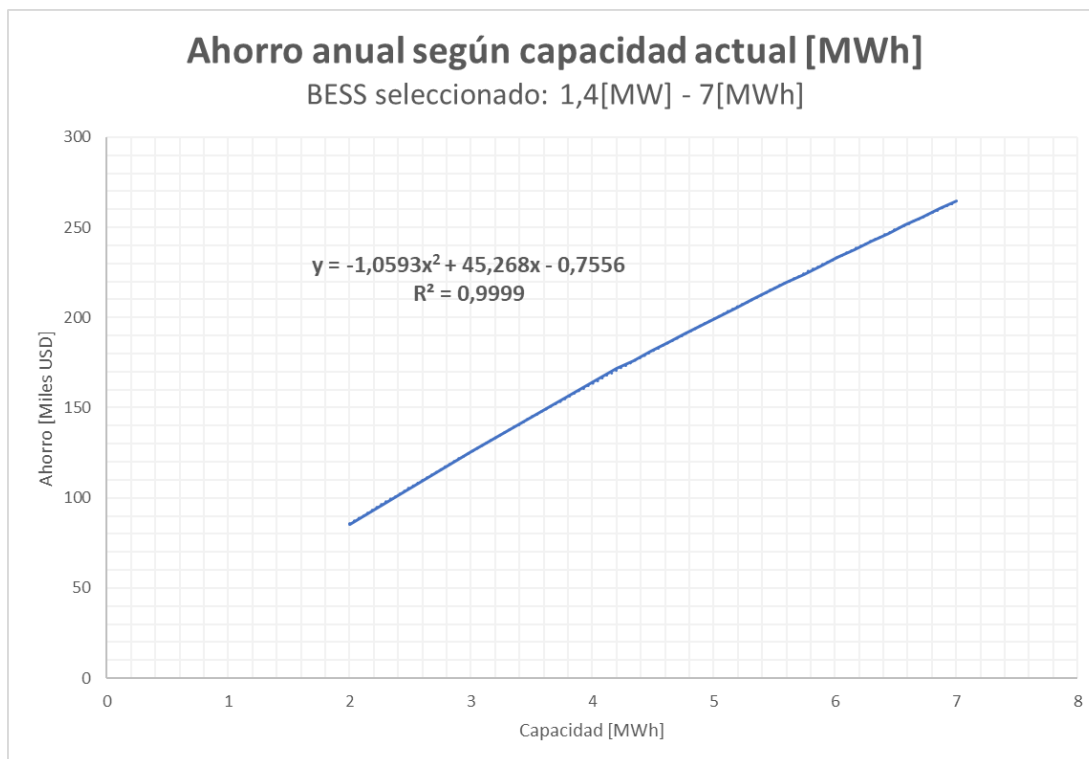
Gráficamente, la reducción del ahorro en el transcurso del período de evaluación se visualiza de la siguiente manera:



#### Anexo E.5: Ahorro según capacidad

Con el apoyo de la curva del Anexo E.2, es posible realizar una regresión lineal de los datos a través de Excel para hallar la función que relaciona el ahorro con la capacidad.





La función de la regresión es confiable, dado que el valor de  $R^2$  es muy cercano a 1. Esta función permite calcular el ahorro según la capacidad degradada en cierto año y por ende, activa la sensibilización de este parámetro (degradación).

## Anexo F: Flujos de caja

### Anexo F.1: Cotización de 1,92[MW] y 6,14[MWh] (evaluación económica temprana)

Año	Delta Costos Energía	Delta O&M	Delta Dep	EBITDA	Impuesto (27%)	EBIT	Delta Dep	F.O.	Delta Inversión AF	Delta OOC	F.C.	F.C.N.
0								\$0	-\$1.120	-\$140	-\$1.260	-\$1.260
1	\$245	-\$22	-\$56	\$167	-\$45	\$122	\$56	\$178			\$0	\$178
2	\$241	-\$22	-\$56	\$163	-\$44	\$119	\$56	\$175			\$0	\$175
3	\$237	-\$22	-\$56	\$158	-\$43	\$116	\$56	\$172			\$0	\$172
4	\$233	-\$22	-\$56	\$154	-\$42	\$113	\$56	\$169			\$0	\$169
5	\$228	-\$22	-\$56	\$150	-\$41	\$110	\$56	\$166			\$0	\$166
6	\$224	-\$22	-\$56	\$146	-\$39	\$106	\$56	\$162			\$0	\$162
7	\$220	-\$22	-\$56	\$142	-\$38	\$103	\$56	\$159			\$0	\$159
8	\$215	-\$22	-\$56	\$137	-\$37	\$100	\$56	\$156			\$0	\$156
9	\$211	-\$22	-\$56	\$132	-\$36	\$96	\$56	\$152			\$0	\$152
10	\$206	-\$22	-\$56	\$127	-\$34	\$93	\$56	\$149			\$0	\$149
11	\$201	-\$22	-\$56	\$123	-\$33	\$90	\$56	\$146			\$0	\$146
12	\$196	-\$22	-\$56	\$118	-\$32	\$86	\$56	\$142			\$0	\$142
13	\$192	-\$22	-\$56	\$113	-\$31	\$83	\$56	\$139			\$0	\$139
14	\$187	-\$22	-\$56	\$109	-\$29	\$79	\$56	\$135			\$0	\$135

## Anexo F.2: Cotización de 1,4[MW] y 7[MWh]

Año	Delta Costos Energía	Delta O&M	Delta Dep	EBITDA	Impuesto (27%)	EBIT	Delta Dep	F.O.	Delta Inversión AF	Delta OOCC	F.C.	F.C.N.
0								\$0	-\$1.251	-\$156	-\$1.407	-\$1.407
1	\$265	-\$25	-\$63	\$177	-\$48	\$129	\$63	\$192			\$0	\$192
2	\$260	-\$25	-\$63	\$173	-\$47	\$126	\$63	\$189			\$0	\$189
3	\$256	-\$25	-\$63	\$168	-\$45	\$123	\$63	\$185			\$0	\$185
4	\$251	-\$25	-\$63	\$164	-\$44	\$119	\$63	\$182			\$0	\$182
5	\$247	-\$25	-\$63	\$159	-\$43	\$116	\$63	\$179			\$0	\$179
6	\$242	-\$25	-\$63	\$155	-\$42	\$113	\$63	\$175			\$0	\$175
7	\$238	-\$25	-\$63	\$150	-\$41	\$110	\$63	\$172			\$0	\$172
8	\$233	-\$25	-\$63	\$146	-\$39	\$106	\$63	\$169			\$0	\$169
9	\$229	-\$25	-\$63	\$141	-\$38	\$103	\$63	\$165			\$0	\$165
10	\$224	-\$25	-\$63	\$136	-\$37	\$100	\$63	\$162			\$0	\$162
11	\$219	-\$25	-\$63	\$132	-\$36	\$96	\$63	\$159			\$0	\$159
12	\$215	-\$25	-\$63	\$127	-\$34	\$93	\$63	\$155			\$0	\$155
13	\$210	-\$25	-\$63	\$122	-\$33	\$89	\$63	\$152			\$0	\$152
14	\$205	-\$25	-\$63	\$118	-\$32	\$86	\$63	\$148			\$0	\$148

## Anexo F.3: Cotización de 6[MW] y 12[MWh]

Año	Delta Costos Energía	Delta O&M	Delta Dep	EBITDA	Impuesto (27%)	EBIT	Delta Dep	F.O.	Delta Inversión AF	Delta OOCC	F.C.	F.C.N.
0								\$0	-\$2.263	-\$283	-\$2.546	-\$2.546
1	\$436	-\$45	-\$113	\$277	-\$75	\$202	\$113	\$315			\$0	\$315
2	\$429	-\$45	-\$113	\$270	-\$73	\$197	\$113	\$310			\$0	\$310
3	\$422	-\$45	-\$113	\$263	-\$71	\$192	\$113	\$305			\$0	\$305
4	\$415	-\$45	-\$113	\$256	-\$69	\$187	\$113	\$300			\$0	\$300
5	\$408	-\$45	-\$113	\$249	-\$67	\$182	\$113	\$295			\$0	\$295
6	\$401	-\$45	-\$113	\$242	-\$65	\$177	\$113	\$290			\$0	\$290
7	\$393	-\$45	-\$113	\$235	-\$63	\$171	\$113	\$285			\$0	\$285
8	\$386	-\$45	-\$113	\$227	-\$61	\$166	\$113	\$279			\$0	\$279
9	\$379	-\$45	-\$113	\$220	-\$59	\$161	\$113	\$274			\$0	\$274
10	\$371	-\$45	-\$113	\$213	-\$57	\$155	\$113	\$268			\$0	\$268
11	\$364	-\$45	-\$113	\$205	-\$55	\$150	\$113	\$263			\$0	\$263
12	\$356	-\$45	-\$113	\$198	-\$53	\$144	\$113	\$257			\$0	\$257
13	\$348	-\$45	-\$113	\$190	-\$51	\$139	\$113	\$252			\$0	\$252
14	\$340	-\$45	-\$113	\$182	-\$49	\$133	\$113	\$246			\$0	\$246

## Anexo F.4: Cotización de 4[MW] y 7[MWh]

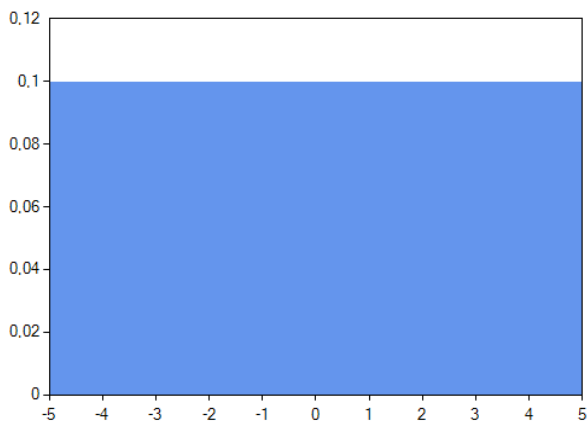
Año	Delta Costos Energía	Delta O&M	Delta Dep	EBITDA	Impuesto (27%)	EBIT	Delta Dep	F.O.	Delta Inversión AF	Delta OOCC	F.C.	F.C.N.
0								\$0	-\$1.392	-\$174	-\$1.566	-\$1.566
1	\$279	-\$28	-\$70	\$181	-\$49	\$132	\$70	\$202			\$0	\$202
2	\$274	-\$28	-\$70	\$177	-\$48	\$129	\$70	\$199			\$0	\$199
3	\$269	-\$28	-\$70	\$172	-\$46	\$125	\$70	\$195			\$0	\$195
4	\$264	-\$28	-\$70	\$167	-\$45	\$122	\$70	\$191			\$0	\$191
5	\$259	-\$28	-\$70	\$162	-\$44	\$118	\$70	\$188			\$0	\$188
6	\$255	-\$28	-\$70	\$157	-\$42	\$115	\$70	\$184			\$0	\$184
7	\$250	-\$28	-\$70	\$152	-\$41	\$111	\$70	\$181			\$0	\$181
8	\$245	-\$28	-\$70	\$148	-\$40	\$108	\$70	\$177			\$0	\$177
9	\$240	-\$28	-\$70	\$142	-\$38	\$104	\$70	\$173			\$0	\$173
10	\$234	-\$28	-\$70	\$137	-\$37	\$100	\$70	\$169			\$0	\$169
11	\$229	-\$28	-\$70	\$131	-\$35	\$96	\$70	\$166			\$0	\$166
12	\$223	-\$28	-\$70	\$126	-\$34	\$92	\$70	\$162			\$0	\$162
13	\$218	-\$28	-\$70	\$121	-\$33	\$88	\$70	\$158			\$0	\$158
14	\$213	-\$28	-\$70	\$115	-\$31	\$84	\$70	\$154			\$0	\$154

Anexo G: Fotomontaje de localización de B.E.S.S.

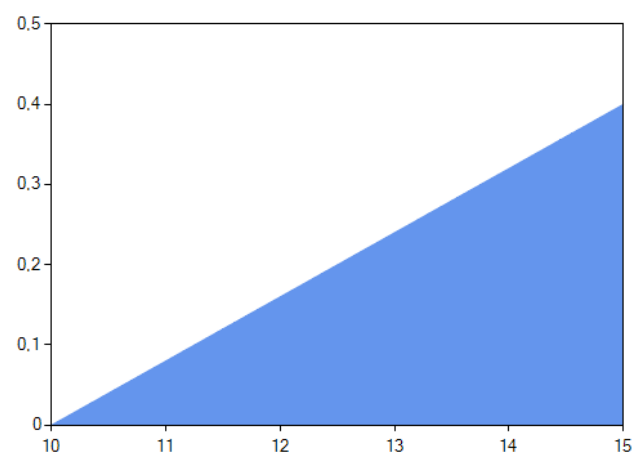


Anexo H: Distribuciones de probabilidad de parámetros a sensibilizar

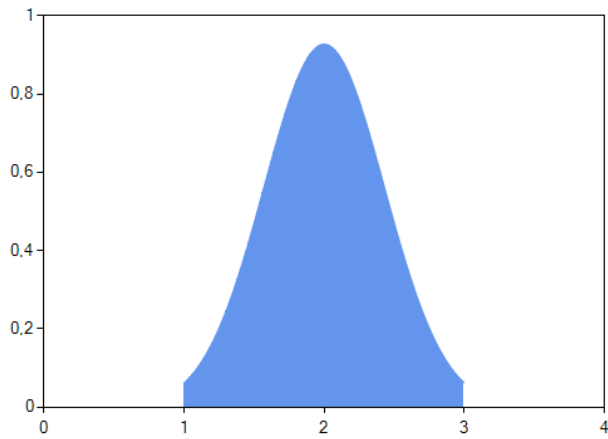
Anexo H.1: Precio B.E.S.S. [% de variación]



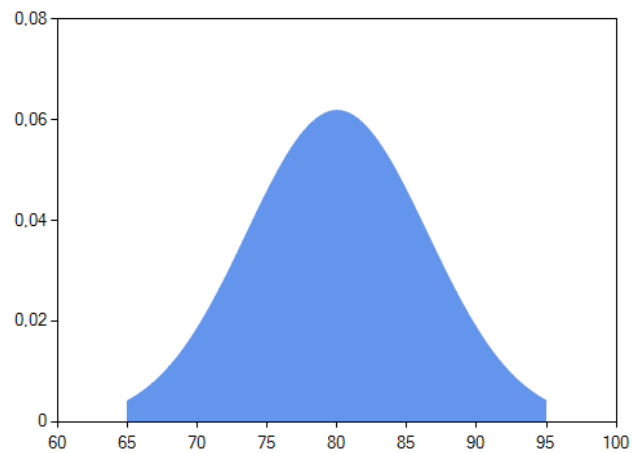
Anexo H.2: OOC [% de Precio B.E.S.S.]



### Anexo H.3: O&M [% de Precio B.E.S.S.]



### Anexo H.4: Degradación [% de capacidad inicial al año 10]



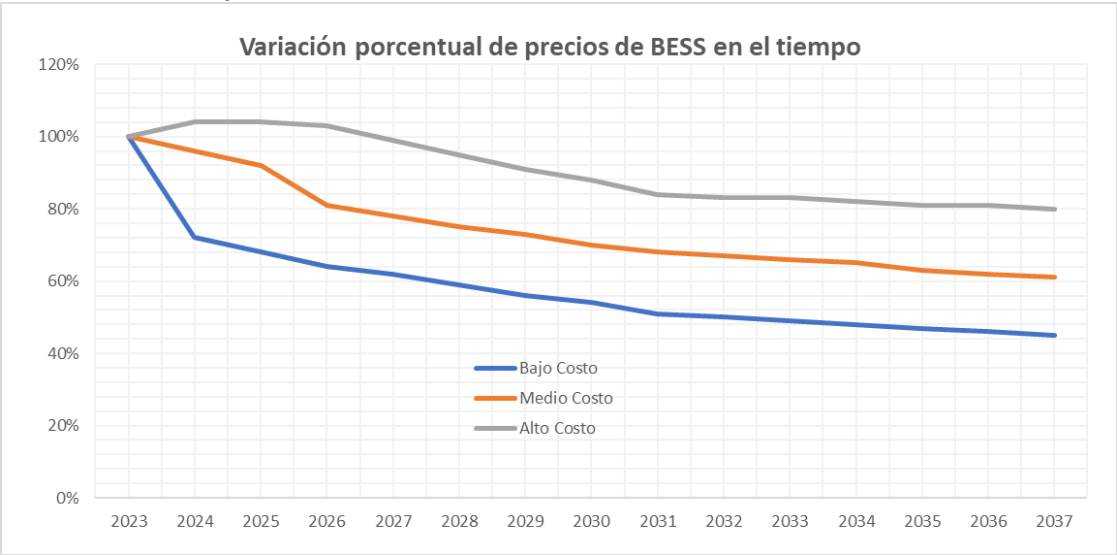
### Anexo I: Jerarquización de las cotizaciones

Al haber obtenido datos de 14 cotizaciones, se procede a jerarquizarlas mediante el criterio de selección C.U.E.E.. Con la expresión del criterio y la función “d(Pot)” se puede calcular el Costo Unitario Energético Efectivo para cada oferta con tal de determinar cuáles baterías son las que sacarán mayor provecho del uso real de la energía.

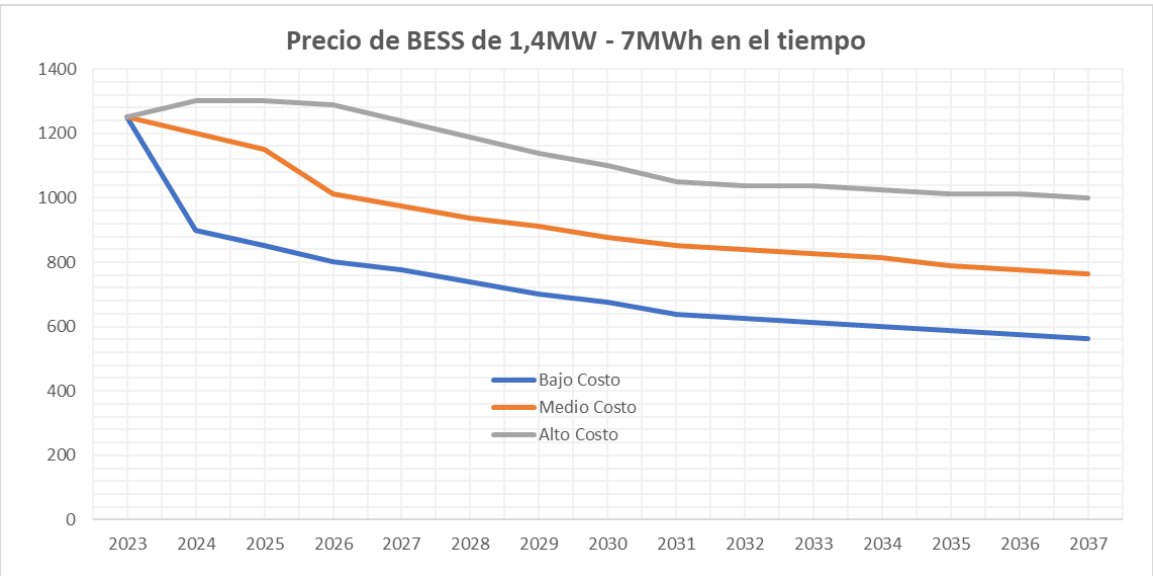
Cotización	Precio [USD]	Potencia [MW]	Capacidad [MWh]	C.U.E.E. [USD/kWh]
1	1.591.457	3	6	265,2
2	8.432.503	9	45	635,6
3	1.557.764,0	1,7	7	222,5
4	1.737.360	3	6	289,6
5	2.263.137	6	12	188,6
6	5.639.057	6	30	425,0
7	3.412.534	9	18	257,2
8	8.680.471	9	45	654,3

9	1.392.062	4	7	198,9
10	2.687.264	6	12	223,9
11	6.253.160	6	30	471,3
12	4.030.896	9	18	303,8
13	9.542.003	9	45	719,2
14	1.250.632	1,4	7	178,7

**Anexo J: Proyecciones de costo para B.E.S.S.**








Según la variación porcentual anual que establecen los escenarios, el precio del B.E.S.S. de 1,4[MW] y 7[MWh] seleccionado posee el siguiente comportamiento temporal:



## Anexo K: Selección de tecnología de B.E.S.S.

El B.E.S.S. seleccionado ha sido aquel que posee tecnología Litio-Ión, debido a que es superior en varios aspectos. El texto “Handbook on Battery Energy Storage System” lo posiciona por encima de las demás alternativas mediante la siguiente tabla.

	Energy density (kW/kg)	Round Trip Efficiency (%)	Life Span (years)	Eco-friendliness
<b>Li-ion</b> 	<b>1st</b> 150–250	<b>1st</b> 95	<b>1st</b> 10–15	<b>1st</b> Yes
<b>NaS</b> 	<b>2nd</b> 125–150	<b>2nd</b> 75–85	<b>2nd</b> 10–15	<b>2nd</b> No
<b>Flow</b> 	<b>3rd</b> 60–80	<b>3rd</b> 70–75	<b>4th</b> 5–10	<b>4th</b> No
<b>Ni-Cd</b> 	<b>4th</b> 40–60	<b>4th</b> 60–80	<b>3rd</b> 10–15	<b>3rd</b> No
<b>Lead Acid</b> 	<b>5th</b> 30–50	<b>5th</b> 60–70	<b>5th</b> 3–6	<b>5th</b> No

## Anexo L: Pruebas de normalidad de KPI

Shapiro-Wilk Test	
W-stat	0,99
p-value	0,30
alpha	0,05
normal	yes

d'Agostino-Pearson	
DA-stat	0,64
p-value	0,72
alpha	0,05
normal	yes