



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

**OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO EN UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL
SUMINISTRO DE CLIENTE LIBRE "BEHIND THE METER" (BTM)**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

LUCAS LLONA RODRÍGUEZ

PROFESOR GUÍA:
César Vásquez Hormazábal.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Rodrigo Palma Behnke.
Pedro Larraín Correa.

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: LUCAS LLONA RODRÍGUEZ
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: CÉSAR VÁSQUEZ HORMAZÁBAL.

OPTIMIZACIÓN DEL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO EN UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA EL SUMINISTRO DE CLIENTE LIBRE "BEHIND THE METER" (BTM)

El presente trabajo tiene como objetivo principal el dimensionamiento óptimo de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS) para una planta fotovoltaica, junto con la evaluación de su factibilidad económica en el contexto del mercado eléctrico chileno, para el suministro de una planta desaladora. La metodología incluye la recolección de datos y antecedentes técnico-económicos, el desarrollo de un modelo matemático para optimizar el tamaño del sistema y su operación, y una evaluación económica utilizando indicadores como VAN y TIR. Los resultados indican que el tamaño óptimo del BESS es de 21.83 MW con una autonomía de 10 horas. Se identifica la emisión de deuda como un factor crucial para mejorar la viabilidad financiera. La sensibilización del CAPEX indica que la TIR fluctúa entre el 10 % y el 18 %. El estudio concluye que la estructura de suministro BTM y la integración de un BESS junto a la planta fotovoltaica es técnicamente viable y potencialmente rentable, ofertando valores de energía competitivos y convenientes tanto del punto de vista del generador como del cliente.

*Memoria dedicada a mis seres queridos,
a mis padres.*

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Contexto y motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcances	3
2. Marco conceptual	5
2.1. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)	5
2.1.1. Parámetros	6
2.1.2. Sistemas BTM	7
2.1.3. Sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) de ion-litio	7
2.1.4. Sistema de almacenamiento LDES en base a CO_2	8
2.2. Indicadores económicos	8
2.3. Dimensionamiento óptimo de ESS	9
2.3.1. Herramientas	9
2.3.2. Modelos de dimensionamiento óptimo	10
2.4. ESS en el mercado eléctrico chileno	10
3. Metodología y modelamiento	13
3.1. Metodología propuesta	13
3.1.1. Etapa 1	14
3.1.2. Etapa 2	14
3.1.3. Etapa 3	15
3.2. Planteamiento matemático	15
3.2.1. Definición de variables	15
3.2.2. Función objetivo	16
3.2.3. Restricciones	16
3.2.4. Validación del modelo	21
4. Caso de estudio	22
4.1. Antecedentes y datos	22
4.1.1. Costos marginales	22
4.1.2. Potencia de suficiencia	23
4.1.3. Parque solar fotovoltaico	24
4.1.4. Planta desaladora	25
4.1.5. Parámetros	27
4.1.5.1. CAPEX	27

4.1.5.2.	Parámetros técnicos	29
4.1.5.3.	Parámetros económicos	30
4.1.6.	Implementación	31
4.2.	Resultados	31
4.2.1.	Caso Base	31
4.2.2.	Emisión de deuda y <i>break – even point</i>	34
4.2.3.	Análisis de sensibilidad	35
4.2.4.	BESS y almacenamiento de larga duración	35
4.3.	Discusión: contraste de resultados y mercado eléctrico actual	36
4.3.1.	Costos sistémicos	36
4.3.2.	Bases comerciales PPA	37
5.	Conclusiones	38
	Bibliografía	39
	Anexos	41
Anexo A:	flujo de caja, caso base	41
Anexo B:	flujo de caja con emisión de deuda	41
Anexo C:	flujos de caja, evaluación a 30 años	42

Índice de Tablas

2.1.	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial para centrales con capacidad de almacenamiento o sistemas de almacenamiento, según el decreto 70.	11
3.1.	<i>Inputs</i> de la validación del modelo.	21
3.2.	Caso simplificado: validación del modelo.	21
4.1.	Demanda desaladora.	26
4.2.	CAPEX BESS 51 [MW] - julio 2021. Fuente: Hitachi.	28
4.3.	Datos de entrada de CAPEX para el dimensionamiento de la potencia del BESS en [kUSD/MW].	29
4.4.	Parámetros técnicos.	30
4.5.	Parámetros económicos.	31
4.6.	Resultados de dimensionamiento - caso base.	32
4.7.	Resultados caso base.	34
4.8.	Resultados con emisión de deuda	34
4.9.	Resultados BESS contra almacenamiento de larga duración.	35
4.10.	Características barra Quinquimo 110 kV.	36
4.11.	Costos de retiro por uso del sistema de transmisión en la barra Quinquimo 110 kV y costos sistémicos, año 2023.	36
4.12.	Comparación de una PPA BTM con una PPA tradicional.	37

Índice de Ilustraciones

1.1.	Evolución de costos sistémicos del SEN[7].	2
2.1.	Clasificación de los principales ESS[12].	5
2.2.	Funcionamiento de la batería de ion-litio. Fuente: www.jungheinrich-profishop.es	7
2.3.	Principio de funcionamiento de la tecnología en proceso de descarga. Fuente: www.energydome.com	8
3.1.	Diagrama resumen de la metodología. Fuente: elaboración propia.	13
3.2.	Diagrama resumen del modelo de optimización. Fuente: elaboración propia.	20
3.3.	Flujos de energía de la operación. Fuente: elaboración propia.	21
4.1.	Promedio del perfil diario de costos marginales proyectados en la barra Quinquimo 110kV, considerando 3 escenarios de hidrología. Fuente: elaboración propia en base a un consultor.	22
4.2.	Evolución del promedio de los costos marginales proyectados en la barra Quinquimo 110kV, escenario hidrología seca. Fuente: elaboración propia en base a un consultor.	23
4.3.	Proyecto de energía solar FV. Fuente: elaboración propia.	24
4.4.	Perfil de generación (promedio de un año) de la planta fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.	25
4.5.	Diagrama unilineal. Fuente: elaboración propia.	26
4.6.	Perfil de demanda de la planta desalinizadora. Fuente: elaboración propia.	27
4.7.	Perfil de demanda de la planta desalinizadora. Fuente: elaboración propia.	27
4.8.	Tendencia precio del litio. Fuente: es.tradingeconomics.com	28
4.9.	Extrapolación de valores de CAPEX para diferentes autonomías. Fuente: elaboración propia.	28
4.10.	Extrapolación de valores de CAPEX para diferentes autonomías. Fuente: elaboración propia.	29
4.11.	Degradación del estado de salud (SOH) de un BESS. Fuente: elaboración propia.	30
4.12.	Operación Solar. Fuente: elaboración propia.	32
4.13.	Retiros e inyecciones de potencia del parque al SEN. Fuente: elaboración propia.	33
4.14.	Estructura de suministro de la demanda.	34
4.15.	Análisis de sensibilidad CAPEX BESS.	35

Capítulo 1

Introducción

1.1. Contexto y motivación

La generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), y en particular la energía solar, ha conocido un auge en Chile en la última década. La capacidad instalada de las centrales solares fotovoltaicas (FV) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) era de 293 [MW] a finales de 2013 y, en enero de 2024, alcanzó los 8366 [MW][1]. Además, existen 4598 [MW] proyectos de esta tecnología en construcción y 37.305 [MW] en proyectos con la resolución de calificación ambiental (RCA) aprobada. Esta tendencia debería mantenerse, en línea con los objetivos de la agenda Energía 2050 del ministerio de energía, donde se busca que las energías renovables representen al menos 60 % y 70 % de la generación eléctrica para los años 2035 y 2050 respectivamente. La incorporación de las ERNC es necesaria para el desarrollo sostenible y para combatir el cambio climático, ya que reduce los gases de efecto invernadero y contaminantes locales, permite la producción de energía a costo variable nulo y la diversificación de la matriz energética, entre otros beneficios. No obstante, plantea diversos desafíos tales como la operación de las redes, su control, planificación, políticas de mercado, etc.

En este escenario, la adopción de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS, por sus siglas en inglés) desempeña un papel crucial en las redes eléctricas modernas al ofrecer una serie de aplicaciones y brindar flexibilidad a los sistemas eléctricos de potencia. Entre sus diversas aplicaciones, se encuentra el *peak shaving*, *load leveling*, arbitraje, reservas en giro, control de tensión, servicios auxiliares, Servicios Complementarios (SSCC), soluciones de autoconsumo, descongestión de líneas, arranques en negro, entre otras[2][3][4][5]. El presente trabajo se focaliza en soluciones de autoconsumo, más precisamente en soluciones de almacenamiento de energía detrás del medidor (BTM, por sus siglas en inglés). Las soluciones BTM no solo permiten abordar problemas del sistema eléctrico, sino también gestionar de mejor manera la generación y el consumo en el lugar. Como se ve más adelante, la autosuficiencia energética no solo permite a los usuarios bajar sus costos de operación, sino que también disminuir su riesgo de exposición al mercado spot y a los cargos por retiro del SEN.

En efecto, la operación estable del sistema eléctrico se ve comprometida por el carácter intermitente de la generación con ERNC. Esto último, y entre otras medidas que fomentan la instalación de las ERNC, obligan al sistema a incurrir en costos de operación cada vez más elevados, tal como se aprecia en la figura 1.1. En particular, se ve un aumento en las componentes de SSCC, sobrecostos, y la compensación del precio Estabilizado (opción de precio de inyección a precio nudo de corto plazo para Pequeños Medios de Generación

Distribuida). Las empresas generadoras de energía asumen los costos sistémicos al realizar retiros del SEN. En el caso de contratos con clientes libres, generalmente se traspasan al cliente generando un cargo extra que, a modo de ejemplo, alcanzó un promedio de 14,1 [USD/MWh] en el año 2023[6].

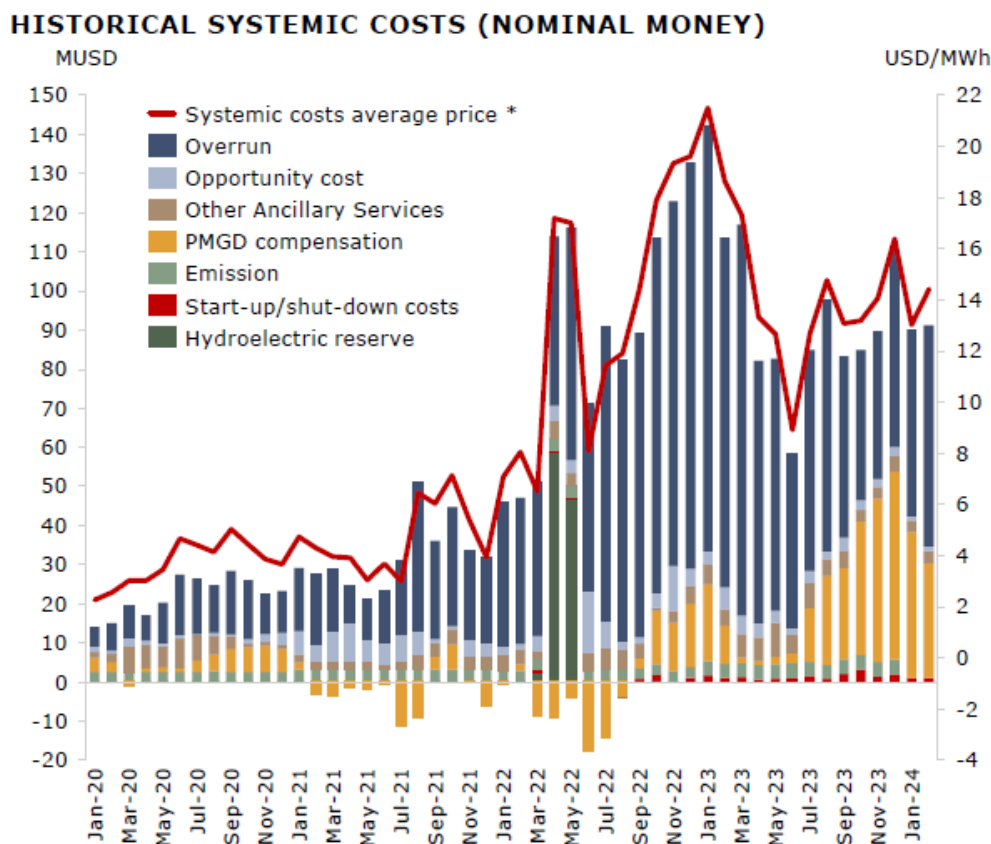


Figura 1.1: Evolución de costos sistémicos del SEN[7].

Sumado a los costos sistémicos anteriormente mencionados, los clientes también deben incurrir en los costos del uso del sistema de transmisión nacional de 2,7 [USD/MWh], el sistema de transmisión zonal que puede variar entre 0,44 y 27,58 [USD/MWh] dependiendo del sub-sistema, y la tensión donde se retira, sumado al cargo por servicio público que puede variar entre 0,82 y 4,16 [USD/MWh] dependiendo del volumen consumido [8]. En suma, el cargo extra asumido por un cliente libre se puede elevar hasta los 48,54 [USD/MWh] en un escenario costoso. Una de las principales motivaciones de este trabajo radica en la oportunidad que surge de elaborar proyectos de autoconsumo con el fin de evitar estos cargos por retiro.

Por otro lado, con la entrada en vigencia de la Ley 20.936, los generadores de energía eléctrica han perdido la "señal de localización", dado que ya no asumen una parte de los costos de transmisión (por inyección) y ahora estos se traspasan al cliente final [9]. Con esto, el atractivo costo de inversión que tienen las energías renovables variables y el gran potencial del territorio chileno, ha generado una concentración de la inversión principalmente en la zona norte. El sistema de transmisión no ha seguido con el mismo ritmo el desarrollo del sector de la generación, congestionándose las líneas y desacoplando los costos marginales. En consecuencia, "los desacoples del sistema eléctrico por congestión pueden afectar los riesgos

asociados a los contratos de suministro de largo plazo y los precios mínimos de las licitaciones para clientes regulados. Si la congestión experimentada hoy en día se mantiene por algunos años, las diferencias esperadas entre los costos marginales de inyección y retiro elevan el riesgo de obtener un contrato de suministro para aquellas empresas que inyecten energía en el norte y tengan que retirar energía en la zona centro-sur, elevando el precio del contrato y/o desmotivando su participación en licitaciones, volviéndolas menos competitivas" [10]. Otra de las principales motivaciones para realizar esta investigación es mitigar el riesgo que asume el generador de ERNC en sus contratos asociado al desacople por congestión de los costos marginales. El presente trabajo se enfoca en otorgar una solución BTM, para contratos de tipo *Power Purchase Agreement* (PPA) con precios invariantes en el tiempo y no diferenciados por bloque horario, tal como se describen en [11].

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El presente trabajo tiene como objetivo principal optimizar el dimensionamiento y las condiciones comerciales de un ESS en una planta fotovoltaica de 116 [MW] para el suministro de una planta desalinizadora (cliente libre) BTM.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Identificar las variables técnicas y comerciales, junto con los antecedentes relevantes a incorporar en el modelo de optimización.
- Desarrollar un modelo de optimización que simule la operación de la planta FV en conjunto con un ESS, maximizando las utilidades del parque. Debe cumplir con los requisitos del cliente libre y encontrar el tamaño óptimo del sistema de almacenamiento.
- Evaluar técnico-económicamente el proyecto de generación de energía eléctrica, desde la perspectiva de suministrador y cliente.
- Proponer un contrato modalidad PPA al cliente libre conforme a sus requisitos, es decir, minimizando su exposición a costos marginales y costos sistémicos por retiro de energía del SEN.

1.3. Alcances

Este trabajo se limita a la integración de un ESS en una planta de generación FV existente (proyecto Leones Solar). Esta planta FV existente tiene el potencial de abastecer una planta desalinizadora que busca un contrato de tipo PPA, con un consumo determinado y definido. Los consumos y la flexibilidad de ellos se detallan en la recopilación de antecedentes. El modelo matemático es extrapolable a cualquier generadora que tenga la necesidad de dimensionar su sistema de almacenamiento BTM, independientemente de la tecnología.

Además, el caso de estudio se encuentra en fases avanzadas, se conocen sus ubicaciones, su tamaño, el monto de inversión (generadora), la demanda (desaladora), junto con otros

atributos, y esto sugiere que el modelo matemático sea de tipo determinista.

Se evalúan 2 tipos de tecnologías de las cuales una es tradicional (BESS Ion-Litio) y otra más reciente con poco desarrollo en el mercado. Queda abierta la posibilidad al lector para evaluar otros sistemas de almacenamiento.

Finalmente, es importante recalcar que este estudio considera un auto despacho del sistema de almacenamiento en la operación. La factibilidad jurídica de esto último es algo ambigua, ya que por un lado al tener un sistema de almacenamiento este pasa a ser un coordinado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), sin embargo, si se utiliza para gestionar el consumo y no se arbitra la energía almacenada, el ESS puede no ser coordinado.

Capítulo 2

Marco conceptual

2.1. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS)

Un sistema de almacenamiento de energía es un conjunto de dispositivos y tecnologías diseñados para capturar energía en forma de electricidad, mecánica, térmica o química en un momento dado y almacenarla para su uso futuro. Los sistemas de almacenamiento de energía pueden utilizar una variedad de tecnologías, como baterías, almacenamiento térmico, almacenamiento de aire comprimido, volantes de inercia, entre otros, tal como se aprecia en la figura 2.1. Se pueden también agregar las diversas tecnologías emergentes, dentro de los cuales se encuentran sistemas de almacenamiento por gravedad o sistemas hidráulicos (embalses). Cada tecnología tiene sus propias características en términos de eficiencia, capacidad de almacenamiento, costos y aplicaciones específicas.

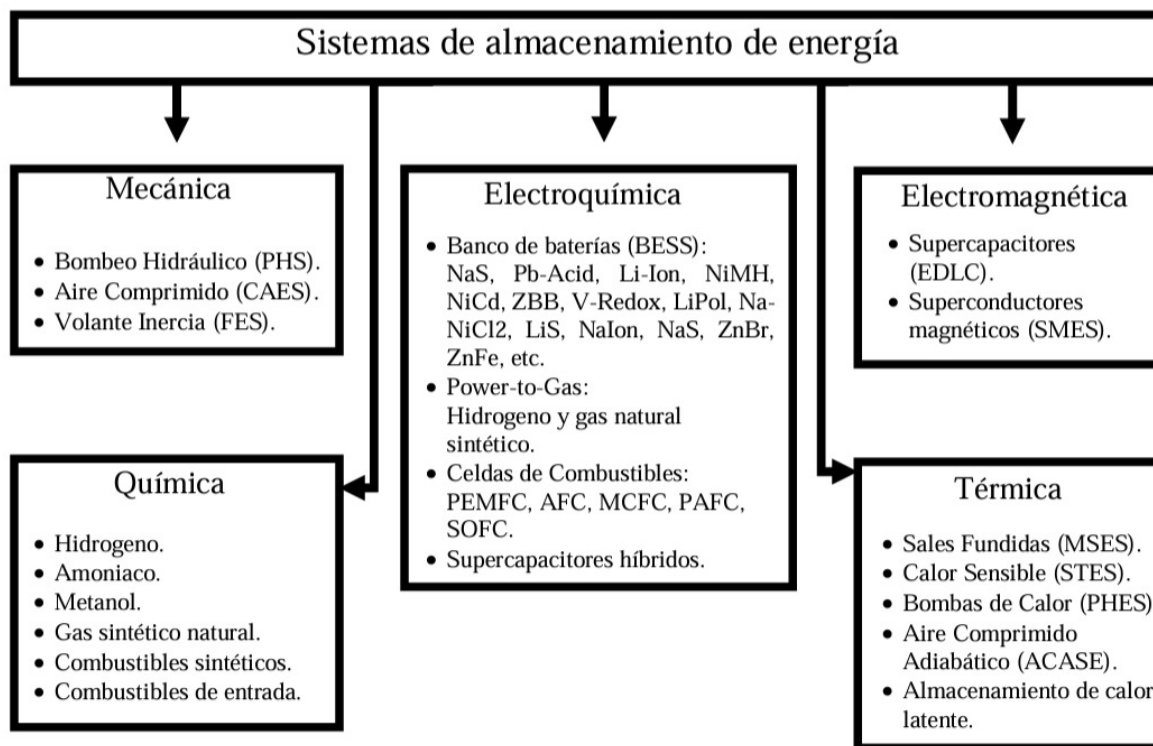


Figura 2.1: Clasificación de los principales ESS[12].

2.1.1. Parámetros

A continuación, se presentan algunos conceptos que son fundamentales para modelar el comportamiento dinámico de un ESS en el tiempo.

La eficiencia del ciclo completo (RTE, por sus siglas en inglés - *Round Trip Efficiency*) representa la eficiencia del ciclo de carga y descarga de un ESS. Se refiere a la proporción de la energía que se puede recuperar durante la descarga en comparación con la energía utilizada para cargar. Se puede calcular según las relaciones de (2.1).

$$RTE_t = \frac{E_{descarga}}{E_{carga}} = \eta_{carga} \cdot \eta_{descarga} \quad (2.1)$$

Donde:

- RTE es la eficiencia del ciclo completo.
- $E_{descarga}$ es la energía liberada durante la descarga.
- E_{carga} es la energía necesaria para almacenar durante la carga.
- η_{carga} es la eficiencia de carga.
- $\eta_{descarga}$ es la eficiencia de descarga.

Dependiendo de la tecnología del ESS, el RTE puede variar durante la vida útil. En el caso de los BESS, y en particular de Li-Ion, la mayoría de los modelos consideran un RTE fijo a lo largo de su vida útil.

El Estado de Carga (*SOC*) del ESS representa la fracción de su capacidad energética total que actualmente está siendo utilizada. Se puede expresar como la relación entre la carga actual y la capacidad nominal, tal como se aprecia en (2.2). Notar que la capacidad nominal podría ser variable según el estado de salud (definido más adelante).

$$SOC_t = \frac{Q_t}{Q_{nom}} \quad (2.2)$$

Donde:

- SOC_t es el estado de carga de la batería (en %) en el instante t .
- Q_t es la carga actual de la batería (en MWh) en el instante t .
- $Q_{nom,t}$ es la capacidad máxima de carga (en MWh) en el instante t de la batería.

El Estado de Salud (*SOH*) indica el estado de la salud de la batería en un momento dado. Se calcula como la relación entre la capacidad actual de la batería y su capacidad nominal original, tal como se aprecia en (2.3).

$$SOH_t = \frac{Q_{nom,t}}{Q_{nom,0}} \quad (2.3)$$

Donde:

- SOH_t es el estado de salud de la batería en el instante t .
- $Q_{nom,t}$ es la capacidad (en MWh) de la batería en el instante t .
- $Q_{nom,0}$ es la capacidad (en MWh) de la batería en el año 0.

Además, es importante mencionar que existe una relación entre la degradación del estado

de la salud (SOH), el número de ciclos de la batería y el SOC mínimo que alcanza la batería en cada ciclo de descarga, llamado también depth of discharge (DOD). Esto se debe considerar a la hora de modelar el comportamiento de la batería en el tiempo de vida útil, tal como se menciona en [11] y en [13].

Finalmente, la degradación del estado de salud (SOH) a lo largo de la vida útil de la BESS es un elemento importante a considerar a la hora de modelar un sistema BESS, dado su impacto en la operación del sistema y por ende en la viabilidad técnico-económica.

2.1.2. Sistemas BTM

Un sistema de almacenamiento detrás del medidor (BTM), es un sistema de almacenamiento de energía que se instala en la ubicación de un consumidor de energía, como un hogar, una empresa o una instalación industrial, y se encuentra conectado en el lado del consumidor del medidor de electricidad. Esto significa que el sistema de almacenamiento se utiliza principalmente para el consumo interno del usuario y no para exportar energía a la red eléctrica.

2.1.3. Sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) de ion-litio

Las baterías de ion-litio se componen de un ánodo (electrodo negativo) del cual salen los electrones y un cátodo (electrodo positivo) que los recibe. Además, se tiene un separador que evita el contacto directo entre ánodo y cátodo. Al conectarse entre si, los iones de litio se desplazan desde el ánodo hasta el cátodo a través de un electrolito, fluyendo así la corriente (ver figura 2.2). Al cargarse la batería (proceso inverso), los iones de litio vuelven al ánodo.

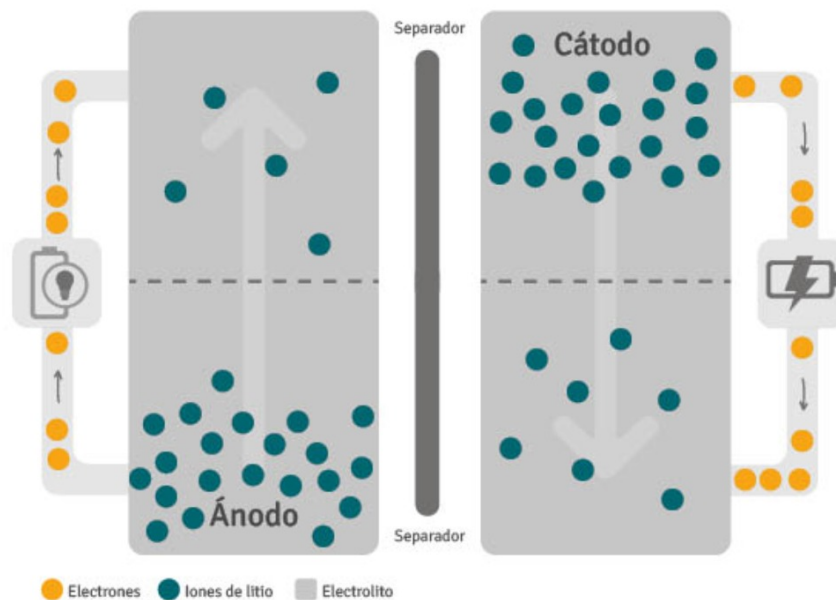


Figura 2.2: Funcionamiento de la batería de ion-litio. Fuente: www.jungheinrich-profishop.es.

2.1.4. Sistema de almacenamiento LDES en base a CO_2

La tecnología de LDES (*Long Duration Energy Storage*) utiliza un ciclo termodinámico cerrado, cargando mediante la extracción de CO_2 en estado gaseoso de un "Domo" almacenándolo a presión en estado líquido. Luego para descargar la energía, el CO_2 almacenado se expande hacia el Domo pasando por una turbina que permite generar energía eléctrica (ver figura 2.3).

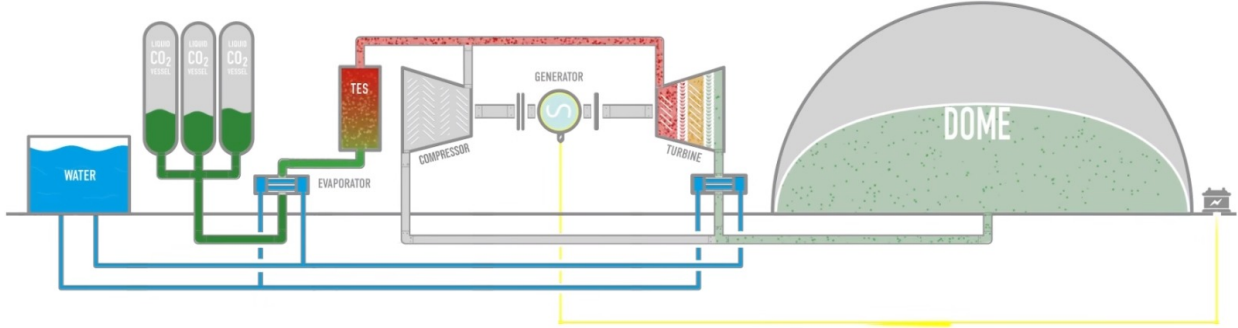


Figura 2.3: Principio de funcionamiento de la tecnología en proceso de descarga. Fuente: www.energydome.com.

2.2. Indicadores económicos

El Valor Actual Neto (VAN) es una métrica financiera esencial para evaluar la rentabilidad de un proyecto a lo largo del tiempo. Se calcula mediante la suma de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de descuento, y la resta del gasto de capital inicial (CAPEX), tal como se aprecia en (2.4). Se utiliza esta métrica como función objetivo en el modelo de optimización.

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - CAPEX_0 \quad (2.4)$$

Donde:

- T es la vida útil del proyecto.
- CF_t es el flujo de efectivo neto en el período t .
- r es la tasa de descuento.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es otra métrica crucial y se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, tal como se aprecia en (2.5).

$$0 = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} - CAPEX_0 \quad (2.5)$$

Por otro lado, el Costo Nivelado de Electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) proporciona una medida del costo promedio por unidad de electricidad generada durante la vida útil del proyecto. Se calcula según (2.7).

$$LCOE = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (2.6)$$

Donde:

- E_t es la producción de electricidad en el período t .
- $OPEX$ son los costos operativos y de mantenimiento.

Finalmente, el Costo Nivelado del Almacenamiento (LCOS, por sus siglas en inglés) es una métrica importante para evaluar la viabilidad económica de proyectos que integran sistemas de almacenamiento de energía. Esto, debido a que permite comparar diferentes tecnologías de almacenamiento y determinar cuál ofrece el mejor valor en términos de costos de inversión y operativos en relación con la cantidad de energía almacenada y liberada. Un valor de LCOS más bajo indica un almacenamiento de energía más económico.

$$LCOS = \frac{CAPEX_0 + \sum_{t=1}^T \frac{OPEX + (P_c \cdot carga_{ESS})_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T Descarga_{ESS}} \quad (2.7)$$

Donde:

- LCOS es el Costo Nivelado del Almacenamiento.
- $Descarga_{ESS}$ es la energía útil al descargar el sistema de almacenamiento.
- $Carga_{ESS}$ es la energía utilizada para cargar el sistema de almacenamiento.
- OPEX son los costos operativos y de mantenimiento sin considerar el costo de la energía de carga.
- P_c es el precio de la energía utilizada para cargar el sistema de almacenamiento. A modo de ejemplo, puede corresponder al valor del costo marginal del sistema, el LCOE de la central generadora, entre otras fuentes de carga del ESS.

2.3. Dimensionamiento óptimo de ESS

2.3.1. Herramientas

Durante la implementación de sistemas de almacenamiento de energía, una de las cuestiones más cruciales es determinar de forma óptima el tamaño del sistema de almacenamiento. Para esto, lo más utilizado en la literatura son los métodos probabilísticos, los métodos analíticos (o determinísticos) y los métodos basados en búsqueda directa[14]. En este trabajo se utiliza el método de búsqueda directa con *solvers*, que corresponde a un refinamiento de los métodos analíticos, que permite reducir la necesidad de realizar varias simulaciones en el espacio de soluciones y encontrar de manera directa el óptimo global en el espacio de búsqueda. A modo general, en el método de búsqueda directa, se pueden emplear técnicas heurísticas y técnicas de optimización matemática. Dentro de la optimización matemática se pueden utilizar métodos numéricos (Newton-Raphson, Euler, etc.) o *solvers*. Estos últimos aplican diversos algoritmos para encontrar la solución óptima y ofrecen interfaces de programación que permiten a los usuarios definir el problema de optimización especificando la función objetivo, las restricciones y otros parámetros relevantes. Pueden ser problemas de optimización lineales, no lineales, convexos, etc. Algunos ejemplos de *solvers* ampliamente utilizados incluyen CPLEX, Gurobi, SCIP, MATLAB Optimization Toolbox, SciPy, entre otros.

2.3.2. Modelos de dimensionamiento óptimo

En la literatura existen varios modelos matemáticos de optimización del dimensionamiento de sistemas de almacenamiento. En el contexto de proyectos de ERNC, se puede encontrar el dimensionamiento de ESS principalmente para acompañar plantas fotovoltaicas (FV) y parques eólicos (PE), a gran y pequeña escala (Generación Distribuida o para autoconsumo), debido a su carácter de generación intermitente. Dependiendo del caso y generalmente dependiendo de la dimensión del generador, se puede considerar o no que es tomador de precios[15][16][17][18][19][20]. Además, la mayoría de los generadores de ERNC que consideran algún ESS, suelen almacenar la energía producida en horarios de excedentes y ser inyectada más tarde a la red en momentos de mayor escasez, teniendo la posibilidad de desfasar en el tiempo la generación de la energía respecto a su inyección al sistema eléctrico, tal como se considera en [21]. Otra forma de utilizar los ESS en plantas híbridas es hacer arbitraje de energía con la red, tal como se hace en [12]. No obstante, escasos casos consideran retiros de la red para autoconsumo BTM con el fin de complementar el suministro de la demanda con generación renovable. Esto es, en realidad, más recurrente a pequeña escala o a nivel residencial [22][23].

2.4. ESS en el mercado eléctrico chileno

En primer lugar, la Ley 20.936 define a los ESS como equipos tecnológicos, diferentes a las instalaciones de generación, capaces de contribuir con la seguridad, suficiencia y/o eficiencia económica en los sistemas de potencia.

Las especificaciones requeridas por la ley entran en efecto con la implementación del Reglamento de Coordinación y Operación (DS 125/2019). Este reglamento, entre otros aspectos, diferencia a los ESS y las centrales de energía renovable con capacidad de almacenamiento. Estas últimas se definen como instalaciones de energía renovable variable que incorporan sistemas de almacenamiento en configuraciones detrás del medidor (BTM). Además, el reglamento establece que los ESS pueden integrarse para el arbitraje de precios de energía, para la prestación de servicios complementarios (SSCC), o como parte de la infraestructura de transmisión. También se amplía el concepto de costo de oportunidad de la energía almacenada, antes limitado al agua en los embalses, y se regularon las excepciones de cargos aplicables a los retiros para almacenamiento. Además, la disposición del DS 125 otorga al propietario de un ESS destinado al arbitraje de precios, la posibilidad de solicitar al Coordinador la operación centralizada del mismo. Sin embargo, también le confiere la facultad de determinar los retiros de energía del sistema.

Luego, el 21 de noviembre del 2022 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y electromovilidad. Esta ley impulsa la adopción de tecnologías de almacenamiento en el mercado eléctrico con el objetivo de maximizar la integración de ERNC. Permite que los ESS *stand alone*, participen en el balance de inyecciones y retiros de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Estos sistemas serán remunerados por la energía inyectada al SEN o por su disponibilidad para inyectar energía en momentos de alta demanda, tanto en el mercado mayorista (nivel de generación conectado a la transmisión) como en el mercado minorista (nivel de generación no conectado a la transmisión). Además, la ley introduce la categoría de “coordinado” para los sistemas de almacenamiento, lo que facilita su integración en el sistema eléctrico.

También y respecto a los sistemas BTM, se permite la conexión de infraestructuras que

combinan generación y consumo, como aquellas destinadas a la producción de hidrógeno o la desalinización del agua, con capacidad de generación propia mediante fuentes renovables. Estas instalaciones pueden retirar energía del SEN o inyectar sus excedentes al mismo, y solo pagarán los cargos asociados a sus retiros de energía y potencia, no por la energía y potencia autoabastecida.

Por otro lado, la instalación de ESS en Chile aún es un negocio 100% privado a pesar de las necesidades del SEN e iniciativas del gobierno para licitar sistemas de almacenamiento. Una iniciativa para impulsar el almacenamiento de energía en la zona norte dada la necesidad actual, es la propuesta de un Plan Nacional Para Impulsar Proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía en terreno Fiscal por parte del ministerio de Energía y de Bienes Nacionales del 6 de diciembre de 2023, mediante el cual se adjudicaron 6 proyectos en el Norte del país, sumando hasta 11,6 [GWh] de capacidad de almacenamiento.

Además, el reglamento de Potencia de Suficiencia (DS 62 - transferencia de potencia), tomando en consideración las modificaciones introducidas a este por el decreto 70, reconoce a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento y sistemas de almacenamiento en las transferencias de potencia en el SEN. Para centrales renovables con capacidad de almacenamiento, el reconocimiento de la potencia de suficiencia esta dado por la suma de los reconocimientos de la central renovable y del sistema de almacenamiento. En estos casos, la potencia máxima reconocida para el sistema de almacenamiento no puede exceder la potencia máxima del generador. Importante destacar que en el caso de instalaciones de generación consumo y auto-productores, el calculo de la potencia de suficiencia debe considerar el excedente de potencia que es capaz de inyectar al sistema, para ser representados como una central de potencia igual a dicho excedente, incorporándose de manera equivalente al resto de las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de potencia.

Específicamente, la potencia inicial de un sistema de almacenamiento, según el artículo primero transitorio del DS70 (que rige desde el 1 de Julio de 2024 y por 10 años), corresponde a la multiplicación entre la potencia máxima y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial (función de la autonomía, ver tabla 2.1).

Tabla 2.1: Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial para centrales con capacidad de almacenamiento o sistemas de almacenamiento, según el decreto 70.

Capacidad de almacenamiento (horas)	Reconocimiento de Potencia Inicial
<1	0 %
1	36 %
2	65 %
3	85 %
4	98 %
≥ 5	100 %

Al término de la vigencia del artículo transitorio, la potencia inicial de un sistema de almacenamiento se calcula a partir de la resta de la demanda de punta del sistema y la demanda punta de almacenamiento. La demanda punta del sistema corresponde al promedio de los 52 valores horarios más altos de la curva de carga en un año. La demanda punta de almacenamiento corresponde al promedio de las 52 demandas correspondientes a los horarios de la demanda punta, considerando el sistema de almacenamiento.

Finalmente, luego de una larga carrera hacia la publicación del DS 70, se otorga mayor certeza a inversionistas para el desarrollo de proyectos con ESS, dado que se puede conocer la remuneración estática del ESS. No obstante, aún se requiere una modificación del DS 125 que permita dilucidar de qué manera se reconocerá el costo variable o costo de la energía de almacenamiento durante la operación.

Capítulo 3

Metodología y modelamiento

3.1. Metodología propuesta

La metodología propuesta se divide en 3 etapas principales. El resumen de la metodología se puede apreciar en forma de diagrama en la figura 3.1.

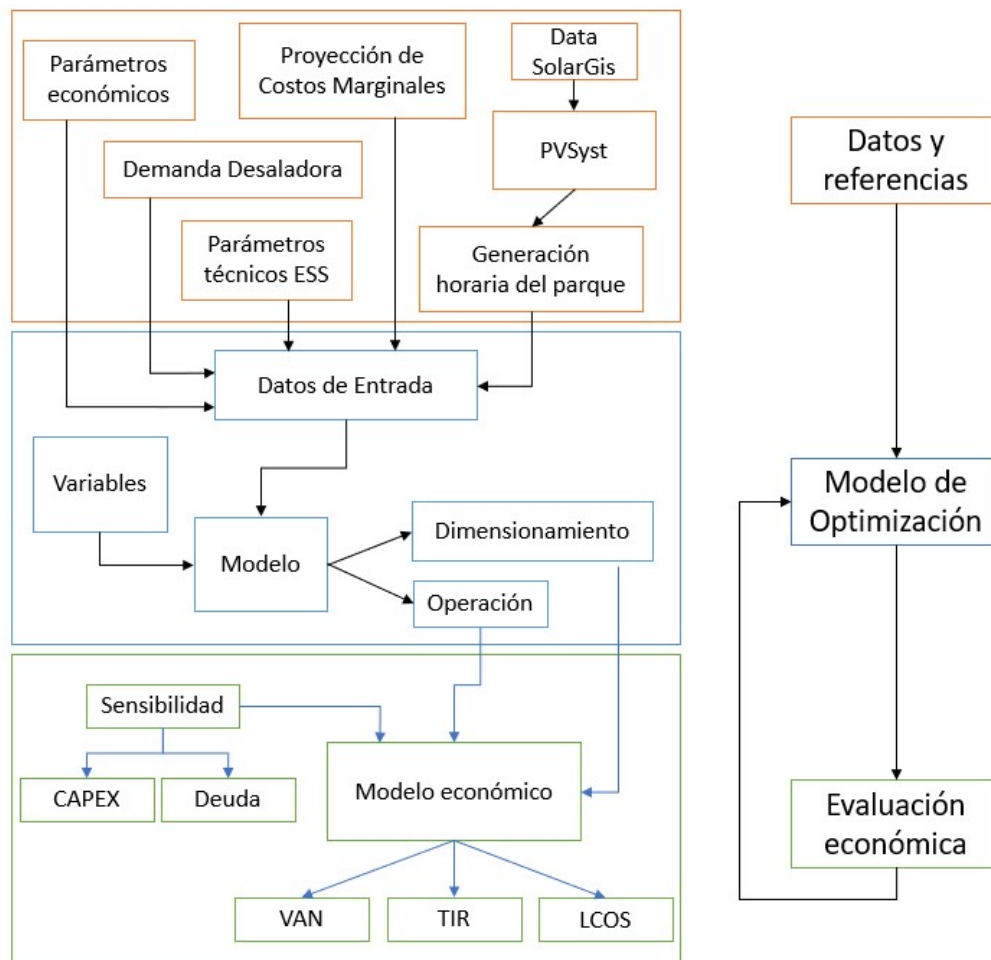


Figura 3.1: Diagrama resumen de la metodología. Fuente: elaboración propia.

3.1.1. Etapa 1

La primera etapa consiste en recaudar los antecedentes del caso de estudio junto con los datos de entrada del modelo, es decir, los insumos.

En primer lugar, se busca conocer con exactitud la ubicación de la planta solar. Esto último permite obtener, por medio de fuentes de datos, la radiación que recibe el generador solar. En Chile, existe una plataforma pública del ministerio de energía (explorador solar) que entrega datos de radiación. Generalmente, se busca una fuente de datos precisa y que sea compatible con el *software* que se utiliza posteriormente para estimar la producción de la planta. Sin ir más lejos, algunos *softwares* incluyen sus propias bases de datos. Una vez obtenidos los datos de radiación, se estima la producción y la energía disponible considerando pérdidas tanto en la parte de corriente continua de la planta (DC) como en la parte de corriente alterna (AC). Se optimiza la disposición de la planta (layout) maximizando la producción en el espacio que se tiene. Entre algunas variables a tomar en cuenta están el *pitch* (distancia entre trackers), el módulo, la inclinación, la relación de potencia instalada DC/AC, entre otras. De manera general, las variables eléctricas como corrientes de corto circuito, voltajes de operación, entre otras, son seleccionadas automáticamente por el programa.

Luego, se busca una proyección de costos marginales coherente con las condiciones actuales del mercado eléctrico chileno. La Comisión Nacional de Energía (CNE) proyecta costos marginales del SEN para los cálculos del precio nudo y esto es información pública. En el caso de este trabajo, se utilizan proyecciones de un consultor externo.

Por otra parte, se busca el perfil de consumo del cliente. Para esto, se establecen intercambios frecuentes con el cliente, solicitando sus requerimientos. Dado que es una desaladora, se solicita la información de necesidad en transporte y en producción de agua en m^3 diarios. Sumado a esto, se debe conocer la potencia mínima y máxima de funcionamiento, la variación estacional de las necesidades y el grado de flexibilidad horaria de producción (tamaño del almacenamiento de agua). Finalmente con estos datos se optimiza con programación lineal en *Python* el perfil de consumo diario de la desaladora para ser utilizado en el modelo de optimización de dimensionamiento.

Por último, los parámetros técnico-económicos se obtienen a partir de intercambios con proveedores, referencias bibliográficas e información pública de la industria [24].

Es esencial que todos los datos de entrada del modelo deben proyectarse y/o extenderse a la cantidad de instantes de simulación. A modo de ejemplo, en el caso de la generación de energía se extiende la generación en la vida útil del proyecto considerando una degradación de los módulos FV.

3.1.2. Etapa 2

Luego, la segunda etapa de la metodología consiste en modelar la operación de los sistemas que están detrás del medidor: parque solar, ESS y cliente. Se comienza por elegir el lenguaje de trabajo y el *solver*. A continuación y con el objetivo de desarrollar el modelo, se busca un entendimiento conceptual desde el punto de vista eléctrico, es decir, cómo deben ser los flujos de potencia. Para esto, se realizan diagramas conceptuales tales como el mostrado en la figura 3.3 y posteriormente en el diagrama unilineal (figura 4.5). Con esto se describen las restricciones de flujos de potencia. Se identifican las variables de flujos de potencia claves para la evaluación económica, tales como las inyecciones de energía a la red, los retiros de potencia desde la red, el suministro de la demanda y evidentemente el tamaño del sistema de almacenamiento.

El desarrollo del modelo incluye un proceso iterativo que aquí no se explicita, en el cual se exportan (al modelo económico en Excel, ver etapa 3) los resultados de todas las variables modeladas para la validación manual del funcionamiento buscado. En caso de no funcionar correctamente, se agregan, eliminan o cambian ciertas restricciones. A modo de ejemplo, como se ve a continuación, se agrega una restricción al SOC para que tenga su mínimo valor a cierta hora de la madrugada, lo cual es crucial para dar incentivos al modelo y así obtener un ciclo de carga y descarga claro en horario solar y no solar respectivamente.

Para terminar, se valida el modelo a través de una comparación de la función objetivo. Para esto, se utilizan datos de entrada simplificados. Se compara, por un lado, el resultado del modelo en *python*, y por otro lado, el resultado obtenido con funciones de *Excel*.

3.1.3. Etapa 3

En la etapa 3, se utiliza principalmente la herramienta *Excel*, y se evalúa el proyecto calculando los distintos indicadores económicos (VAN, TIR, LCOS, entre otros).

Primero, se recupera el *output* del modelo, es decir, la operación horaria en todos los instantes y el dimensionamiento del ESS. Luego, para cada año, se calcula el margen operacional (solo en su componente energía) considerando ingresos por PPA, venta de excedentes a la red y egresos por compras a la red. Este valor es lo que en el flujo de caja se llama "Margen Energía (Python)".

Después, se procede a elaborar el modelo financiero para la evaluación económica: se realiza un flujo de caja que considera ingreso por potencia, depreciación, pago de impuestos, entre otros elementos relevantes que no se consideran en el modelamiento matemático (para más detalles referirse a los anexos).

Finalmente, se calculan los principales indicadores económicos descritos en la sección 2.2 y se evalúa la pertinencia y conveniencia de los resultados obtenidos respecto a los retornos esperados.

3.2. Planteamiento matemático

El modelo de optimización resuelve maximizar el VAN del proyecto de generación híbrido (Solar FV con ESS). Se presentan a continuación la función objetivo y sus restricciones. El modelo de negocio de la generadora sugiere 2 fuentes de ingresos: las inyecciones al SEN a costo marginal (mercado spot) y las ventas al cliente por contrato tipo PPA a precio fijo. Los costos en los que incurre el generador corresponden a las compras al mercado spot, el CAPEX en el año 0 y el OPEX. Importante destacar que los Costos Marginales de inyección y retiro son los mismos dado que se realizan en el mismo nodo del sistema.

3.2.1. Definición de variables

Datos de entrada

CMg: proyección del costo marginal del SEN.

G: Generación del parque FV.

D: Demanda.

PPA: Precio de energía fijo.

n: horas totales (o instantes *t*) simuladas.

d: días totales.

a: años totales.

h : cantidad de posibles autonomías.

$h_almacenamiento$: Vector de autonomías.

c : cantidad de valores discretos de CAPEX.

Ef_c : Eficiencia de carga.

Ef_d : Eficiencia de descarga.

$CAPEX$: Vector de valores de CAPEX para diferentes volúmenes de compra (MWh).

$OPEX$: % del CAPEX.

E : Vector de valores de capacidad energética (MWh).

r : Tasa de descuento.

Variables de decisión

P_{ESS} : potencia del ESS.

$CAPEX_0$: CAPEX del ESS.

h : autonomía del ESS.

$Carga_{ESS}$: Carga de energía del ESS.

$Descarga_{ESS}$: Descarga de energía del ESS.

$Energia_{ESS}$: SOC del ESS.

SOH_t : Estado de salud del ESS en el instante t .

I : inyecciones a la red.

$Binaria_{Red}$: Variable binaria de compra o venta al SEN.

CR : compras a la red.

CR_{ESS} : Compras a la red para carga del ESS.

CR_D : Compras a la red para suministro directo a la desaladora.

G_D : Parte de la generación FV utilizada para abastecer la demanda.

G_{ESS} : Parte de la generación FV utilizada para carga del ESS.

$Aux1$: Binaria auxiliar para selección de autonomía.

$Aux2$: Binaria auxiliar para selección de CAPEX.

3.2.2. Función objetivo

F. O.

Maximizar:

$$-CAPEX_0 \cdot P_{ESS} + \left(\sum_{y=1}^a \frac{(\sum_{t=(y-1) \cdot 8760}^{y \cdot 8760} CMg(t) \cdot (I(t) - CR(t)) + PPA \cdot D(t)) - CAPEX_0 \cdot P_{ESS} \cdot OPEX}{(1+r)^y} \right) \quad (3.1)$$

3.2.3. Restricciones

Restricciones de selección de la autonomía (3.2 y 3.3):

$$\sum_{i=1}^h Aux1(i) = 1 \quad (3.2)$$

$$\sum_{i=1}^h Aux1(i) \cdot h_almacenamiento(i) = h \quad (3.3)$$

Restricciones de selección de CAPEX en función de la capacidad energética (MWh) (3.4, 3.5, 3.6 y 3.7):

$$\sum_{i=1}^c Aux2(i) = 1 \quad (3.4)$$

$$\sum_{i=1}^c Aux2(i) \cdot CAPEX = CAPEX_0 \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^c (P_{ESS} \cdot h - E(i)) \cdot Aux2(i) \leq E(2) - E(3) \quad \forall c \quad (3.6)$$

$$\sum_{i=1}^c (P_{ESS} \cdot h - E(i)) \cdot Aux2(i) \geq 0 \quad \forall c \quad (3.7)$$

Restricciones de potencia de carga y descarga del ESS (3.8 y 3.9):

$$0 \leq Carga_{ESS} \leq P_{ESS} \quad \forall t \quad (3.8)$$

$$0 \leq Descarga_{ESS} \leq P_{ESS} \quad \forall t \quad (3.9)$$

Restricción del estado de carga (SOC) con degradación del estado de salud (SOH) (3.10):

$$0 \leq Energia_{ESS} \leq P_{ESS} \cdot h \cdot SOH_t \quad \forall t \quad (3.10)$$

Restricción de continuidad del SOC (3.11):

$$Energia_{ESS}(t) = Energia_{ESS}(t-1) + Carga_{ESS}(i) \cdot Ef_c - \frac{Descarga_{ESS}(t)}{Ef_d} \quad \forall t \quad (3.11)$$

Restricción binaria de compra o venta (3.12) .

$$I \cdot Binaria_{Red} = CR \cdot (1 - Binaria_{Red}) \quad \forall t \quad (3.12)$$

Restricción de flujos de compras al SEN (3.13).

$$CR = CR_{ESS} + CR_D \quad \forall t \quad (3.13)$$

Restricción de flujo de carga del ESS (3.14):

$$Carga_{ESS} = G_{ESS} + CR_{ESS} \quad \forall t \quad (3.14)$$

Restricción de suministro de la demanda (3.15):

$$D = G_D + CR_D + Descarga_{ESS} \quad \forall t \quad (3.15)$$

Restricciones de despacho solar con excedentes de generación (3.16, 3.17, 3.18).

$$G = G_D + G_{ESS} + I \quad \forall t \in Excedentes \quad (3.16)$$

$$Descarga_{ESS} = 0 \quad \forall t \in Excedentes \quad (3.17)$$

$$D = G_D \quad \forall t \in Excedentes \quad (3.18)$$

Nota: Estas restricciones van dentro de un bucle *if*, y se activan cuando se cumple la condición de excedentes.

Restricciones de despacho solar sin excedentes de generación (3.21, 3.20 y 3.19):

$$D = G + CR_D + Descarga_{ESS} \quad \forall t \in SinExcedentes \quad (3.19)$$

$$I = 0 \quad \forall t \in SinExcedentes \quad (3.20)$$

$$G = G_D \quad \forall t \in SinExcedentes \quad (3.21)$$

Nota: Estas restricciones van dentro de un bucle *if*, y se activan cuando no se cumple la condición de excedentes.

Restricción de ciclo del ESS (3.22):

$$Energia_{ESS}(24 \cdot d + 6) = 0 \quad \forall d \in dias \quad (3.22)$$

A modo de resumen, se presenta en la figura 3.2 un diagrama que ilustra el modelo. Junto con eso, y para un mejor entendimiento, se presenta un diagrama unilineal en la figura 4.5.

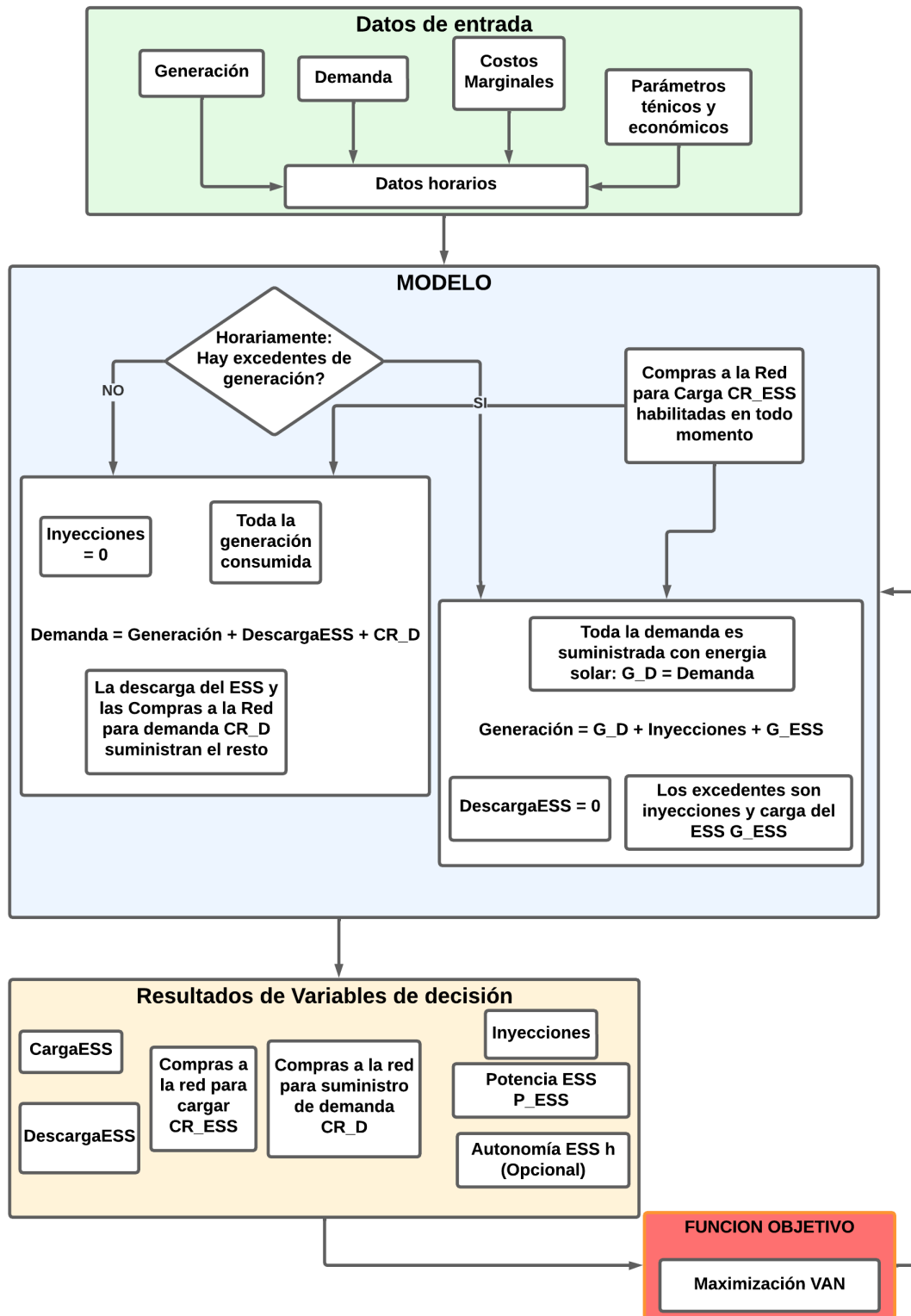


Figura 3.2: Diagrama resumen del modelo de optimización. Fuente: elaboración propia.

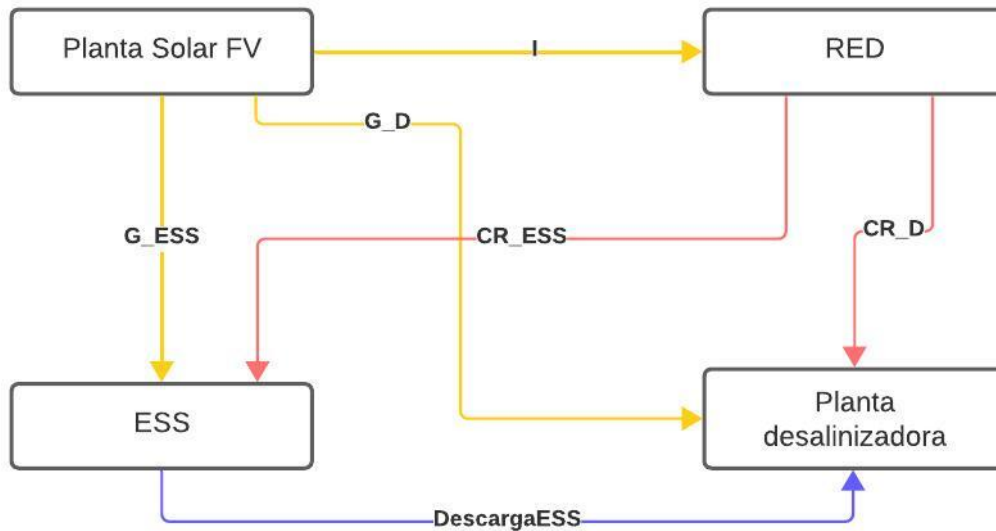


Figura 3.3: Flujos de energía de la operación. Fuente: elaboración propia.

3.2.4. Validación del modelo

Tal como se menciona en la sección 3.1.2, se comparan, en un escenario simplificado, las funciones objetivo resultante del cálculo con *Python* y con *Excel*. El caso simplificado considera, para cada *input*, un valor para el bloque solar y otro valor para el bloque no solar. Esto permite recrear el modelo de manera simple con funciones en *Excel*. Específicamente, se presentan los valores de dato de entrada y parámetros en la tabla 3.1, y el resultado se expone en la tabla 3.2.

Tabla 3.1: *Inputs* de la validación del modelo.

	Solar	No solar
Costo marginal [USD/MWh]	20	80
Demanda [MW]	50	20
Tasa de descuento [%]	10	
CAPEX	Ver sección 4.1.5.1	

Tabla 3.2: Caso simplificado: validación del modelo.

	Python	Excel	Diferencia
Función objetivo (VAN) [en kUSD]	6815,00	6794,85	0,3 %

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1. Antecedentes y datos

4.1.1. Costos marginales

Los costos marginales reflejan la variación del precio de la electricidad en el mercado en intervalos de una hora a lo largo del día. Como se menciona anteriormente, estos datos le permiten al modelo evaluar la viabilidad económica del almacenamiento, la compra para la carga y la liberación de energía en diferentes momentos, optimizando así la operación del sistema BESS. Además, dado que la energía hidro-eléctrica representa una porcentaje importante de la matriz energética en Chile (21,4% de potencia instalada y 19,4% de la generación al mes de abril de 2024 [25]), y que el valle de la Aconcagua se ve afectado por el cambio-climático y la sequía, se considera el escenario de hidrología pesimista. Los costos marginales son proyectados desde el año 2026 hasta el año 2040 en la barra Quinquimo 110kV, y se describen en las figuras 4.1 y 4.2.

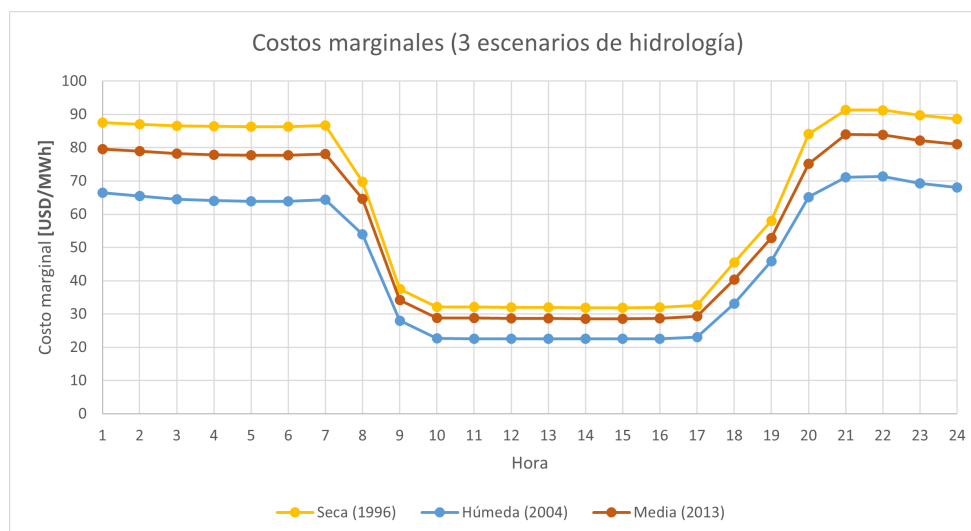


Figura 4.1: Promedio del perfil diario de costos marginales proyectados en la barra Quinquimo 110kV, considerando 3 escenarios de hidrología. Fuente: elaboración propia en base a un consultor.

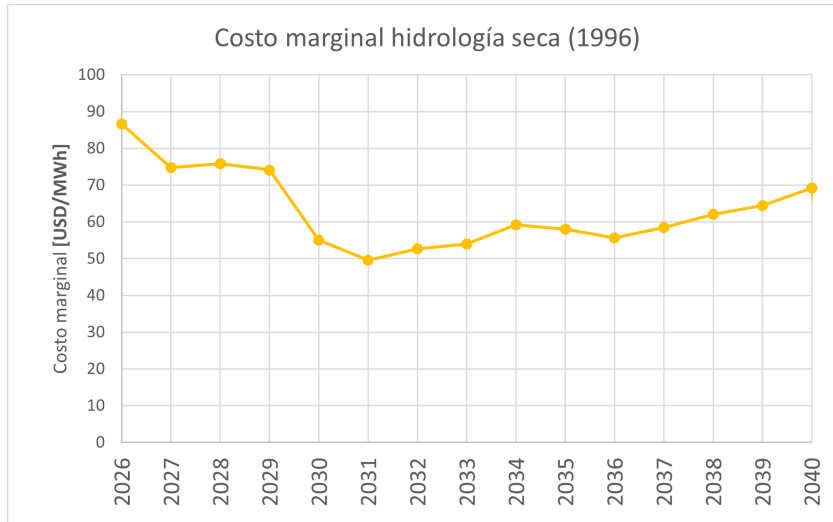


Figura 4.2: Evolución del promedio de los costos marginales proyectados en la barra Quinquimo 110kV, escenario hidrología seca. Fuente: elaboración propia en base a un consultor.

4.1.2. Potencia de suficiencia

Tal como se menciona en 2.4, el reconocimiento de potencia de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento corresponde a la suma de la potencia de suficiencia de la central renovable y del sistema de almacenamiento, calculado por separado. Dicho esto, y considerando la naturaleza del proyecto que se desea analizar, el sistema de almacenamiento tiene un aporte nulo a la suficiencia del sistema. Esto se debe a que toda la energía descargada por el ESS permite el suministro de la desaladora detrás del medidor (esto se evidencia en la figura 3.3).

Por una parte, en el contexto de instalaciones de generación consumo y auto-productores, el cálculo del reconocimiento de la potencia de suficiencia, debe realizarse en base al excedente de potencia que se es capaz de inyectar al sistema (potencia máxima). La potencia inicial debe ser menor o igual a la potencia máxima. Por otra parte, es importante recordar que para efectos de este trabajo, la metodología de cálculo de potencia se hace en base a la norma técnica del DS 60, dado que aún no existe una norma técnica elaborada a partir del DS 70. Mencionado esto, la potencia inicial debe ser igual al mínimo entre:

- a) El menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo. (Se utilizan datos de la misma tecnología en la misma zona en caso de no tener datos de la operación).
- b) Promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.

Para efectos de este estudio, el factor de planta se calcula con las inyecciones (excedentes) respecto a la potencia instalada. También se hace el supuesto de que las 52 horas de mayor demanda del subsistema norte (donde se ubica la planta FV) en los años de operación corresponden a las mismas que las declaradas por el coordinador eléctrico nacional para el año 2023.

4.1.3. Parque solar fotovoltaico

El proyecto solar FV se encuentra ubicado en la comuna de Papudo, en la región de Valparaíso, y consta preliminarmente de una potencia instalada de 116 MWp. Se tiene un punto de conexión de 78MW mediante la solicitud de acceso abierto (SAC). Para transmitir e inyectar la energía generada al SEN, el proyecto contempla la construcción y operación de una subestación elevadora 33/110 kV y una línea de alta tensión en 110 kV, que se conecta al SEN en la subestación eléctrica Quinquimo 110kV (ver figura 4.3). La relación de potencia DC/AC entre instalada y salida de los inversores es de 1,09. Se estima que el parque entrará en operación en el año 2027.

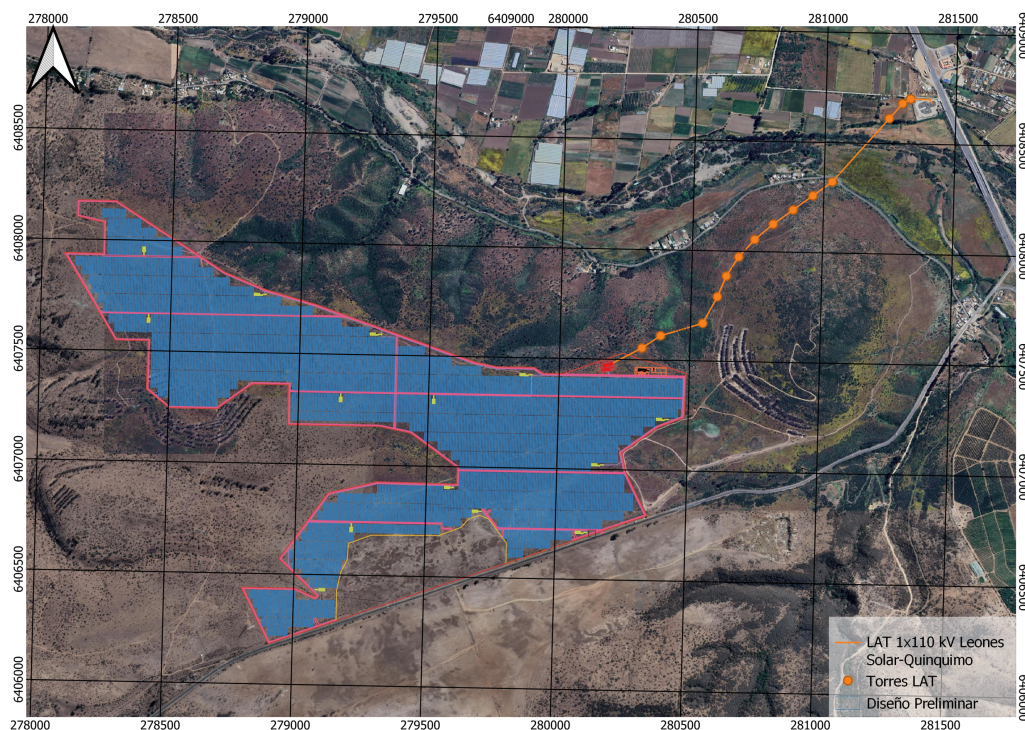


Figura 4.3: Proyecto de energía solar FV. Fuente: elaboración propia.

La generación horaria del primer año del parque se obtiene con la base de datos de *SolarGis* y la estimación de la generación de la planta FV en el software *PVSyst*. El perfil diario promedio se aprecia en la figura 4.4.

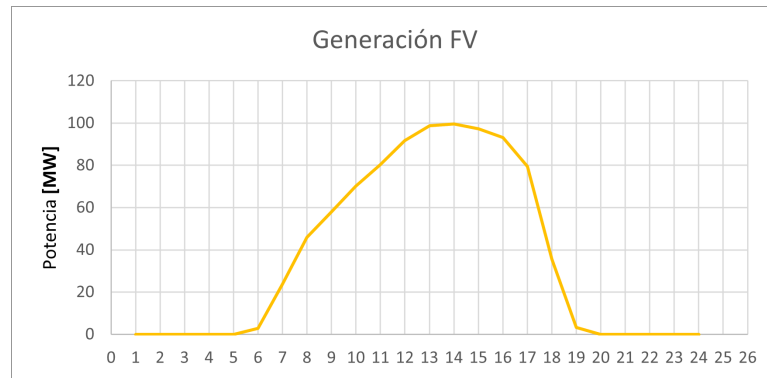


Figura 4.4: Perfil de generación (promedio de un año) de la planta fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Planta desaladora

El proyecto de la planta desalinizadora surge de la necesidad de abastecer la demanda de agua en el valle de la Aconcagua, Provincia de Petorca, principalmente para el sector agrícola y minero. Responde a la sequía de las últimas décadas.

Para ello, la planta desalinizadora evalúa la posibilidad de instalarse en la cercanía del proyecto solar FV en cuestión, debido a que ya no existen puntos de conexión al SEN disponibles. Además, con el fin de evitar los cargos sistémicos y no exponerse al riesgo del mercado spot del sistema, busca conectarse a la barra en 33kV del parque solar FV (SE elevadora) y negociar con el generador, pudiendo autoconsumir detrás del medidor de alta tensión ubicado en la SE Quinquimo 110kV (ver diagrama unilineal, figura 4.5).

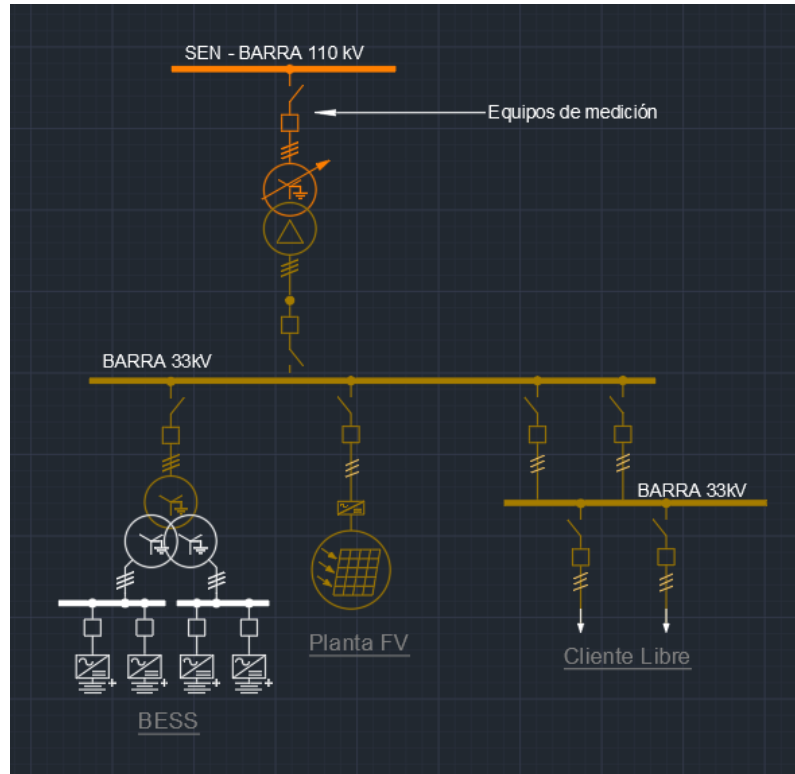


Figura 4.5: Diagrama unilineal. Fuente: elaboración propia.

La necesidad del recurso de agua de la planta desalinizadora es de 120.960 m^3 al día. Esta cantidad debe ser producida y también transportada. Se estima que la demanda para la época de primavera aumenta en un 15 % y en verano un 30 %. Además, se considera un consumo específico de $3,7 \text{ kWh/m}^3$ para la producción y $2,15 \text{ kWh/m}^3$ para el transporte, valores conservadores considerando las tecnologías existentes [26]. La demanda de la desaladora se resume en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Demanda desaladora.

	Producción	Transporte
Recurso Hídrico Base [$\text{m}^3/\text{día}$]	120.960	120.960
Energía Base [$\text{MWh}/\text{día}$]	447,552	260,064
Energía Primavera [$\text{MWh}/\text{día}$]	514,685	299,074
Energía Verano [$\text{MWh}/\text{día}$]	581,818	338,083

Es relevante que la demanda de la desaladora oscila entre 6,5 y 20,15 MW para el transporte y entre 8,7 y 26,78 MW para la producción, pudiendo alcanzar un máximo de 46,93 MW en su totalidad.

A partir de lo anterior, es posible optimizar la operación de la desaladora, minimizando la valorización de la energía consumida, sujeto a sus requisitos de consumo. Más específicamente, se minimiza durante toda la operación de la planta el producto entre el costo marginal y la demanda de la desaladora. Es importante destacar que no se presentan mayores detalles de la optimización del consumo del cliente dado que no es el objetivo de este trabajo, a pesar de que juega un rol importante en la disminución del precio de oferta a la desaladora.

Finalmente, se exponen los perfiles de consumo diario de la planta desaladora (promedio) por actividad (figura 4.6) y según la época del año (figura 4.7).

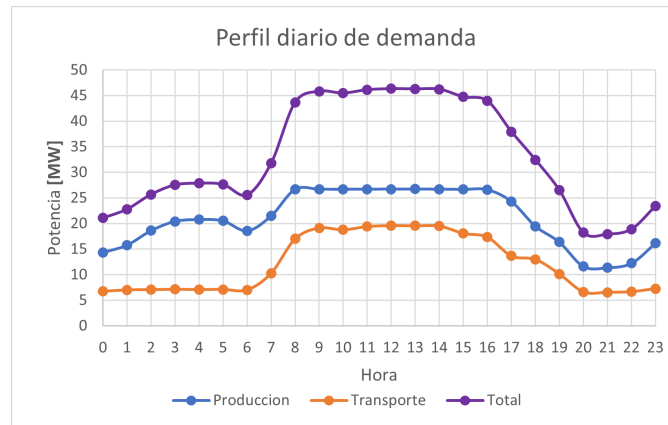


Figura 4.6: Perfil de demanda de la planta desalinizadora. Fuente: elaboración propia.

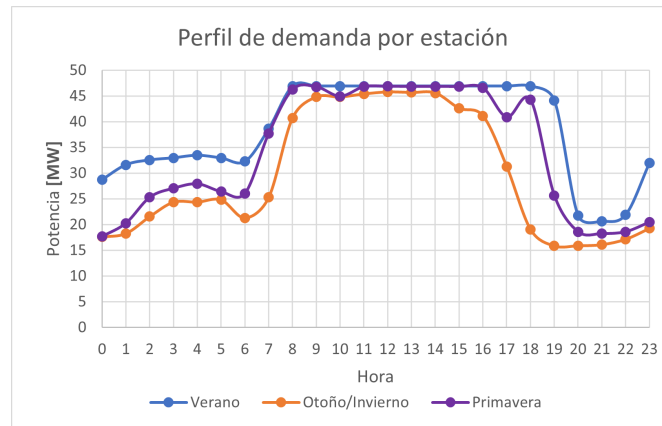


Figura 4.7: Perfil de demanda de la planta desalinizadora. Fuente: elaboración propia.

4.1.5. Parámetros

4.1.5.1. CAPEX

El CAPEX (*Capital Expenditure*, en inglés) de un sistema ESS se refiere a los gastos de capital necesarios para adquirir, instalar y poner en funcionamiento el sistema. Estos costos incluyen todos los gastos iniciales asociados con la compra de los equipos y la infraestructura necesaria para la instalación del sistema. Cabe mencionar que en este trabajo el CAPEX del sistema BESS se limita a las baterías de ion-litio, inversores y transformadores, que de manera general vienen incluidos en las soluciones propuestas por los proveedores. Para efectos de este estudio, el BOS (*Balance Of System*) viene incluido en un único valor de inversión denominado “costo de conexión”.

El precio del litio en los últimos 8 meses se ha mantenido estable (ver figura 4.8), lo que impacta directamente en el precio de las baterías de ion-litio.



Figura 4.8: Tendencia precio del litio. Fuente: es.tradingeconomics.com

A continuación, se tienen los siguientes datos de CAPEX para un sistema BESS de 51 [MW], expuestos en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: CAPEX BESS 51 [MW] - julio 2021. Fuente: Hitachi.

Horas	1	2	3	4
Valor [USD/kWh]	352,25	285,07	267,86	258,31

Además, dado que el CAPEX varía según el volumen de compra (MWh) y no se tienen valores para autonomías superiores a 4 horas, se proponen líneas de tendencia que permitan extrapolar los valores de CAPEX en función del tamaño de la BESS. A partir de los datos presentados en la figura 4.2, las curvas de tendencia que se acomodan mejor según el criterio de mínimos cuadrados son de tipo polinomial de tercer grado y exponencial (en ese orden), tal como se aprecia en la figura 4.9.

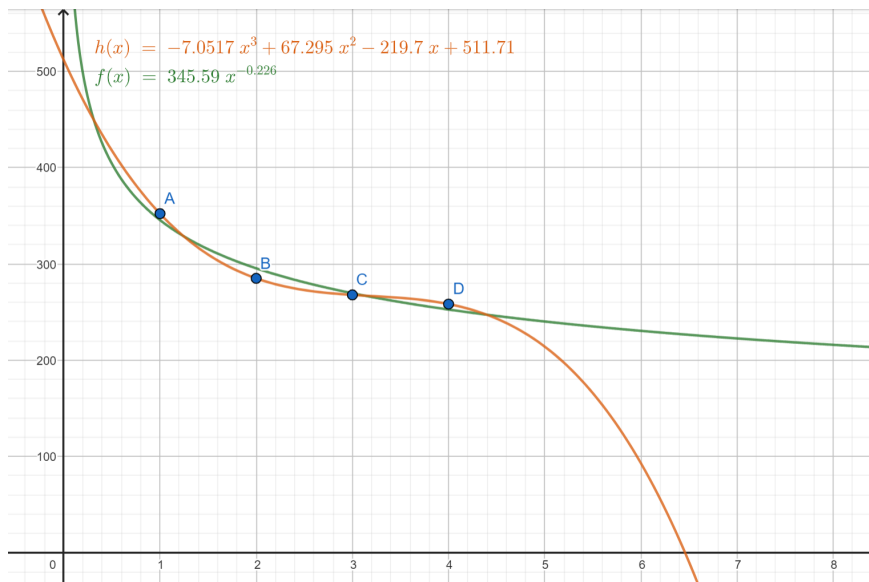


Figura 4.9: Extrapolación de valores de CAPEX para diferentes autonomías. Fuente: elaboración propia.

Esta tendencia de CAPEX en función de la capacidad energética de la batería es coherente con la curva observada en almacenamiento *utility scale* [27]. Entonces, se utiliza la curva de tipo exponencial ajustada al valor de una BESS de 204 [MWh] de 5 horas de duración (200 USD/kWh), tal como se aprecia en la figura 4.10.

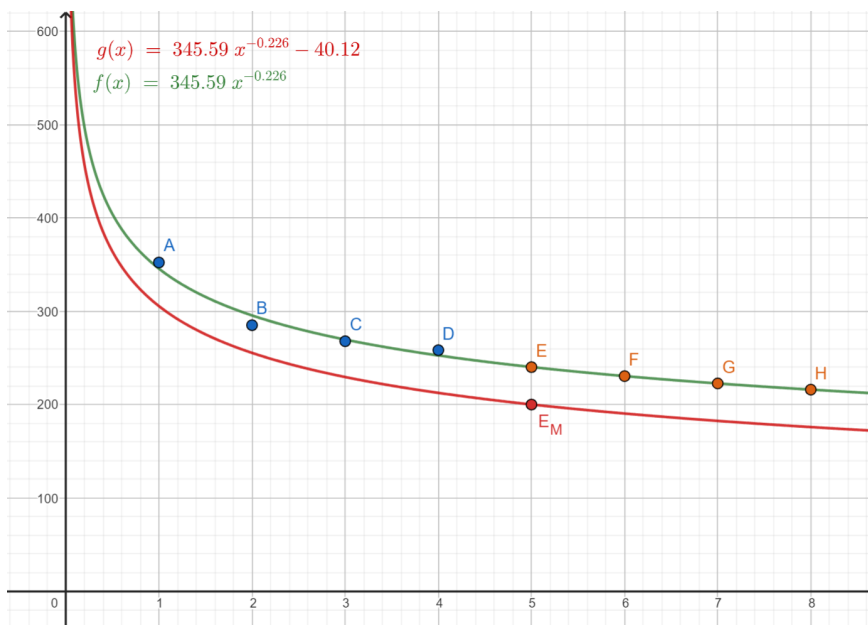


Figura 4.10: Extrapolación de valores de CAPEX para diferentes autonomías. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se tienen los datos de entrada de CAPEX para el modelo en [USD/kW] (ver tabla 4.3). Notar que, a modo de ejemplo, si la capacidad energética óptima es de 230 [MWh] entonces el CAPEX a utilizar es de 2.000 [kUSD/MW]. El carácter de la curva de CAPEX [kUSD/MW] es discreto en función de la potencia [MW], dado principalmente por los altos requerimientos computacionales al evaluarlo como una variable continua.

Tabla 4.3: Datos de entrada de CAPEX para el dimensionamiento de la potencia del BESS en [kUSD/MW].

Capacidad	MWh	204,00	255,00	306,00	357,00	408,00
Valor	kUSD/MWh	218,19	200	190,39	182,5	175,88
Valor	kUSD/MW	1.745,52	2.000	2.284,68	2.555	2.814,08

Cabe destacar que el CAPEX utilizado para los sistemas de almacenamiento de larga duración son de carácter confidencial.

4.1.5.2. Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos utilizados se resumen en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Parámetros técnicos.

	Unidad	BESS	LDES $C0_2$
RTE	%	86,8	73
Degradación SOH		Si	No
Potencia ESS	MW	Variable continua	17,5 ; 22,2
Autonomía	Horas	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12	10;8

En particular, la curva de degradación del estado de salud (SOH) de una batería de ion-litio que realiza un ciclo diario, cuya construcción se realiza con valores discretos entre el año 0 y 15, se presenta en la figura 4.11.

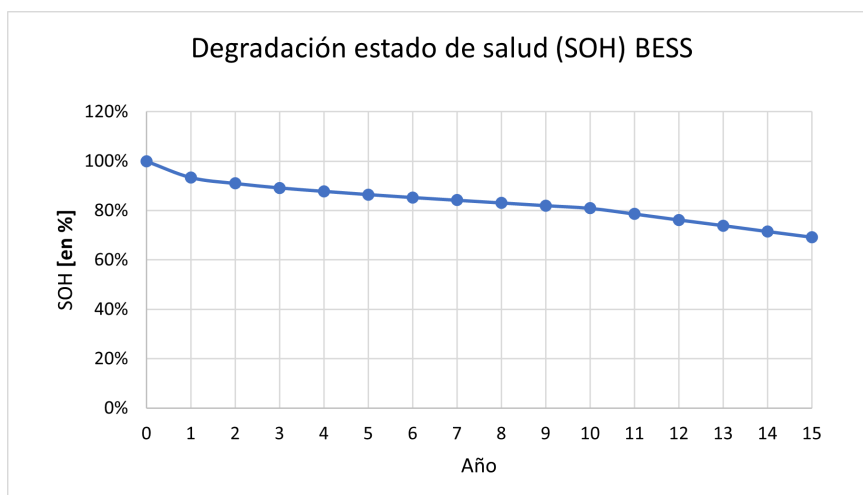


Figura 4.11: Degradación del estado de salud (SOH) de un BESS. Fuente: elaboración propia.

4.1.5.3. Parámetros económicos

Los parámetros económicos se resumen en la tabla 4.5. De manera estándar, se asume un 1,5% del CAPEX total de cada sistema. Notar que la depreciación y el impuesto a las utilidades son datos que solo se utilizan en la evaluación económica (caso emisión de deuda) y no están integrados al modelo de optimización (caso base).

Tabla 4.5: Parámetros económicos.

	Unidad	Proyecto
OPEX ESS	% de CAPEX	1,5
CAPEX Sistema FV	USD/kW	600
OPEX Sistema FV	USD/kW	25
Degradación anual módulos FV	%	0,45
Depreciación de activos	años	10
Costos de conexión al SEN	kUSD	1.000
Precio de la energía (PPA)	USD/MWh	80
Vida útil	años	20
Valor residual BESS y Sistema FV	%	15
Impuesto corporativo	%	27
Tasa de descuento	%	10
Tasa de interés	%	7

4.1.6. Implementación

La generación de la planta FV se obtiene con PVSyst y la base de datos de SolarGis.

El modelo de optimización se programa en lenguaje *Python* en su versión 3.10 y se utiliza el software de optimización *Gurobipy*, especializado en la resolución de problemas de optimización lineales y cuadráticos. Las simulaciones se ejecutan con un procesador AMD Ryzen 7 5800X 8-Core Processor 3.80 GHz y una memoria RAM de 64.0 GB. Se solicita un GAP de optimalidad del 1 %.

El modelo económico se realiza con la herramienta Excel.

4.2. Resultados

En esta sección, se exponen los resultados del caso base, resultados del caso base con emisión de deuda (financiamiento externo parcial), sensibilización de la variable CAPEX y comparación de un sistema BESS con un sistema de almacenamiento de larga duración (compresión y descompresión de CO_2).

4.2.1. Caso Base

El Caso Base utiliza el modelo y los parámetros detallados en el capítulo anterior para determinar el tamaño óptimo del sistema BESS. Los resultados del dimensionamiento se presentan en la tabla 4.6.

El dimensionamiento óptimo del sistema BESS corresponde a una potencia de 21,83 MW y una autonomía de 10 horas, teniendo así una capacidad de 218,3 MWh. Es importante destacar que se supone que la tecnología evaluada en este caso (ion-litio), no presenta mayores inconvenientes al descargarse por un periodo de 10 horas. Los resultados de autonomía se sustentan dado el objetivo académico del trabajo y la búsqueda de un modelo genérico indiferente de la tecnología. En efecto, se podría trivialmente modificar en el modelo la variable autonomía a valores inferiores a un umbral que el usuario estime conveniente para su

Tabla 4.6: Resultados de dimensionamiento - caso base.

Variable	Unidad	Valor
Potencia	MW	21,83
Autonomía	horas	10
Capacidad	MWh	218,3

tecnología.

A continuación se exponen también los resultados de la operación del sistema de almacenamiento, un resultado secundario que permite el mejor entendimiento de los valores óptimos de tamaño. La elaboración de estas figuras se realiza en base a promedios de la operación en la vida útil del parque. Tal como se aprecia en la figura 4.12, el reparto de la energía solar fotovoltaica producida durante el transcurso de las horas solares se divide en el suministro directo de la demanda, la carga del sistema de almacenamiento y las inyecciones de excedentes al SEN. La mayor parte de la energía solar se destina al suministro directo de la demanda, luego a las inyecciones y finalmente a la carga de las baterías.

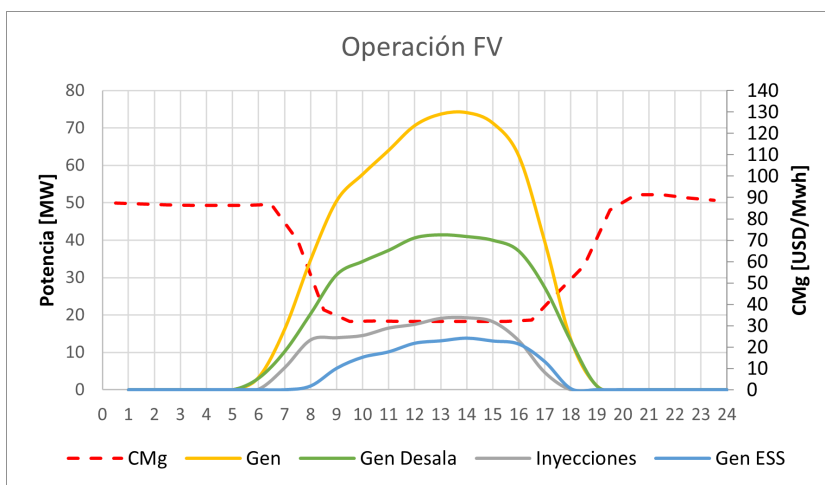


Figura 4.12: Operación Solar. Fuente: elaboración propia.

En la figura 4.13 se puede observar el promedio de las inyecciones de excedentes y los retiros de potencia.

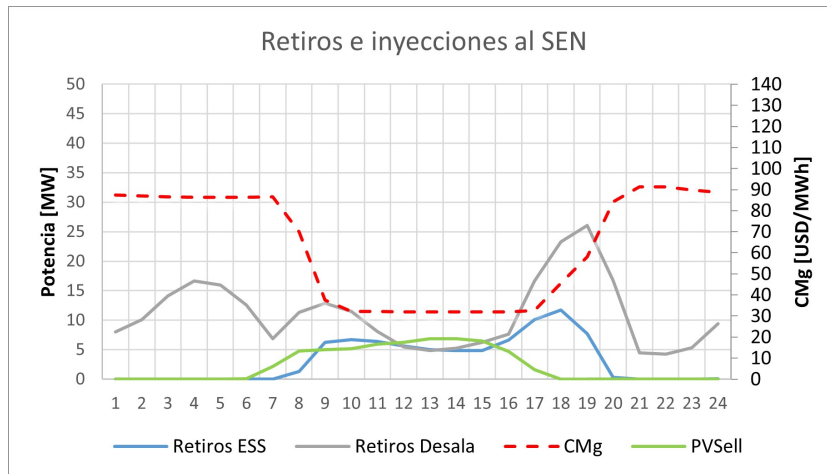


Figura 4.13: Retiros e inyecciones de potencia del parque al SEN. Fuente: elaboración propia.

Se debe considerar que en la zona central de nuestro país se tiene una relación de producción de energía solar FV entre estaciones verano e invierno de aproximadamente 2.2. Por lo tanto, es evidente que existe una capacidad óptima que aprovecha los excedentes de generación en verano y la capacidad remanente de las baterías en invierno. Dicho esto, se debe aclarar que en la operación (figura 4.13 de retiros e inyecciones) se observa una combinación de retiros e inyecciones en simultáneo, pero en la realidad esto corresponde a un promedio y gran parte de los retiros para carga del ESS se realizan en invierno.

Luego, se presenta la estructura de suministro de la desaladora. El suministro se descompone en la energía solar proveniente directamente del parque, energía proveniente de las baterías y energía proveniente del SEN. En primer lugar se observa durante las horas de sol un suministro casi total de energía solar, complementando la energía faltante con retiros de potencia del SEN. Durante las horas sin presencia de sol, se combinan retiros con la descarga de las baterías para el suministro (ver figura 4.14).

Además, se aprecia una descarga del sistema BESS constante durante las horas sin presencia de sol, principalmente dado que no recibe incentivos de precio para la descarga (precio de venta de la PPA constante). Esto, a diferencia de los retiros de la red (ya sea para suministro directo como para carga de las baterías) y de las inyecciones. En efecto, se aprecia en la figura 4.13 en horas de sol las inyecciones son más importantes entre las 12 y las 15 horas dado que el costo marginal es levemente más alto que entre las 8 y las 12 horas. Además, se observa un aumento de los retiros al acercarse las horas punta, lo cual es lógico entendiendo que los costos marginales se mantendrán altos hasta por lo menos el inicio de las horas de sol del siguiente día y que no habrá una producción de energía hasta ese entonces.

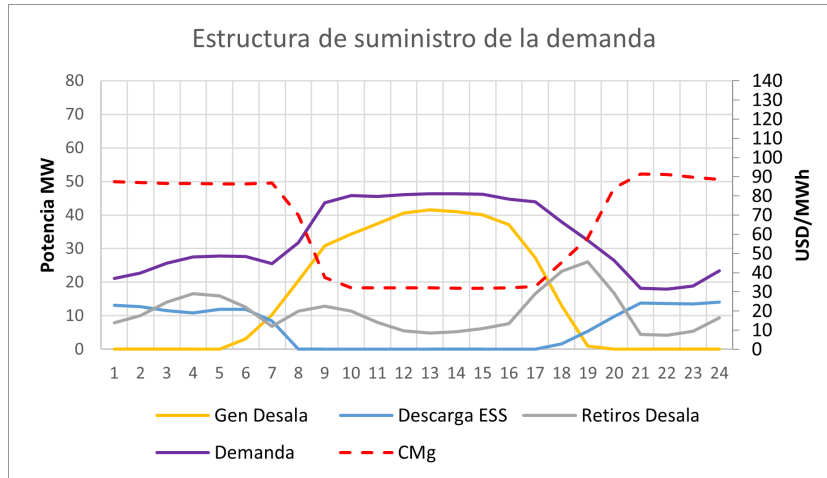


Figura 4.14: Estructura de suministro de la demanda.

Finalmente, en la tabla 4.7 se presentan los resultados de Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno, *Levelized Cost Of Storage*, precio de PPA *break even* (tal que VAN = 0) y la exposición a la red (porcentaje de energía retirada respecto del consumo de la desaladora). Se presenta el flujo de caja del caso base en el ANEXO 1.

Tabla 4.7: Resultados caso base.

VAN	kUSD	-8.064
TIR	%	9,0
LCOS	USD/MWh	53,4
Precio (PPA) <i>break even</i>	USD/MWh	84,5
Exposición a la red	%	43,0

Se observa en la tabla 4.7 una VAN de -8.065 MUSD, con una TIR de 9%. A pesar de tener una VAN negativa, los resultados de Caso Base se pueden decir satisfactorios, alcanzando un valor cercano al costo de Capital de empresas generadoras importantes en nuestro país, tales como Enel que tiene un costo de capital K_e de 9,7% según un informe de evaluación independiente de Asset Chile [28]. Se puede decir que Enel es un potencial interesado.

4.2.2. Emisión de deuda y *break – even point*

Se exponen los indicadores económicos más relevantes al utilizar un financiamiento de un externo del 75% de la inversión, simulado como un crédito a cuota fija con una tasa de interés de 7%. El 25% restante es financiado con Capital Propio. Se presenta el flujo de caja del caso base en el ANEXO 2.

Tabla 4.8: Resultados con emisión de deuda

VAN	kUSD	9.967
TIR	%	14,3
LCOS	USD/MWh	53,4
Precio (PPA) <i>break even</i>	USD/MWh	75,3

4.2.3. Análisis de sensibilidad

Una de las variables más relevantes a la hora de dimensionar y evaluar un sistema de almacenamiento es el LCOS. Este se determina a partir del CAPEX, el OPEX, y la energía descargada durante su vida útil. Además, dado que el OPEX es un porcentaje del CAPEX y que la energía descargada depende del tamaño de la BESS (que a su vez depende de ambas variables anteriormente mencionadas), se realiza un análisis de sensibilidad con el CAPEX. Respecto de la referencia de 2000 kUSD/MW se utiliza -10 %, -20 %, 10 % y 20 %.

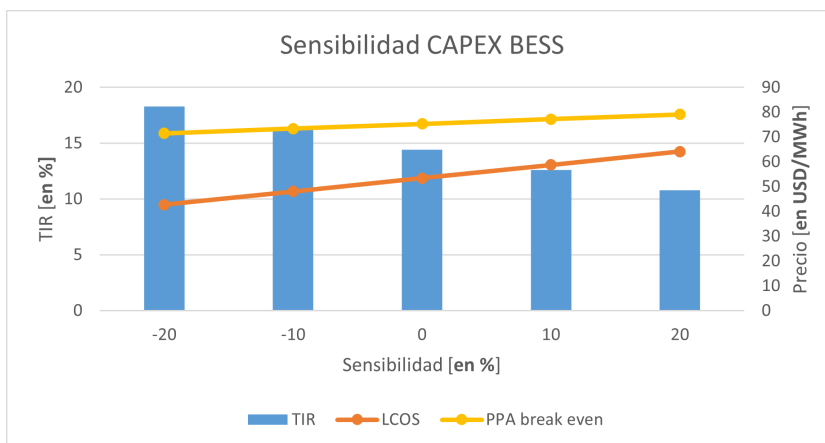


Figura 4.15: Análisis de sensibilidad CAPEX BESS.

4.2.4. BESS y almacenamiento de larga duración

Se presentan los resultados de una evaluación a 30 años de un sistema de almacenamiento de larga duración, junto a una evaluación del sistema BESS. Se considera un gasto de recambio de celdas en el año 15 de valor 50 % del CAPEX inicial del sistema BESS. Esto último permite duplicar una operación a 15 años, comparando con una tecnología de vida útil de 30 años y acercándose a un escenario realista. Como ya se menciona anteriormente, el sistema de almacenamiento de larga duración no presenta caídas en el estado de salud ni en el *round trip efficiency* durante su vida útil. Los flujos de caja se presentan en el ANEXO 3.

Tabla 4.9: Resultados BESS contra almacenamiento de larga duración.

		BESS	ED
VAN	kUSD	15.620	12.566
TIR	%	14,9	13,5
LCOS	USD/MWh	51,1	45,3
Vida útil	años	30	30
Precio PPA <i>break even</i>	USD/MWh	73,5	74,7
P_ ESS	MW	21,83	22,7
Autonomía	horas	10	8,81
Capacidad	MWh	218,3	200
Exposición a la red	%	43	45,1

4.3. Discusión: contraste de resultados y mercado eléctrico actual

4.3.1. Costos sistémicos

La CNE, cuatrienalmente debe llevar a cabo el proceso de calificación de las instalaciones de los distintos segmentos del sistema de transmisión, en consistencia con las consideraciones a las que hace referencia el artículo 87° de la Ley. La CNE agrupa una o más áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonal. El informe técnico final de calificación de instalaciones de los sistemas de transmisión para el periodo 2024-2027 informa que la barra Quinquimo es calificada como Zonal y pertenece al Área B (tabla 4.10).

Tabla 4.10: Características barra Quinquimo 110 kV.

Tramo de Subestación	Calificación	Área
Quinquimo	Zonal	Área B

Además, para la barra Quinquimo 110 kV y considerando los costos sistémicos del año 2023, se pueden descomponer los cargos por retiro totales según lo que se aprecia en la tabla 4.11. El valor total o final es el que debe utilizarse para comparar el proyecto BTM con uno tradicional, dado que en el caso BTM solo se paga un porcentaje de estos.

Tabla 4.11: Costos de retiro por uso del sistema de transmisión en la barra Quinquimo 110 kV y costos sistémicos, año 2023.

Cargos	Valor [USD/MWh]
Nacional	2,66
Zonal Área B 110 kV	6,88
Costos sistémicos	14,1
Cargo por Potencia 110 kV	16,91
Total	40,55

Es necesario recalcar en esta sección uno de los resultados mas importantes del trabajo: con la solución BTM que se propone, se está únicamente retirando un 43% del consumo del cliente. En otras palabras, el cliente auto-consume 57% de la energía total. Esto tiene un impacto directo en la boleta final del cliente dado que ahorra el 57% de los cargos mencionados en 4.11.

Por otro lado, es importante mencionar que los costos sistémicos deberían seguir aumentando con el aumento de la penetración de las ERNC, pero específicamente la componente de precio estabilizado de PMG/PMGD. En efecto, a partir de aproximadamente el año 2015, los PMG/PMGD deciden acogerse al esquema de precios estabilizados regulado por el DS244, el cual establece un precio uniforme durante las 24 horas del día. Esto provoca que los generadores del mercado spot, tengan que cubrir la diferencia entre el costo marginal y el precio estabilizado aumentando significativamente los costos sistémicos (y por ende un costo adicional para el consumidor). En respuesta a esta medida, en octubre de 2020, el Ministerio de Energía publica el DS88 en el Diario Oficial, derogando el reglamento anterior (DS244). Este nuevo reglamento, entre otras cosas, divide en seis bloques horarios en lugar de un precio

único mensual para disminuir la brecha entre costos marginales y precio estabilizado. Sin embargo, es importante considerar que pese a esta modificación normativa, los PMG/PMGD que se inscribieron antes de abril de 2022, aún se acogen a las tarifas del DS244 [29], por lo que la componente de precio estabilizado en los costos sistémicos debería aumentar.

4.3.2. Bases comerciales PPA

El suministro desde la red considera bloques horarios invariables a lo largo el año, cualquiera sea el régimen de huso horario. En este caso, el cliente libre demanda suministro de 289,77 GWh anuales. Se solicita que este suministro sea de 24/7, con precio único sin bloques horarios ni precio diferenciado. Recordando que para el suministro de la demanda solo se retira una parte de la energía del SEN, se propone la expresión 4.1 para ofertar al cliente.

$$P_f = P_E + C_r \cdot R \quad (4.1)$$

Donde:

- P_f es el pago final del cliente (en USD/MWh).
- C_r es el cargo total por retiro en la barra Quinquimo 110 kV (en USD/MWh), detallado en la tabla 4.11.
- P_E es el precio de la energía de oferta (en USD/MWh).
- R es el porcentaje de energía retirada de la red respecto al consumo total del cliente.

Al evaluar en la expresión 4.1 los resultados obtenidos en el caso emisión de deuda se obtiene que la facturación al cliente es de 92,74 USD/MWh. Luego, con el fin de comparar un contrato de compra y venta BTM con una PPA tradicional, se utiliza el valor de nudo de corto plazo en su componente de energía (barra Nogales 200 kV) [8] y se asume que el 100 % de la energía es retirada del SEN. Además, reordenando 4.1 se puede obtener 4.2, y al utilizar P_f del caso BTM, se puede encontrar el precio de energía P_E máximo competitivo en una PPA tradicional respecto del caso BTM. Este último corresponde a 52,19 USD/MWh.

$$P_E = P_f - C_r \cdot R \quad (4.2)$$

Tal como se observa en la tabla 4.12, la configuración BTM para una PPA no es más económica respecto del PNCP. Además, a pesar de que esto no se cuantifica en este trabajo, la configuración permite disminuir el riesgo del mercado spot, dado que se retira solo el 43 % de la energía consumida.

Tabla 4.12: Comparación de una PPA BTM con una PPA tradicional.

PPA	P_E [USD/MWh]	C_r [USD/MWh]	P_f [USD/MWh]
BTM	75,3	17,44	92,74
FTM PNCP	67,49	40,55	108,04
FTM	52,19	40,55	92,74

Capítulo 5

Conclusiones

Esta investigación surge frente a una problemática ante la tendencia al alza de los costos sistémicos del SEN, a los desacoples de los costos marginales entre la zona norte y central del país, al aumento de la penetración de las ERNC, principalmente intermitentes en la matriz eléctrica chilena, y una tendencia al desarrollo de los ESS. Existe una exhaustiva cantidad de estudios acerca del dimensionamiento de sistemas de almacenamiento, pero poco se sabe del dimensionamiento de ESS en instalaciones de generación a gran escala destinadas (prioritariamente) al auto-consumo. En este contexto, se presenta un modelo aplicable indiferentemente de la tecnología de almacenamiento, que a su vez facilita la integración de los ESS en el SEN y entrega un primer análisis técnico-económico.

En el presente trabajo se levantaron los parámetros y antecedentes para poder simular la operación de una planta FV a escala *utility* de autoconsumo, junto con la integración del sistema de almacenamiento detrás del medidor. Se desarrolla un modelo matemático que dimensiona el ESS, supliendo la demanda de un cliente libre de aproximadamente 289,77 GWh anuales. Con esto, se hace frente al alza de los costos sistémicos y el riesgo de exposición a costos marginales del cliente, pudiendo además ofertar precios de energía competitivos incluyendo todos los cargos asociados al suministro.

Uno de los resultados más significativos en los casos evaluados son los precios de PPA *break even*, que permiten dar una idea de la competitividad del proyecto BTM respecto de uno tradicional. En particular, el caso de emisión de deuda, se llega a un precio por energía de 75,3 USD/MWh. Este precio responde no solo a un modelamiento matemático de la operación del parque sino también a un modelo de evaluación económica, cuyos parámetros pueden ser modificados en función del cliente libre o caso a estudiar. En efecto, en el presente trabajo se consideran impuestos a las utilidades de 27%, pero se podría eventualmente considerar un mandante con una estructura financiera interna diferente y no considerar la paga de impuestos, disminuyendo considerablemente el precio de la PPA *break even*.

Finalmente, el estudio responde a una tendencia cada vez mas evidente en la industria eléctrica chilena, donde clientes libres buscan tener sus propias instalaciones de generación para abastecer de energía sus actividades productivas. Actividades como desalación de agua, minería, agricultura, producción de hidrógeno verde, amoniaco verde, entre otras, pueden optar por esta configuración BTM reduciendo sus costos y riesgos.

Bibliografía

- [1] Energia Abierta, “Reporte mensual ERNC”, 2024, <http://energiaabierta.cl/>.
- [2] Oudalov, A., Cherkaoui, R., y Beguin, A., “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application”, en 2007 IEEE Lausanne Power Tech, pp. 621–625, 2007, [doi:10.1109/PCT.2007.4538388](https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538388).
- [3] Oudalov, A., Chartouni, D., Ohler, C., y Linhofer, G., “Value analysis of battery energy storage applications in power systems”, en 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, pp. 2206–2211, 2006, [doi:10.1109/PSCE.2006.296284](https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296284).
- [4] Del Rosso, A. D. y Eckroad, S. W., “Energy storage for relief of transmission congestion”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 1138–1146, 2014, [doi:10.1109/TSG.2013.2277411](https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2277411).
- [5] Ribeiro, P., Johnson, B., Crow, M., Arsoy, A., y Liu, Y., “Energy storage systems for advanced power applications”, Proceedings of the IEEE, vol. 89, no. 12, pp. 1744–1756, 2001, [doi:10.1109/5.975900](https://doi.org/10.1109/5.975900).
- [6] Systep, “Licitación 2023/01: ¿fue positiva realmente para los clientes regulados?”, Reportes Systep, 2024.
- [7] ACERA, “Global overview of the systemic costs in the chilean electricity market”, <https://www.acera.cl/>, 2024.
- [8] COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE), 2024, <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica>.
- [9] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Historia de la Ley N° 20.936”, 2023, www.bcn.cl/historiadelaley-documentogeneradoel08-Septiembre-2023.
- [10] José Luis Lima R., “Desacoples y riesgos para contratos de suministro de largo plazo en el mercado eléctrico chileno”, Investigaciones CeCo (diciembre, 2022), <http://www.centrocompetencia.com/category/investigaciones>.
- [11] Shin, H. y Hur, J., “Optimal energy storage sizing with battery augmentation for renewable-plus-storage power plants”, IEEE Access, vol. 8, pp. 187730–187743, 2020, [doi:10.1109/ACCESS.2020.3031197](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3031197).
- [12] Pablo E. Salguero Pizarro., “Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico: Sistema bess para la planta solar fv la huayca ii en la región de tarapacá”, 2019.
- [13] Vermeer, W., Mouli, G. R. C., y Bauer, P., “A comprehensive review on the characteristics and modeling of lithium-ion battery aging”, IEEE Transactions on Transportation Electrification, vol. 8, pp. 2205–2232, 2022, [doi:10.1109/TTE.2021.3138357](https://doi.org/10.1109/TTE.2021.3138357).
- [14] Yang, Y., Bremner, S., Menictas, C., y Kay, M., “Battery energy storage system size

- determination in renewable energy systems: A review”, 2018, [doi:10.1016/j.rser.2018.03.047](https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.047).
- [15] Laajimi, M. y Go, Y. I., “Energy storage system design for large-scale solar pv in malaysia: techno-economic analysis”, *Renewables: Wind, Water, and Solar*, vol. 8, 2021, [doi:10.1186/s40807-020-00064-5](https://doi.org/10.1186/s40807-020-00064-5).
- [16] Shin, H. y Hur, J., “Optimal energy storage sizing with battery augmentation for renewable-plus-storage power plants”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 187730–187743, 2020, [doi:10.1109/ACCESS.2020.3031197](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3031197).
- [17] Dinh, H. T., Yun, J., Kim, D. M., Lee, K. H., y Kim, D., “A home energy management system with renewable energy and energy storage utilizing main grid and electricity selling”, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 49436–49450, 2020, [doi:10.1109/ACCESS.2020.2979189](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2979189).
- [18] Oudalov, A., Cherkaoui, R., y Beguin, A., “Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application”, pp. 621–625, 2007, [doi:10.1109/PC T.2007.4538388](https://doi.org/10.1109/PC T.2007.4538388).
- [19] Harsha, P. y Dahleh, M., “Optimal management and sizing of energy storage under dynamic pricing for the efficient integration of renewable energy”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, pp. 1164–1181, 2015, [doi:10.1109/TPWRS.2014.2344859](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2344859).
- [20] Yao, M. y Cai, X., “Energy storage sizing optimization for large-scale pv power plant”, *IEEE Access*, vol. 9, pp. 75599–75607, 2021, [doi:10.1109/ACCESS.2021.3081011](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3081011).
- [21] Alarcón Merino, V., “Diseño de una planta híbrida renovable con almacenamiento.”, 2023, [Disponiblenhttps://repositorio.uchile.cl/handle/2250/194834](https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/194834).
- [22] Society, I. P. . E., of Electrical, I., y Engineers, E., *IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT) : 6-9 Sept. 2016.* 2016.
- [23] DiOrio, N. A., Freeman, J. M., y Blair, N., “Dc-connected solar plus storage modeling and analysis for behind-the-meter systems in the system advisor model”, en *2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC 34th EU PVSEC)*, pp. 3777–3782, 2018, [doi:10.1109/PVSC.2018.8547329](https://doi.org/10.1109/PVSC.2018.8547329).
- [24] , tradingeconomics.com/commodity/lithium (visitado el Marzo, 2024).
- [25] COORDINADOR ELECTRICO NACIONAL (CEN), 2024, www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/2024-informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/.
- [26] , inima.com/project/planta-desaladora-de-atacama/ (visitado el Mayo, 2024).
- [27] NREL, 2024, atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage.
- [28] S.A, A. C., “Informe de valoracion final de asset chile s.a. para enel”, <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-generacion-chile/proyectos/proyecto-elqui/documentos-de-interes-proyecto-elqui/20171103-Asset-Chile-Informe-Final.pdf>, 2017.
- [29] Systep, “Crecimiento acelerado de pmg/pmgd: desafíos de coordinación e infraestructura”, *Reportes Systep*, 2023.

ANEXOS

Anexo A: flujo de caja, caso base

Flujo de Caja		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Desarrollo Deuda	Unidad	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Evolución Activos	KUS\$	0	123,344	111,010	98,675	86,341	74,006	61,672	49,338	37,003	24,669	12,334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen Energía (Python)	KUS\$	0	16,935	17,702	17,474	17,543	18,804	19,301	19,023	18,842	18,294	18,379	18,008	17,685	17,258	16,923	16,401	16,401	16,401	16,401	16,401	16,401
Opex REN	KUS\$	0	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904
Opex ESS	KUS\$	0	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655
Ingreso por Potencia	KUS\$	0	699	688	677	747	667	656	666	600	610	598	630	557	547	519	517	517	517	517	517	517
Margen Bruto	KUS\$	0	14,076	14,832	14,593	14,732	15,913	16,398	16,131	15,884	15,346	15,419	15,080	14,683	14,246	13,883	13,359	13,359	13,359	13,359	13,359	13,359
Intereses Deuda	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	KUS\$	0	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBITDA	KUS\$	0	1741	2497	2258	2397	3578	4064	3796	3549	3011	3084	15080	14683	14246	13883	13359	13359	13359	13359	13359	13359
Acumulado	KUS\$	0	1741	4238	6497	8894	12472	16536	20333	23882	26893	29977	45058	59741	73987	87871	101230	114590	127949	141308	154668	168027
Impuestos	KUS\$	0	470	674	610	647	966	1097	1025	958	813	833	4072	3965	3846	3748	3607	3607	3607	3607	3607	3607
Margen después de Impuestos	KUS\$	0	1,271	1,823	1,649	1,750	2,612	2,967	2,771	2,591	2,198	2,251	11,009	10,719	10,400	10,135	9,752	9,752	9,752	9,752	9,752	9,752
Inversión	KUS\$	123,344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deuda de Largo Plazo	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Deuda	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	KUS\$	0	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	12,334	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual REN	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10452.6
Valor Residual BESS	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6549
Flujo de Caja	KUS\$	-123,344	13,605	14,157	13,983	14,085	14,947	15,301	15,106	14,925	14,533	14,586	11,009	10,719	10,400	10,135	9,752	9,752	9,752	9,752	9,752	26,754
VAN	KUS\$																					(\$8,064)
TIR	%																					9.0%

Anexo B: flujo de caja con emisión de deuda

Flujo de Caja		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	
Desarrollo Deuda	Unidad	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Evolución Activos	KUS\$	0	135,678	122,111	108,543	94,975	81,407	67,839	54,271	40,704	27,136	13,568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Margen Energía (Python)	KUS\$	0	16,935	17,702	17,474	17,543	18,804	19,301	19,023	18,842	18,294	18,379	18,008	17,685	17,258	16,923	16,401	16,401	16,401	16,401	16,401	16,401
Opex REN	KUS\$	0	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904
Opex ESS	KUS\$	0	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655
Ingreso por Potencia	KUS\$	0	699	688	677	747	667	656	666	600	610	598	630	557	547	519	517	517	517	517	517	517
Margen Bruto	KUS\$	0	14,076	14,832	14,593	14,732	15,913	16,398	16,131	15,884	15,346	15,419	15,080	14,683	14,246	13,883	13,359	13,359	13,359	13,359	13,359	13,359
Intereses Deuda	KUS\$	0	7,123	6,949	6,763	6,565	6,352	6,124	5,880	5,619	5,340	5,042	4,722	4,381	4,015	3,624	3,205	2,757	2,277	1,765	1,216	628
Depreciación	KUS\$	0	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBITDA	KUS\$	0	-6615	-5686	-5738	-5400	-4007	-3293	-3317	-3303	-3563	-3191	10358	10303	10231	10260	10155	10603	11082	11595	12144	12731
Acumulado	KUS\$	0	-6615	-12301	-18040	-23440	-27447	-30740	-34058	-37361	-40924	-44115	-33757	-23454	-13223	-2963	7191	17794	28876	40471	52615	65346
Impuestos	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1942	2863	2992	3131	3279	3437
Margen después de Impuestos	KUS\$	0	-6,615	-5,686	-5,738	-5,400	-4,007	-3,293	-3,317	-3,303	-3,563	-3,191	10,358	10,303	10,231	10,260	8,213	7,740	8,090	8,464	8,865	9,294
Inversión	KUS\$	135,678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deuda de Largo Plazo	KUS\$	101,759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Deuda	KUS\$	0	2,482	2,656	2,842	3,041	3,254	3,481	3,725	3,986	4,265	4,563	4,883	5,225	5,590	5,982	6,400	6,848	7,328	7,841	8,390	8,977
Depreciación	KUS\$	0	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual REN	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10452.6
Valor Residual BESS	KUS\$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6549
Flujo de Caja	KUS\$	-33,920	4,470	5,226	4,988	5,127	6,307	6,793	6,525	6,279	5,740	5,813	5,475	5,078	4,641	4,278	1,813	891	762	624	475	17,318
VAN	KUS\$																					\$9,967
TIR	%																					14.3%

Anexo C: flujos de caja, evaluación a 30 años

Flujo de Caja

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055		
Evolución Activos	0	135,678	122,111	108,543	94,975	81,407	67,839	54,271	40,704	27,136	13,568	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Margen Energía (Pyhion)	0	16,935	17,702	17,474	17,543	18,804	19,301	19,023	18,842	18,294	18,379	18,008	17,685	17,269	16,923	16,401	16,935	17,702	17,474	17,543	18,804	19,301	19,023	18,842	18,294	18,379	18,008	17,685	17,269	16,923	16,401	
Opex REN	0	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	
Opex ESS	0	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	655	
Ingreso por Potencia	0	699	688	677	747	667	656	666	600	610	598	630	557	547	519	517	699	688	677	747	667	656	666	600	610	598	630	557	547	519	517	
Recambio BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,830	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Margen Bruto	0	14,076	14,832	14,593	14,732	15,913	16,398	16,131	15,884	15,346	15,419	15,080	14,683	14,246	13,883	-8,471	14,076	14,832	14,593	14,732	15,913	16,398	16,131	15,884	15,346	15,419	15,080	14,683	14,246	13,883	13,359	
Intereses Deuda	0	7,123	6,949	6,763	6,565	6,352	6,124	5,880	5,619	5,340	5,042	4,722	4,381	4,015	3,624	3,205	2,757	2,277	1,765	1,216	628	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	0	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	
EBITDA	0	-6615	-5686	-5738	-5400	-4007	-3293	-3317	-3303	-3563	-3191	10358	10303	10231	10260	-11675	11319	12554	12828	13516	15284	16398	16131	15884	15346	15419	15080	14683	14246	13883	13359	
Acumulado	0	-6615	-12301	-19040	-23440	-27447	-30740	-34058	-37361	-40924	-44115	-33757	-23454	-13223	-2963	-14639	-3320	9234	2262	3578	50863	67261	83392	99276	114621	130040	145120	159803	174050	187933	201292	
Impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2493	3464	3649	4127	4428	4355	4289	4143	4163	4072	3965	3846	3748	3607		
Margen después de Impuestos	0	-6,615	-5,686	-5,738	-5,400	-4,007	-3,293	-3,317	-3,303	-3,563	-3,191	10,358	10,303	10,231	10,260	-11,675	11,319	10,061	9,385	9,867	11,158	11,971	11,775	11,595	11,202	11,256	11,009	10,719	10,400	10,135	9,752	
Inversión	135,678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deuda de Largo Plazo	101,759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortización Deuda	0	2,482	2,656	2,842	3,041	3,254	3,481	3,725	3,986	4,265	4,563	4,883	5,225	5,590	5,982	6,400	6,848	7,328	7,841	8,390	8,977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual REN	0	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	13,568	
Valor Residual BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Flujo de Caja	0	4,470	5,226	4,988	5,127	6,307	6,793	6,925	6,279	5,740	5,813	5,475	5,078	4,641	4,278	-18,076	4,470	2,733	1,524	1,477	2,181	11,971	11,775	11,595	11,202	11,256	11,009	10,719	10,400	10,135	26,754	

NIAN	15,600
TIR	14.0%

Flujo de Caja

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055			
Desarrollo Davida	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Unidad																																	
Evolución Activos	KUS\$																																
0	139,902	125,912	111,922	97,932	83,941	69,951	55,961	41,971	27,980	13,990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Margen Energía (Python)	KUS\$																																
0	16,199	17,068	16,916	17,108	18,393	18,988	18,730	18,616	18,078	18,222	17,964	17,667	17,272	16,949	16,428	16,199	17,068	16,916	17,108	18,393	18,988	18,730	18,616	18,078	18,222	17,964	17,667	17,272	16,949	16,428	16,199	17,068	16,916
Opex REN	KUS\$																																
0	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904	2,904
Opex ESS	KUS\$																																
0	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713	713
Ingreso por Potencia	KUS\$																																
0	689	688	677	747	667	666	666	600	610	598	630	557	547	519	517	699	688	677	747	667	666	666	600	610	598	630	557	547	519	517	699	688	
Margen Bruto	KUS\$																																
0	13,282	14,140	13,977	14,238	15,444	16,038	15,780	15,600	15,072	15,204	14,979	14,608	14,203	13,852	13,328	13,282	14,140	13,977	14,238	15,444	16,038	15,780	15,600	15,072	15,204	14,979	14,608	14,203	13,852	13,328	13,282	14,140	
Intereses Deuda	KUS\$																																
0	7,345	7,166	6,974	6,769	6,549	6,315	6,063	5,794	5,507	5,199	4,869	4,517	4,140	3,736	3,305	2,843	2,348	1,819	1,254	648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	KUS\$																																
0	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990
EBITDA	KUS\$																																
0	-9053	-7016	-6667	-6521	-5096	-4266	-4274	-4185	-4425	-3985	-3408	-2857	-2307	-1757	-1207	-657	811	1360	1909	2458	3007	3556	4105	4654	5203	5752	6301	6850	7399	7948	8497	9046	
Acumulado	KUS\$																																
0	-9053	-15069	-22086	-28577	-33673	-37939	-42213	-46388	-50623	-54908	-59253	-63657	-68121	-72645	-77229	-81873	-86577	-91341	-96165	-101049	-106003	-111027	-116121	-121285	-126519	-131823	-137207	-142671	-148215	-153839	-159543	-165327	
Impuestos	KUS\$																																
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ingresos después de Impuestos	KUS\$																																
0	-8,053	-7,016	-6,987	-6,521	-5,096	-4,266	-4,274	-4,185	-4,425	-3,985	-3,408	-2,857	-2,307	-1,757	-1,207	-657	811	1360	1909	2458	3007	3556	4105	4654	5203	5752	6301	6850	7399	7948	8497	9046	
Inversión	KUS\$																																
139,902	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Deuda de Largo Plazo	KUS\$																																
104,927	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortización Deuda	KUS\$																																
0	2,559	2,739	2,930	3,135	3,355	3,590	3,841	4,110	4,398	4,705	5,035	5,387	5,764	6,168	6,600	7,062	7,556	8,085	8,651	9,256	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciación	KUS\$																																
0	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	13,990	
Valor Residual REN	KUS\$																																
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor Residual BESS	KUS\$																																
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja	KUS\$																																
-34,976	3,377	4,236	4,073	4,334	5,540	6,134	5,876	5,696	5,167	5,300	5,074	4,704	4,299	3,947	3,424	1,748	1,052	790	828	1,545	11,708	11,519	11,388	11,002	11,099	10,935	10,664	10,368	10,112	20,182	20,182		
VAN	KUS\$																																
\$12,556																																	
TIR	%																																
13.5%																																	