



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

**DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO PARA CENTRALES EÓLICAS**

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

PABLO ANDRÉS JOSÉ BILBAO ROJAS

**PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
NELSON MORALES OSORIO**

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2013**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: PABLO BILBAO ROJAS
FECHA: 11/11/2013
PROF. GUÍA: DRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CENTRALES EÓLICAS

En el último tiempo en Chile se ha manifestado un importante crecimiento de proyectos de centrales eólicas, contando a fines del 2012 con más de 3 GW en proyectos aprobados según el Servicio de Evaluación Ambiental. Sin embargo, debido a la naturaleza variable del recurso eólico estas centrales no pueden asegurar energía por un determinado periodo de tiempo, lo cual ha dificultado el concretar contratos en el mercado. Dentro de las medidas que permiten solucionar dicho problema se encuentra la implementación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en conjunto con los parques eólicos de forma tal de asegurar la inyección de energía durante un cierto periodo de tiempo. El problema de dicha solución son los altos costos de estas tecnologías los cuales no permiten su aplicación en gran envergadura, haciendo del dimensionamiento de estos equipos un problema de suma importancia.

En el contexto anterior, el objetivo del presente trabajo es optimizar el tamaño del sistema de almacenamiento asociado a un parque eólico en términos de energía y potencia. La optimización se realiza de forma de maximizar las utilidades del conjunto parque eólico más almacenamiento. La estrategia utilizada consiste en almacenar energía durante periodos de precios bajos en el mercado spot e inyectar dicha energía durante periodos de precios altos. El dimensionamiento óptimo se realiza para un parque eólico hipotético modelado en base a mediciones de viento en la zona de Taltal. La tecnología de almacenamiento seleccionada para las simulaciones es una batería de sodio-azufre (Na-S). La razón para utilizar esta tecnología son sus bajos costos, alta eficiencia, alta capacidad de profundidad de descarga (DoD), elevada vida útil y demostrada aplicación en proyectos de gran capacidad energética enfocados en desplazamiento de carga en parques eólicos.

Como resultado se concluye que con los precios actuales de la tecnología Na-S no se logra un proyecto de almacenamiento rentable bajo el esquema de operación propuesto. Debido a este resultado, se calcularon costos (de energía y potencia) tal que un proyecto de almacenamiento Na-S fuese rentable. Los resultados de dicho cálculo muestran que los costos debiesen disminuir en promedio un 50%, e.g. 255 USD/kWh, 500 USD/kW, con respecto a los costos actuales de manera que el proyecto sea rentable. Adicionalmente el análisis de sensibilidad mostró que el parámetro más influyente en el dimensionamiento de baterías es la eficiencia del SAE. Siguiéndole en importancia se encuentran los costos marginales del mercado spot, el límite de DoD del SAE y el costo de inversión por energía.

*A don Juan José Bilbao Arancibia y doña Marllory Alicia Rojas Pantillón,
mis padres...*

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mi profesora guía, dr. Claudia Rahmann Zúñiga, por su disposición, tiempo y consejo de guiarme en este trabajo. En el mismo sentido agradecer a los miembros de la comisión, dr. Rodrigo Palma Behnke e ing. Nelson Morales Osorio, por los comentarios y consejos dispuestos en este trabajo.

Luego, agradezco a todas las personas que depositaron esa confianza que nunca tuve y de poco creció gracias a ustedes. Confianza que me permitió llevar a cabo este proceso. Mi profesora de enseñanza básica Ximena Guzmán, mi profesora de matemáticas Ingrid Oyarzún y profesor José Luis Lavoz quienes plantaron la semilla del saber en mí. Agradecimiento que por supuesto extendiendo a mis compañeros de universidad, quienes en verdad valen la pena de la universidad (por orden de aparición): Francisco Torres Sartori, Waldo Aracena Pérez, Tomás Opazo Toro, Camila Soto Berindoague, Carlos González Cortés, Javier Acuña Pagliero y muchos más que me reclamarán su ausencia en esta página. Gracias a ustedes, que empezamos en plan común porque nos iba bien en matemáticas y otras cosas. Ya algunos titulados y otros titulándose, lo mejor fue conocerlos. Muchas gracias por hacerme parte de sus vidas ¡En verdad!

En especial agradecer a la señorita Camila Soto Berindoague por todos sus comentarios y ayuda en la elaboración de este trabajo, además de su gran amistad y apoyo. A Francisco, Carlos y Javier por su apoyo moral ¡Gracias!

Acabada la parte académica, infinito agradecimiento a la señorita Dania Hernández Quelopana, mi novia. Quien siempre creyó en mí, apoyándome en todo momento. Gracias a vuestra luz he podido llevar a cabo esta empresa ¡Muchisísimas gracias!

Obviamente agradezco a mi familia. Sinceros agradecimientos a mi madre, doña Marllory Alicia Rojas Pantillón, quien depósito toda su confianza en mis decisiones. Mi hermana, doña Marjorie Bilbao Rojas, quien me apoyó y creyó en mí desde siempre.

Finalmente, en memoria a mi padre, don Juan José Bilbao Arancibia. Gracias a tu amor, tengo la confianza y fuerza para estar donde estoy ¡Gracias Papá!

Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivo general.....	2
1.3	Objetivos específicos.....	2
1.4	Supuestos del trabajo.....	2
1.5	Estructura del trabajo.....	3
2	Revisión bibliográfica.....	4
2.1	Generación eólica.....	4
2.1.1	Potencia del viento.....	4
2.1.2	Transformación de energía eólica.....	6
2.1.3	Parques eólicos en sistemas eléctricos de potencia.....	8
2.2	Sistemas de almacenamiento de energía (SAE).....	10
2.2.1	Descripción de sistemas de almacenamiento de energía.....	10
2.2.2	Parámetros técnicos y económicos.....	18
2.2.3	Tecnología para estudio.....	20
2.3	Dimensionamiento óptimo de almacenamiento.....	20
2.3.1	Metodologías de dimensionamiento óptimo.....	21
2.3.2	Metodología para estudio [7].....	24
3	Metodología.....	31
3.1	Datos de entrada.....	31
3.1.1	Dimensiones factibles de un BESS.....	31
3.2	Optimización.....	33
3.2.1	Función objetivo y restricciones.....	33

3.2.2	Algoritmo de optimización.....	35
3.2.3	Esquema operación SAE	37
4	Caso de estudio.....	41
4.1	Datos de entrada.....	41
4.1.1	Generación eólica	41
4.1.2	Red eléctrica	44
4.1.3	SAE.....	46
5	Resultados.....	48
5.1	Búsqueda de costos de SAE para proyecto rentable.....	48
5.2	Estudio de optimización.....	49
5.2.1	Análisis de sensibilidad	51
6	Conclusiones.....	60
7	Referencias	62

Índice de figuras

Figura 2.1: Variación de la velocidad del viento en función de la altura según ley de Hellmann. [5].....	6
Figura 2.2: Construcción de la curva de potencia de una turbina eólica P_m en función de la velocidad de la turbina ω_m , construida a través de los máximos de cada curva de velocidad de viento v_w i [6].....	7
Figura 2.3: Curva de potencia típica para una turbina eólica de 1.500 kW con regulación del ángulo de ataque (línea punteada muestra el efecto de histéresis) [4].....	8
Figura 2.4: Esquema representativo de un sistema de almacenamiento de energía de celdas de flujo redox. [16].....	17
Figura 2.5: Salida de parque eólico y operación del SAE (Curvas simplificadas para ilustración solamente). [7].....	26
Figura 3.1: Diagrama metodología de estudio de optimización de SAE.....	31
Figura 3.2: Diagrama de flujo método de optimización dimensionamiento de SAE.	36
Figura 3.3: Esquema de operación entre elementos del sistema a simular. Líneas continuas (rojas) representan flujos de energía y líneas segmentadas (azules) representan flujos de datos.....	38
Figura 3.4: Ilustración estrategia de control de operación SAE.....	39
Figura 4.1: Ubicación estación de medición Taltal TT, coordenadas 25° 3'59,79"S - 69°51'7.03"O. [28].....	41
Figura 4.2: Perfil promedio diario de velocidad del viento estación Taltal, año 2011.....	42
Figura 4.3: Curva de potencia Vestas V90-2.0 MW. [27].....	43
Figura 4.4: Curva generación horaria promedio anual 2011 parque eólico Taltal 100 MW.....	44
Figura 4.5: Curva costos marginales horaria promedio anual 2011 barra Paposos_220 (izquierda) y barra Esmeralda_220 (derecha).	45
Figura 4.6: Rango factible de dimensionamiento para tecnología de almacenamiento Na-S representado por área azul.	47
Figura 5.1: Desglose costo anualizado, ingreso por venta de energía, ingreso por capacidad firme y utilidad neta de óptimo 28 MW – 208 MWh.....	50

Figura 5.2: Superficie de utilidades en función de la potencia y duración de descarga del SAE.	50
Figura 5.3: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la generación eólica.	51
Figura 5.4: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de los costos marginales del mercado.	52
Figura 5.5: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la eficiencia del SAE.	53
Figura 5.6: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del límite DoD del SAE.....	54
Figura 5.7: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la vida útil del SAE.....	54
Figura 5.8: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de planta del SAE.	55
Figura 5.9: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de operación y mantenimiento del SAE.....	56
Figura 5.10: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de potencia del SAE.	56
Figura 5.11: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de energía del SAE.....	57
Figura 5.12: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del ingreso por capacidad firme del SAE.....	58

Índice de tablas

Tabla 2.1: Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno [5]:	5
Tabla 2.2: Parámetros técnicos de tecnologías de almacenamiento. [17]	18
Tabla 2.3: Parámetros económicos de tecnologías de almacenamiento. [18]	19
Tabla 2.4: Resumen características de metodologías para dimensionamiento presentando: función objetivo, tipo método, entradas, ventajas y desventajas del método.....	23
Tabla 4.1: Parámetros de entrada SAE Na-S.....	46
Tabla 4.2: Compendio de razones de descarga nominales para tecnología Na-S en función de módulos y proyectos.	46
Tabla 5.1: Utilidades óptimas en función de los costos de inversión por energía y por potencia. Utilidades en [USD].....	48
Tabla 5.2: Compendio análisis de sensibilidad de utilidad, potencia y energía óptimos en función de datos de entrada y parámetros del SAE.....	58

Nomenclatura

ERNC	Energías Renovables no Convencionales
CAES	Almacenamiento de energía por aire comprimido
CeZn	Batería de flujo cerio zinc.
DoD	Profundidad de descarga de una batería.
FESS	Sistema de almacenamiento de energía por volante de inercia.
Li-ion	Batería ion litio.
MPPT	Búsqueda del punto de máxima potencia
Na-S	Batería sodio-sulfuro.
NiCd	Batería níquel-cadmio
NiMH	Batería níquel-hidruro metálico
NiZn	Batería níquel-zinc.
PHS	Almacenamiento por bombeo hídrico
PMGD	Pequeño medio de generación distribuida
PSB	Batería de flujo polisulfato de bromuro.
SAA	Aproximación por muestras promedio.
SAE	Sistema de almacenamiento energético
SCESS	Sistema de almacenamiento de energía por supercondensadores
SMES	Almacenamiento de energía por superconducción magnética
SoC	Estado de carga de una batería.
VAN	Valor actualizado neto.
VRB	Batería de flujo vanadio redox.
ZnBr	Batería de flujo zinc bromuro.

1 Introducción

1.1 Motivación

En el último tiempo ha crecido una conciencia ambiental en la sociedad mundial y sumado a esto ha habido un estancamiento en el hallazgo de reservas de combustibles fósiles [1] [2]. Estos dos fenómenos han repercutido en la industria eléctrica investigando nuevas formas de producción de energía eléctrica a través de energías renovables no convencionales (ERNC) con el fin de reducir la cantidad de centrales a combustibles fósiles para reducir las emisiones contaminantes y por otro lado independizarse de estos combustibles.

Bajo este contexto la generación eólica debido a su mayor desarrollo tecnológico-comercial ha liderado la penetración de ERNC en la matriz energética mundial. En Chile la situación no ha sido diferente. A fines del 2012 se contaba con 205 MW en capacidad instalada en operación, 97 MW en construcción, 3.250 MW en proyectos aprobados y 2.640 MW en proyectos en calificación. [3]

Sin embargo, existen importantes problemas que impiden la inclusión masiva de centrales eólicas a los sistemas eléctricos. Uno de los principales problemas es su alta variabilidad en generación.

Para compensar esta variabilidad, es posible instalar sistemas de almacenamiento de energía de diversas tecnologías, tales como: baterías plomo-ácido, zinc-bromo o basadas en litio. Sin embargo, dados los altos costos asociados a las tecnologías de almacenamiento, el dimensionamiento óptimo de dichos equipos resulta de suma importancia.

En el contexto anterior, el presente trabajo de memoria consiste en optimizar el tamaño del sistema de almacenamiento asociado a un determinado parque eólico en términos de energía y potencia, sujeto a restricciones técnico-económicas.

La optimización se basa en un modelo que maximice las utilidades del parque eólico en base a generadores eólicos doblemente alimentados. El trabajo contempla el estudio de análisis de sensibilidad sobre las entradas, parámetros técnicos y parámetros económicos del modelo con el fin de destacar las más importantes.

1.2 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo consiste en dimensionar de manera óptima los parámetros de un sistema de almacenamiento energético (energía y potencia) asociado a un parque eólico, sujeto a restricciones técnico-económicas. Con el propósito de aumentar la utilidad del parque eólico almacenando energía durante periodos de precios bajos del mercado spot e inyectando esta energía almacenada durante periodos de precios altos.

1.3 Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta memoria se desglosan en los siguientes puntos:

1. Revisión bibliográfica sobre: publicaciones acerca de optimizaciones de almacenamiento energético para parques eólicos y estado del arte de tecnologías de almacenamiento.
2. Definición de método de optimización a utilizar.
3. Definición de esquema de operación de sistema de almacenamiento que priorice la inyección de energía almacenada durante periodos de precios altos.
4. Análisis de sensibilidad de resultados de optimización con respecto a variables de entrada (precios del mercado spot y viento), parámetros técnicos y económicos del almacenamiento.

1.4 Supuestos del trabajo

Los supuestos del trabajo son dos: el primero es que el almacenamiento dispone de toda la energía generada por el parque eólico en estudio para poder ser almacenada y eventualmente descargada. Segundo, el sistema acepta toda la energía inyectada por el conjunto parque eólico más almacenamiento, i.e. toda la energía que inyecte el conjunto es comprada por el sistema a precio del mercado spot.

1.5 Estructura del trabajo

La memoria se organiza en 7 capítulos, el contenido de cada uno se describe a continuación:

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

En el capítulo dos se presenta la revisión bibliográfica del tema, abarcando: primero una descripción de la generación eólica, caracterización del recurso eólico, transformación de energía eólica a eléctrica y características de operación de parques eólicos; luego se describe el estado del arte de tecnologías comercialmente establecidas y promisorias de almacenamiento de energía eléctrica. Por último se presenta el estado del arte en metodologías de dimensionamiento óptimo de almacenamiento de energía para parques eólicos.

En el capítulo tres se describe la metodología del trabajo, donde se presenta la función objetivo de optimización, el método de optimización y las directrices de operación del almacenamiento energético.

En el capítulo cuatro se detalla el caso de estudio. En específico se define el parque eólico a estudiar, los precios del mercado spot del sistema y la tecnología de almacenamiento a dimensionar.

En el capítulo cinco se presentan los resultados a partir del caso de estudio descrito en el capítulo anterior.

En el capítulo seis se destacan las conclusiones del trabajo efectuado.

El capítulo siete contiene las referencias utilizadas en la memoria.

Finalmente en los anexos se presenta el algoritmo de optimización utilizado en el trabajo. El código fue escrito en lenguaje Matlab y está disponible en un disco compacto (CD) adosado a este documento.

2 Revisión bibliográfica

2.1 Generación eólica

En esta sección se realiza una breve caracterización de la generación eólica. Se presentan fórmulas que modelan la potencia presente en el recurso eólico, límites teóricos de generación, operación de turbinas eólicas y reseña de parques eólicos en sistemas eléctricos de potencia.

2.1.1 Potencia del viento

La potencia de una masa de aire que fluye a una velocidad v a través de un área A , puede ser calculada como [4]:

$$P_v = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot v^3 \quad (2.1)$$

donde:

- P_v : Potencia cinética del viento, en $[W]$.
- A : Área frontal del volumen de aire a modelar su potencia, en $[m^2]$.
- ρ : Densidad del aire, en $[kg\ m^{-3}]$.
- v : Velocidad del viento, en $[m\ s^{-1}]$.

De la Fórmula 2.1 se tiene que la potencia del viento es proporcional al área frontal del volumen de aire, a la densidad del aire y al cubo de la velocidad del viento. Lo último significa que un cambio del 10% en la velocidad del viento, implica un cambio del 33% en la potencia.

Por su parte la densidad del aire ρ es función de la presión y la temperatura del aire, las cuales se pueden expresar en función de la altura sobre el nivel del mar [4]:

$$\rho(z) = \frac{P_0}{RT} \cdot \exp\left(-\frac{gz}{RT}\right) \quad (2.2)$$

donde:

- $\rho(z)$: Densidad del aire en función de la altura sobre el nivel del mar, en $[kg\ m^{-3}]$.
- P_0 : Densidad del aire a nivel del mar estándar, $1,225\ [kg\ m^{-3}]$.
- R : Constante de los gases, $287,05\ [J\ kg^{-1}\ K^{-1}]$.
- T : Temperatura del aire, en $[K]$.
- g : Constante de gravedad $9,81\ [m\ s^{-2}]$.

- z : Altura sobre el nivel del mar, en $[m]$.

Es así como la potencia del viento puede calcularse en función de la velocidad y la altura sobre el nivel del mar.

Para estimar la velocidad a mayor altura se utiliza la Ley Exponencial de Hellmann [5] (Fórmula 2.3). Esta fórmula se emplea usualmente, pues por lo general se obtienen mediciones a 10 metros de altura, mientras que las turbinas se instalan a alturas de 100 m considerando como referencia el terreno.

$$v_h = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (2.3.)$$

donde:

- v_h : Velocidad del viento a una altura h por estimar, en $[m s^{-1}]$.
- v_0 : Velocidad del viento a una altura h_0 ya estudiada, en $[m s^{-1}]$.
- h : Altura de velocidad a estimar, en $[m]$.
- h_0 : Altura estudiada, en $[m]$.
- α : Coeficiente de Hellmann, ver Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Valores del exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno [5]:

Tipo de terreno	α
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 – 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 – 0,16
Zonas rústicas	0,20
Terrenos accidentados o bosques	0,20 – 0,26
Terrenos muy accidentados y ciudades	0,25 – 0,40

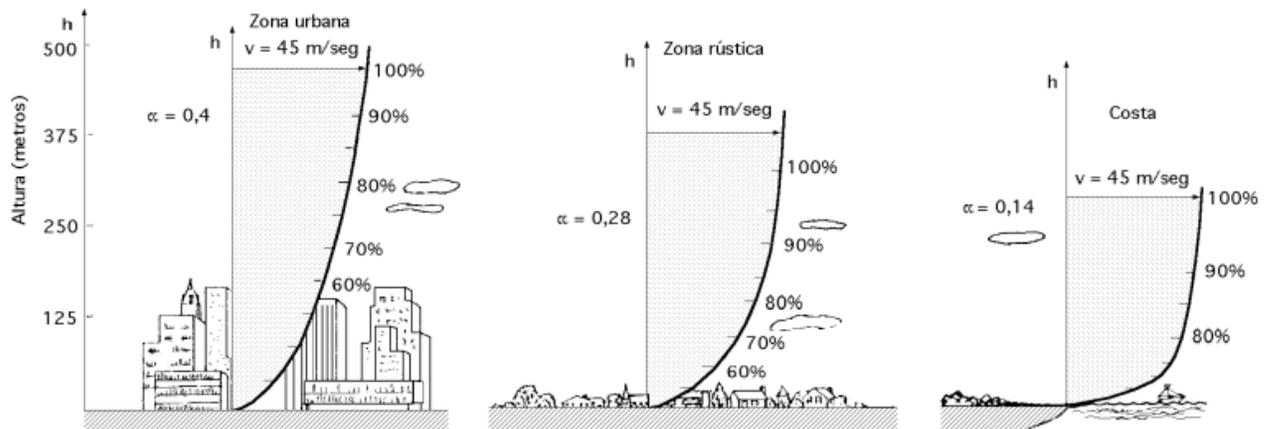


Figura 2.1: Variación de la velocidad del viento en función de la altura según ley de Hellmann. [5]

La potencia del viento no puede ser completamente transformada, si esto ocurriese el viento se detendría y generaría congestión impidiendo al resto de aire fluir a través del área de extracción. El máximo teórico fue descubierto por Betz, en 1926. De acuerdo a Betz sólo el 59% de la potencia del viento puede ser extraída [4].

2.1.2 Transformación de energía eólica

La potencia producida por una turbina eólica está dada por [6]:

$$P_m = P_v \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (2.4)$$

donde:

- P_m : Potencia producida por la turbina eólica, en $[W]$.
- P_v : Potencia cinética del viento (Fórmula 2.1).
- $C_p(\lambda, \beta)$: Coeficiente de potencia, en función de la velocidad tangencial λ y el ángulo de ataque β .

La velocidad tangencial λ está dada por [6]:

$$\lambda = \omega_r R / v_v \quad (2.5)$$

donde:

- ω_r : Velocidad angular de la turbina, en $[s^{-1}]$.
- R : Radio de la turbina, en $[m]$.
- v_v : Velocidad del viento, en $[m s^{-1}]$.

Y el ángulo de ataque β corresponde al ángulo con que las aspas de una turbina enfrentan el viento.

Maximizando la potencia de la turbina en función de la velocidad del rotor ω_r para cada velocidad de viento v_v se obtiene la curva de potencia de una turbina eólica en función de la velocidad del viento (Figura 2.2).

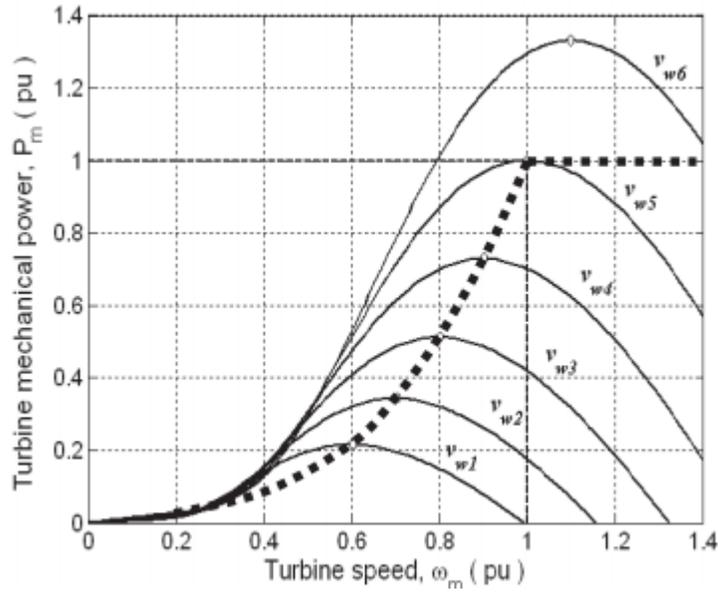


Figura 2.2: Construcción de la curva de potencia de una turbina eólica P_m en función de la velocidad de la turbina ω_m , construida a través de los máximos de cada curva de velocidad de viento v_{w_i} [6].

Esta curva posee cuatro zonas características: **cut in**, velocidad del viento donde la turbina empieza a operar; **zona de incremento**, donde la potencia se relaciona cúbicamente con la velocidad del viento; **zona nominal**, donde la turbina se satura y trabaja a su potencia nominal; y **cut out**, velocidad del viento tope donde el generador detiene su operación por seguridad del equipamiento.

En la Figura 2.3 se muestra una curva de potencia típica. En este ejemplo la velocidad *cut in* corresponde a $3 [m s^{-1}]$, la operación nominal se sitúa entre los 13 y $25 [m s^{-1}]$ donde finalmente se alcanza la velocidad de *cut out*. En esta figura se presenta el efecto de histéresis que corresponde al retraso en volver a operar una turbina después de haberse detenido por llegar a la velocidad de *cut out*. El retraso depende de la tecnología de la turbina, usualmente es de unos 3 a $4 [m s^{-1}]$ [4].

Cabe destacar que las curvas de potencias de las turbinas eólicas se basan en aprovechar al máximo el recurso eólico maximizando la potencia extraída del viento (MPPT, *maximum power point tracking*).

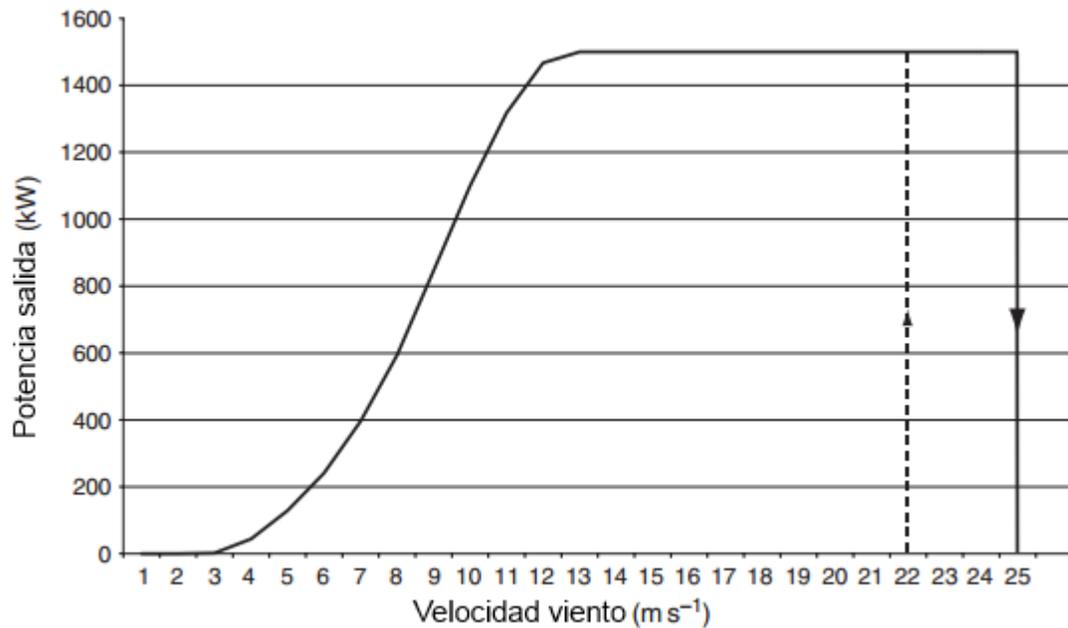


Figura 2.3: Curva de potencia típica para una turbina eólica de 1.500 kW con regulación del ángulo de ataque (línea punteada muestra el efecto de histéresis) [4].

2.1.3 Parques eólicos en sistemas eléctricos de potencia

Un parque eólico se define como un conjunto de generadores eólicos conectados entre sí para inyectar energía eléctrica a un sistema eléctrico. En este contexto los principales desafíos de un parque eólico conectado a un sistema eléctrico son dos [4]:

- Mantener un nivel de tensión dentro de los márgenes permitidos por el sistema.
- Mantener el balance de potencia entre los generadores y los consumidores.

El primer punto ha sido enfrentado por ingenieros desde el comienzo de los sistemas eléctricos, donde existen diversas soluciones tecnológicas para solventarlo. Tales como generadores con reserva en giro, condensadores de alta potencia-baja energía, etc. En síntesis son soluciones de alta potencia, pero de baja energía que compensan variaciones en la red por lapsos de hasta algunos minutos.

Por otro lado, el segundo punto añade nuevos desafíos para la ingeniería eléctrica. Antes del surgimiento de las ERNC los sistemas eléctricos estaban constituidos por centrales

despachables, i.e. la cantidad de energía inyectada por cada central es decidida por el operador por lo que se puede decir que para balancear la potencia sólo existía como variable de entrada la demanda del sistema. Sin embargo al conectar generadores eólicos al sistema se aumenta la variabilidad de la potencia de generación disponible del sistema producto de la característica variable del viento.

En base a esta operación los parques eólicos no pueden concretar contratos con clientes, dado que no pueden asegurar energía ni potencia para un tiempo predeterminado. Es así como sus ingresos provienen de la venta en el mercado spot y/o de subvenciones por temas ecológicos (e.g. bonos de carbón o exigencias reguladoras).

Sin embargo, inclusive vendiendo al mercado spot cuando existe viento no siempre presenta ingresos debido a que no siempre es aceptada la energía. Esto puede deberse a congestión en el sistema de transmisión o discordancia entre la demanda (superávit de potencia eólica durante baja demanda) [7] [8]. Más aún los ingresos se ven disminuidos ya que la producción tampoco concuerda cuando existen precios altos en el mercado spot [8] [9].

Además la variabilidad de las fuentes eólicas, dependiendo del nivel de penetración, puede aumentar el costo de operación por la necesidad de fuentes de despacho rápido para realizar regulación de frecuencia primaria [10].

Ante estas problemáticas la literatura especializada ha propuesto como solución los sistemas de almacenamiento energético (SAE) ([7], [8], [9], [10], [11] y [12]). Sin embargo, los costos de estas tecnologías actualmente son muy elevados. Es por eso que en su aplicación se propone la optimización de su dimensionamiento y/o operación.

En este trabajo se estudia el dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento energético con el objetivo de maximizar la utilidad del parque eólico desplazando carga, i.e. almacenando energía durante períodos de precios bajos e inyectándola durante períodos de precios altos.

En la siguiente sección (2.2) se presentan sistemas de almacenamiento de energía establecidos en el mercado y tecnologías más prometedoras que se encuentren en investigación. Finalizando con la selección de la tecnología a utilizar en el estudio. En la sección posterior (2.3) se hace una revisión de los métodos de optimización publicados en la literatura, seleccionando el método en que se basará este trabajo.

2.2 Sistemas de almacenamiento de energía (SAE)

Para poder comparar las diferentes tecnologías de almacenamiento se definen los siguientes conceptos técnicos:

- Auto-descarga: fenómeno donde el sistema de almacenamiento pierde energía almacenada al estar fuera de operación. El coeficiente o índice de auto-descarga se representa como el porcentaje de energía almacenada perdida con respecto la energía nominal del SAE por unidad de tiempo. Algunas tecnologías poseen altos niveles de auto-descarga que evitan almacenar por tiempos mayores que minutos.
- Densidad de energía: cantidad de energía almacenable en un sistema de almacenamiento por unidad de volumen (kWh/m^3). Una baja densidad de energía indica que el sistema requiere una mayor área de instalación y viceversa.
- Densidad de potencia: cantidad de potencia que puede suministrar un sistema de almacenamiento por unidad de volumen (kW/m^3).
- Eficiencia *round-trip*: corresponde a la eficiencia total del sistema considerando eficiencia de carga y descarga.
- Efecto memoria: fenómeno presente en baterías NiCd y NiMH, donde la capacidad efectiva del almacenamiento decae debido a reiterados ciclos incompletos de carga-descarga. El efecto memoria se puede revertir realizando uno o más ciclos completos de carga-descarga [13].
- Estado de carga (SoC): del inglés *state of charge*, representa la cantidad de energía almacenada en el sistema. Se presenta como el cociente entre la energía almacenada y la capacidad nominal del sistema, comúnmente en porcentaje 100% indica lleno y 0% vacío.
- Profundidad de descarga (DoD): del inglés *depth of discharge*, es el complemento del estado de carga ($DoD = 1 - SoC$), indicando 0% lleno y 100% vacío.

2.2.1 Descripción de sistemas de almacenamiento de energía

Los SAE se pueden clasificar de acuerdo a la forma de almacenamiento de energía:

- Almacenamiento mediante energía electromagnética: transforma energía eléctrica en energía electromagnética para su almacenamiento (Ejemplos: SMES¹ y supercondensadores).
- Almacenamiento mediante energía mecánica: se caracteriza por convertir energía eléctrica en mecánica para almacenamiento (Ejemplos: PHS, CAES² y volantes de inercia).
- Almacenamiento mediante energía química: se convierte energía eléctrica en energía química (Ejemplos: baterías de plomo ácido, de Litio-ion, de NaS, etc.).

A continuación, se describirán las tecnologías con mayor presencia en el mercado y las con desarrollo más prometedor.

2.2.1.1 Almacenamiento mediante energía electromagnética

Mediante energía electromagnética actualmente existen dos tecnologías en mediano desarrollo comercial [14]. Almacenamiento magnético con superconductores y supercondensadores.

Almacenamiento magnético con superconductores (SMES):

Esta tecnología almacena energía en el campo magnético creado por la circulación de corriente continua en una bobina superconductora. Para lograr la condición de superconducción la bobina debe enfriarse criogénicamente. Gracias a la condición de superconducción de la bobina casi no existen pérdidas por efecto Joule y el almacenamiento es práctico. Un SMES típico está constituido por tres partes: bobina superconductora, refrigerador criogénico y sistema de potencia que hace de interfaz con la red eléctrica. Usualmente el conductor está fabricado de niobio-titanio (Nb-Ti), el refrigerante es helio líquido a 4,2 K o helio súper fluido a 1,8 K [14].

Las principales ventajas del SMES son su alta eficiencia *round-trip*, mayor a 95% [2]; y bajos tiempos de respuesta, 5 ms [2]. En contra sus principales desventajas son su elevado costo (refrigeración y superconductor) y los problemas ambientales debidos a los fuertes campos

¹ SMES: Por sus siglas en inglés para almacenamiento de energía con superconducción magnética, *Superconducting Magnetic Energy Storage*.

² CAES: Por sus siglas en inglés para almacenamiento de energía con aire comprimido, *Compressed Air Energy Storage*.

magnéticos. En estas condiciones su uso más común se haya en la mejora de la calidad de energía [14].

Supercondensadores (SCESS):

También denominados condensadores de doble capa, condensadores electroquímicos de doble capa o ultracondensadores. Son condensadores, almacenan energía en campo eléctrico, con una densidad energética del orden de miles de veces mayor que los condensadores convencionales utilizados en electrónica [14]. Un condensador tradicional está compuesto por dos placas conductoras paralelas separadas por un dieléctrico. En un supercondensador se usan dieléctricos de alta permeabilidad y se maximiza la superficie entre electrodos utilizando carbón activado poroso, permitiendo una gran cantidad de energía almacenable en la superficie del electrodo. Los dos electrodos están separados por una barrera porosa muy delgada que está inmersa en el electrolito [15].

Como ventajas poseen: una alta densidad de potencia, capacidad de descarga profunda, alta eficiencia, no se produce calor durante operación, ambientalmente inocuos durante operación y una larga vida útil (12 años). Por otro lado, su baja densidad energética y alto índice de auto-descarga impiden su uso para almacenamiento con ventanas de energía mayores a minutos. Además su vida útil se ve afectada por la variación de tensión, lo cual implica el desarrollo de modelos de envejecimiento para una correcta operación de los supercondensadores [15]. Finalmente las aplicaciones de los supercondensadores se encuentran en suplir variaciones instantáneas de corto tiempo, como fallas, caídas de tensión y variaciones de frecuencia [2].

2.2.1.2 Almacenamiento mediante energía mecánica

En esta categoría destacan tres tipos de tecnologías: almacenamiento por bombeo hidráulico (PHS), almacenamiento por aire comprimido (CAES) y volantes de inercia (*flywheels*).

Almacenamiento por aire comprimido (CAES)

En estos sistemas la energía se almacena comprimiendo aire. En el proceso de descarga el aire comprimido es liberado, mezclándose con combustible propulsando turbinas conectadas a un generador eléctrico [15]. El aire comprimido generalmente se almacena en cavernas subterráneas selladas, modo más usual, o sobre superficie en contenedores especiales de alta presión, cual resulta más costoso y se encuentra con menor desarrollo comercial [15].

CAES subterráneo es una tecnología madura presente desde 1978 en Alemania. Para aplicaciones de almacenamiento de grandes porciones de energía como desplazamiento de carga resulta una tecnología costo-efectiva, sin embargo sus especiales requerimientos de cavidades subterráneas selladas impide su amplia aplicación en los sistemas eléctricos de potencia [15].

Almacenamiento por bombeo hidráulico (PHS)

Este tipo de tecnología consiste en bombear agua hacia un nivel superior con el fin de acumular energía potencial, luego para aprovechar esta energía el agua es descargada a través de una turbina en el punto inferior de la instalación. PHS convencional utiliza dos reservas de agua, uno superior y otro inferior. También existe el PHS bajo tierra donde se aprovechan minas abandonadas u otros tipos de cavidades subterráneas. El mar abierto también puede ser utilizado como reservorio inferior. Además algunas represas pueden ser adaptadas a PHS [14].

Esta tecnología es una de las más maduras y extendidas aplicadas en sistemas de potencia. Sus principales aplicaciones son proveer: control de frecuencia, reserva de energía y desplazamiento de carga. Las principales ventajas son su alta capacidad de potencia y energía a bajo costo, sin embargo como desventajas requiere de un sitio geográfico especial, más su impacto ambiental, alto costo de inversión inicial y un largo periodo de construcción [15].

Volantes de inercia (FESS)

Por último se encuentran los volantes de inercia que almacenan energía cinética. Esta tecnología se encuentra madura comercialmente. Los volantes de inercia actuales están constituidos por un cilindro masivo conectado a un motor-generador ambos soportados por rodamientos de levitación magnética, todo dentro de una cámara al vacío para disminuir las pérdidas por roce [15].

Las principales ventajas de los volantes de inercia son: alta capacidad cíclica (cerca de 10^5 ciclos con descarga profunda o 20 años de servicio), alta densidad de potencia, alta eficiencia y bajo mantenimiento. En oposición su mayores desventajas son su baja densidad de energía y su razón de auto-descarga, aproximadamente 20% por hora. Dada estas características su aplicación se encuentra en regulación de frecuencia y estabilidad del sistema ante fallas de corta duración (segundos hasta 15 minutos) [15].

2.2.1.3 Almacenamiento mediante energía química

Las tecnologías de almacenamiento mediante energía química se les conoce como baterías. En esta sección se presentan diversas tecnologías de baterías secundarias, i.e. recargables. Una batería consiste en una celda o múltiples celdas conectadas en serie o en paralelo dependiendo de la tensión y capacidad deseadas. Cada celda de la batería consiste de un cátodo (electrodo positivo), un ánodo (electrodo negativo) y un electrolito que provee de un medio de transferencia de iones entre los dos electrodos. Durante la descarga, reacciones electroquímicas en los dos electrodos generan un flujo de electrones a través de un circuito externo con el cátodo aceptando electrones y el ánodo proveyendo electrones. Durante el proceso de carga, las reacciones electroquímicas son inversas y la batería absorbe energía desde el circuito externo [15].

Baterías plomo-ácido (Pb-ácido):

Las baterías de plomo-ácido son el tipo de baterías recargables más antiguas. Se consideran como una tecnología muy madura. Son fáciles de instalar y poseen bajos costos. Las baterías de plomo-ácido selladas (válvula regulada) no requieren de mantenimiento. Los índices de auto-descarga son bajos, alrededor 2-5% de su capacidad nominal por mes, lo cual es ideal para aplicaciones de almacenamiento a largo plazo. Sin embargo, las desventajas de esta tecnología son su baja densidad energética y corta vida útil. La densidad energética típica es aprox. 30 Wh/kg y su vida útil promedio es de 1.200 a 1.800 ciclos. La vida útil está afectada por la profundidad de descarga y no es recomendable descargarlas sobre el 20% de su capacidad nominal. El rendimiento de una plomo-ácido también se ve afectada por la temperatura: altas temperaturas reducen la vida útil y bajas temperaturas reducen la eficiencia [15].

Baterías basadas en níquel:

En baterías basadas en níquel, el hidróxido de níquel es usado para el electrodo positivo, pero para el electrodo negativo pueden usarse diferentes materiales. Existen tres tipos de baterías basadas en níquel: níquel-cadmio (NiCd), níquel-hidruro metálico (NiMH) y níquel-zinc (NiZn). La tecnología NiCd usa hidróxido de cadmio, NiMH usa una aleación de metal y NiZn usa hidróxido de zinc. Las baterías basadas en níquel tienen densidades energéticas mayores que las baterías plomo-ácido, 50 Wh/kg para NiCd, 80 Wh/kg para NiMH y 60 Wh/kg para NiZn [15].

Las baterías NiCd están alcanzando un nivel de madurez equivalente al de las baterías de Pb-ácido. NiCd poseen una vida útil mayor, 3.000 ciclos promedio, y pueden ser completamente

descargadas sin daños. Sin embargo, tres desventajas impiden el desarrollo a gran escala de esta tecnología. Una es el alto precio, hasta 10 veces más que una batería Pb-ácido. La segunda corresponde a preocupaciones medio ambientales respecto a la toxicidad del cadmio y sus problemas de reciclaje asociados [15]. Y finalmente pueden sufrir del efecto memoria, donde la batería disminuye su capacidad efectiva por reiterados ciclos parciales de carga-descarga [13].

Baterías NiMH poseen una alta densidad energética del doble que una batería Pb-ácido. Este tipo de baterías pueden ser recicladas y sus componentes son inocuos ambientalmente. También pueden ser usadas en un amplio rango de temperaturas y una alta tensión de operación. No obstante, repetidas descargas a altas intensidades de corriente pueden acortar la vida útil de las baterías NiMH bajo los 200-300 ciclos y el efecto memoria reduce la utilidad del SoC de la batería. Las baterías NiZn tienen las mismas ventajas de las baterías NiMH y además tienen una capacidad de descarga profunda como las baterías NiCd, pero la tecnología NiZn está afectada por un pobre ciclo vital debido al rápido crecimiento de dendritas [15].

Baterías ion-litio (Li-ion):

Las baterías de ion-litio logran desempeños excelentes en electrónica portable y dispositivos médicos. Además esta tecnología es impulsada por el mercado de electrónica de consumo porque las baterías ion-litio son más livianas, pequeñas y más potentes que otras baterías. Poseen la más alta densidad energética desde 90 a 190 Wh/kg y la más alta densidad de potencia desde 500 a 2.000 Wh/kg entre todas las baterías. Otras ventajas de las baterías de litio incluyen alta eficiencia, sin efecto memoria y bajo índice de auto-descarga. Esta es la razón porque las baterías ion-litio son tan prometedoras para ser usadas en la siguiente generación de vehículos eléctricos. Las baterías de ion-litio son caracterizadas teóricamente por una vida útil alrededor de 3.000 ciclos a una profundidad de descarga de 80%.

Algunas desventajas que existen en esta tecnología: no son robustas y algunas veces muy frágiles. Los ciclos de vida son afectados por temperatura y pueden ser severamente disminuidos por descargas profundas. Usualmente, requieren de circuitos de protección especial para evitar sobrecargas y necesitan sistemas de administración sofisticados para mantener condiciones de operación seguras. Otra desventaja es su costo, desde 900 USD/kWh hasta 1.300 USD/kWh. Estos hechos limitan el uso de baterías de ion-litio para aplicaciones de gran capacidad y aplicaciones donde muy bajos SoC podrían ser alcanzado [15].

Baterías sodio-sulfuro (Na-S):

Sodio-sulfuro es una nueva y prometedora tecnología de batería a alta temperatura, operando cercano a 300 °C. La densidad energética de este tipo de baterías es 100 Wh/kg y su vida útil son 2.500 ciclos a 100% de profundidad de descarga con una alta eficiencia de 89% [15].

La construcción de una celda básica utiliza azufre líquido en el electrodo positivo y sodio líquido fundido en el electrodo negativo, separados por un electrolito sólido de cerámica beta-alumina. La tensión de una celda básica es 2 V. Durante la descarga iones positivos de Na^+ fluyen a través del electrolito y se combinan con el azufre formando sodio polisulfurado (Na_2S_4) y los electrones fluyen en el circuito externo de la batería. Durante el proceso de carga, moléculas de Na_2S_4 liberan los iones de Na^+ al electrolito donde estos iones son recombinados como sodio elemental. En condiciones clásicas de operación, el calor producido por la carga y descarga es suficiente para mantener la temperatura nominal de operación (promedio 300-350 °C), pero la batería aún necesita ser calentada en modo de suspensión para mantener los electrodos en estado fundido [15].

La tecnología de baterías de sodio-sulfuro fue traída al mercado en 2002 por la compañía japonesa NGK. A la fecha, más de 270 MW de capacidad total ha sido instalada sobre 190 lugares en Japón. Estas baterías almacenan energía capaz de realizar ajuste de carga diario de 6 horas. EE.UU. ha desarrollado baterías Na-S de 9 MW para reforzar la capacidad eólica y otras aplicaciones. La instalación Na-S más grande es de 34 MW, 245 MWh utilizada para suavizar la inyección eólica en el norte de Japón.

Por un lado, esta tecnología posee ventajas como bajo costo, alta capacidad energética, alta eficiencia y tolerancia a descargas profundas. Por otro lado, este tipo de baterías es penalizado por la alta temperatura de operación y la naturaleza corrosiva del sodio. Estas características hacen de las baterías Na-S adaptables para aplicaciones de gran escala, e.g. ajuste de carga entre 3 a 6 horas [15].

Baterías de flujo:

Las baterías de flujo son una tecnología relativamente nueva dedicadas para aplicaciones de gran capacidad de energía. Esta tecnología consiste de dos estanques de electrolitos de los cuales los electrolitos líquidos fluyen a través de una celda electroquímica compuesta por electrodos y

una membrana separadora. La Figura 2.4 ilustra la estructura de un sistema de batería de flujo. Los procesos de carga y descarga son realizados mediante una reacción electroquímica reversible entre dos reservas de electrolitos líquidos. Las baterías de flujo son usualmente denominadas baterías de flujo redox, basado en la reacción redox (reducción-oxidación) entre los dos electrolitos en el sistema [15].

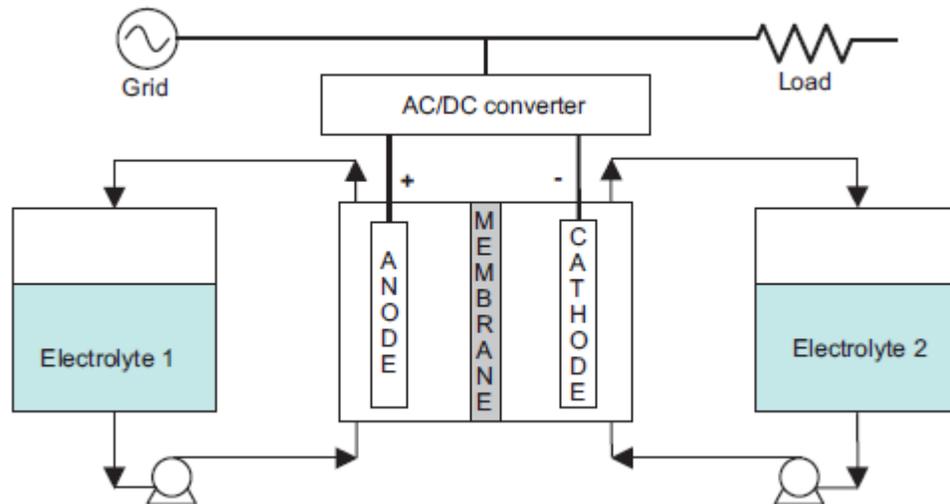


Figura 2.4: Esquema representativo de un sistema de almacenamiento de energía de celdas de flujo redox. [16]

La destacada ventaja de la tecnología de baterías de flujo está en que las dimensiones de potencia y energía pueden ser dimensionadas independientemente. El índice de potencia está determinado por el diseño de las celdas de electrodo y la capacidad energética depende del volumen de los electrolíticos. Por lo tanto, la batería de flujo puede ser fácilmente diseñada para lograr requerimientos específicos de capacidad energética o capacidad de potencia. Estas características las hacen adaptables para un amplio rango de aplicaciones mayor que las baterías convencionales. Otra significativa ventaja es la larga vida útil cerca de 10.000 ciclos a una profundidad de descarga de 75%. Otras ventajas incluyen alta seguridad, despreciable degradación por descargas profundas y auto-descarga. La mayor desventaja es que los sistemas de baterías de flujo incluyen sistemas de bombeo los cuales aumentan la complejidad del sistema y los costos totales.

En los últimos 20 años, cuatro diseños de baterías de flujo han sido demostrados: vanadio redox (VRB), zinc bromuro (ZnBr), polisulfato de bromuro (PSB) y cerio zinc (CeZn). Las mayores instalaciones, en Japón y norte américa, usan diseños de vanadio redox y zinc bromuro. Su eficiencia es de 85% para el sistema VRB y 75% para ZnBr. Por ejemplo VRB de 500 kW, 10

h (5 MWh) han sido instalados en Japón por las Industrias Eléctricas Sumitomo (SEI), y VRB también ha sido utilizado para aplicaciones de calidad de energía (Fuente de poder de 3 MW durante 1,5 s). 5 kW/20kWh grupos de unidades de almacenamiento de energía basadas en tecnología ZnBr están siendo probadas. SAE de ZnBr han sido ensayados en medios de transporte (1 MW/ 3 MWh), estos sistemas podrían conectarse en paralelo para aplicaciones de mayor potencia.

En síntesis: dimensionamiento de energía y potencia flexible, larga vida-útil, bajo costo y bajo mantenimiento hacen de las baterías de flujo una tecnología prometedora a ser usada para amortiguar las variaciones de las energías renovables integradas a las redes eléctricas de potencia. Por ejemplo, las baterías de flujo pueden ser diseñadas diferentemente para compensaciones de variaciones de corto plazo y largo plazo, y más favorablemente son adaptables para ajuste de carga horaria [15].

2.2.2 Parámetros técnicos y económicos

A continuación se presenta un compendio de parámetros técnicos (Tabla 2.2) y económicos (Tabla 2.3) de las tecnologías descritas anteriormente. Estos valores fueron obtenidos de dos publicaciones donde se realiza el estudio del estado del arte de las tecnologías de almacenamiento, [17] y [18]. En la Tabla 2.2 se añadió la columna de profundidad de descarga, la cual fue recabada de diversas fuentes y está ausente en la publicación [17].

Tabla 2.2: Parámetros técnicos de tecnologías de almacenamiento. [17]

	Energía nominal máx. MWh	Potencia nominal máx. MW	Capacidad de ciclos	Vida útil años	Eficiencia %	DoD %
Electromagnética						
SMES	0,015	100	$10^4 - 10^5$	20	80 - 95	75 [19]
SCESS	0,01	0,25	$5 \cdot 10^5 - 10^6$	8 - 17	65 - 90	100 [20]
Mecánica						
CAES	2.860	300	$10^4 - 3 \cdot 10^4$	30 - 40	70 - 73	-
PHS	8.000	1.000	$2 \cdot 10^4 - 5 \cdot 10^4$	30 - 50	65 - 80	-
FESS	5	20	$10^5 - 10^7$	20	85	100 [21]
Baterías						
Li-ion	50	50	1.500 - 3.500	14 - 16	78 - 88	80 [15]
Ni-Cd	6,75	45	3.500	13 - 20	72	100 [15]
Pb-acido	40	10	200 - 1.800	5 - 15	70 - 80	75 [22]
Na-S	244,8	34	2.500	12 - 20	75 - 85	90 [23]
Baterías de flujo						
VRB	120	12	1.000 - 13.000	10 - 20	65 - 88	100 [23]
ZnBr	4	2	2.000 - 2.500	8 - 10	65 - 85	100 [17]

donde:

- Energía nominal máxima: corresponde al máximo valor nominal de energía hallado en la literatura.
- Potencia nominal máxima: equivalente a la energía, pero en potencia nominal.
- Capacidad de ciclos: cantidad que representa la vida operativa útil de la tecnología en número de ciclos carga-descarga. Rangos se deben a valores mínimos y máximos encontrados en la literatura.
- Vida útil: estimada en años. Rangos se deben a valores mínimos y máximos encontrados en la literatura.
- Eficiencia: *round-trip*, presentada en porcentaje. Rangos se deben a valores mínimos y máximos encontrados en la literatura.
- DoD: profundidad de descarga nominal recomendada para optimizar vida útil del almacenamiento, presentada en porcentaje. Para las tecnologías CAES y PHS no se hallaron publicaciones donde se mencionara este término, aunque por el principio de operación de estas tecnologías se estima que debe ser cercano al 100% para ambas.

Por otro lado los parámetros económicos, i.e. costos, se dividen en costos de inversión y costos de operación y mantenimiento.

Los costos de inversión se pueden dividir en tres conceptos: costo de inversión de energía, estos costos dependen principalmente del tipo de tecnología de almacenamiento (costos de materia prima, costos de construcción); costo de inversión de potencia, estos costos dependen principalmente de la electrónica de potencia (conversión corriente continua a corriente alterna) y tecnología de almacenamiento debido a la cantidad de materia prima usada en función de la densidad de potencia de la tecnología; y costo de inversión de planta que representa los costos de recinto (obras civiles), cableado, refrigeración, i.e. todo el equipamiento anexo al almacenamiento necesario para que el sistema de almacenamiento opere correctamente.

Tabla 2.3: Parámetros económicos de tecnologías de almacenamiento. [18]

	Costo inv. energía USD/kWh	Costo inv. potencia USD/kW	Costo inv. planta	Costo operación y mantenimiento USD/kW-año
Electromagnética				
SMES	10.000	300	1.500 [USD/kWh]	10
SCESS	30.000	300	100 [USD/kW]	13
Mecánica				
CAES	10	450	160 [USD/kW]	6
PHS	12	2.000	2 [USD/kWh]	3
FESS	1.000	350	100 [USD/kW]	18

Baterías				
Li-ion	1.500	1.500	100 [USD/kW]	10
Ni-Cd	1.197	600	100 [USD/kW]	15
Pb-acido	300	450	100 [USD/kW]	10
Na-S	534	3.000	100 [USD/kW]	14
Baterías de flujo				
VRB	630	3.200	100 [USD/kW]	28
ZnBr	400	2.000	100 [USD/kW]	26

donde:

- Costo inversión energía: representa el costo de inversión por unidad de energía nominal, en dólares por kilowatt-hora, de la instalación de almacenamiento.
- Costo inversión potencia: representa el costo de inversión por unidad de potencia nominal, en dólares por kilowatt, de la instalación de almacenamiento.
- Costo inversión planta: representa el costo de inversión de planta por unidad de energía o potencia dependiendo de la tecnología, de la instalación de almacenamiento.
- Costo de operación y mantenimiento: presentado en dólares por kilowatt-año, es el costo anualizado de operación y mantenimiento para un año de operación.

2.2.3 Tecnología para estudio

La aplicación del almacenamiento en este estudio es realizar desplazamiento de carga en un parque eólico conectado al sistema interconectado. Para este fin se requiere una tecnología con alta capacidad energética y bajo costo por energía para evitar altos costos de inversión.

La tecnología seleccionada corresponde a baterías de sodio sulfuro (Na-S). Esta tecnología se selecciona por su menor costo por energía, alta eficiencia, alta capacidad de profundidad de descarga, sin efecto memoria, elevada vida útil y demostrada madurez tecnológica en proyectos de gran envergadura enfocados en desplazamiento de carga en parques eólicos, e.g. parque eólico en Rokkasho, Japón [24].

2.3 Dimensionamiento óptimo de almacenamiento

En esta sección se presenta una revisión de las metodologías de dimensionamiento óptimo publicadas en la literatura especializada y luego se presenta la metodología de la cual el trabajo basará su optimización.

2.3.1 Metodologías de dimensionamiento óptimo

A continuación se presenta un análisis del estado del arte de las metodologías de optimización para dimensionamiento de SAE para parques eólicos.

En [7] se presenta una caracterización teórica de dimensionamiento óptimo para SAE. Aquí se presenta un análisis económico planteando una función de utilidad de SAE con diversos términos con el fin de maximizar esta función. Como solución se presentan dos tipos de metodologías de dimensionamiento: una por cálculo directo y otra analítica. En la primera se define un conjunto de dimensiones de SAE, se calcula la utilidad para cada dimensión y luego se selecciona la óptima. La segunda se basa en definir los términos de la función objetivo en función de variables a optimizar y calcular el óptimo a través de cálculo diferencial. Para el primer método se plantea que es más sencillo y rápido de modelar, mientras que el segundo resulta más complejo debido a que por lo general se obtienen funciones no lineales. Finalmente se desarrolla un caso de estudio con el método por cálculo directo optimizando el SAE con el fin de efectuar desplazamiento de carga. En este modelo se plantea un parque eólico conectado a la red eléctrica adjunto a un SAE que utiliza un control simple que prioriza el almacenamiento durante superávit de energía eólica, el cual luego inyecta bajo déficit. Como referencia de consumo se utiliza la curva de generación de un generador convencional. Las ventajas del modelo de este caso de estudio es su modelación simple, como desventajas se hayan la no consideración de la naturaleza estocástica del viento, demanda y precios.

En [8] se optimiza el dimensionamiento del SAE maximizando las utilidades provistas por éste efectuando desplazamiento de carga. La energía generada por el parque eólico y los precios de la red eléctrica se modelan como parámetros de entrada estocásticos. La metodología aplicada en este caso consiste en un método de optimización estocástico de dos etapas. En la primera etapa, antes de la realización de las variables aleatorias, la variable de decisión es la dimensión del SAE, en potencia y energía. En la segunda etapa, después de la realización de las variables aleatorias, se optimizan las decisiones operacionales del SAE. Este modelo de optimización se resuelve con programación estocástica a través de SAA³. La ventaja de este método está en la optimización del SAE considerando la naturaleza estocástica de la energía eólica y precios del

³ SAA: Por sus siglas en inglés para *Sample Average Approximation*.

mercado eléctrico. La posible desventaja de este método es la mayor complejidad del modelo estocástico, sin embargo, los autores destacan la simpleza y rapidez del modelo.

En [9] también se optimiza con el objetivo de desplazar carga obteniendo beneficios por priorizar la inyección de energía a la red cuando los precios de mercado spot son más altos. Se emplean dos métodos: aproximación lineal, donde se fija una operación del SAE, y optimización dinámica, donde además se optimiza la operación del SAE. En ambos métodos las variables de entrada son datos históricos de producción de energía eólica y precios del mercado spot. Ambos modelos se simulan para un conjunto de dimensiones, obteniéndose el óptimo al seleccionar la mejor utilidad. Se concluye que la optimización dinámica obtiene mejores resultados debido a que la operación predeterminada en la aproximación lineal disminuye bastante el rendimiento. Analizando sólo el modelo de optimización dinámica las ventajas de este son: mayor rendimiento de operación, dispensa de una política de control. Sin embargo como desventajas se plantean: mayor tiempo de cálculo, resultados no muy representativos de realidad ya que obtiene operación óptima para generación y precios históricos, i.e. no se considera naturaleza estocástica de estas dos últimas variables.

En [10] la metodología de optimización es por cálculo directo, según categorización de [7]. En este estudio además de optimizar el dimensionamiento se optimiza el control del SAE; para esto se estudia control simple, difuso, redes neuronales simple y avanzada; el objetivo de los controles es disminuir el error entre energía pronosticada y energía inyectada por el parque eólico. La energía generada por el parque y los precios del mercado son datos históricos. Se simula la operación para un conjunto de dimensiones de SAE por cada control. Así se obtienen superficies de utilidades en función de la potencia y energía del SAE. Una de las ventajas de este método es que se considera la naturaleza estocástica del viento y se consideran políticas de control aplicables en un SAE real.

La metodología aplicada en [11] optimiza el dimensionamiento en función de la energía rechazada del parque eólico por la red eléctrica. Se basa en un algoritmo evolutivo comercial [25] que optimiza tanto el dimensionamiento como la operación. En este estudio no se explicita el método, salvo que se simula la operación del sistema por un año y se estudian distintas formas de funciones objetivo mono- y multi-variables, definiendo distintas variables a optimizar como VAN, razón energía recuperada de energía rechazada, energía consumida de la red, entre otras. Las ventajas de este método son: la facilidad de implementar funciones objetivo multivariadas y

rapidez en resolución. Mientras que como desventaja puede ser el uso de un algoritmo comercial, lo cual puede generar difícil acceso a éste.

Finalmente en [12] se optimiza el SAE desde un punto de vista de PMGD minimizando la energía consumida desde la red. Se define una regla de control simple que prioriza el uso de energía eólica almacenándola durante precios altos. Se desarrolla el método analítico expresando la función objetivo en términos de la capacidad energética del SAE, i.e., unidimensional. Se desarrollan expresiones analíticas y se demuestra que la función objetivo posee un único óptimo, finalmente obteniéndose el óptimo para un caso simplificado unitarifario y sin pérdidas durante el almacenamiento. Sin embargo, para calcular el óptimo en escenarios más complejos (bitarifario y con pérdidas durante el almacenamiento) se recurre a la optimización por cálculo directo con programación dinámica.

En la Tabla 2.4 se presenta un cuadro resumen que presenta metodología, tipos de variables de entrada, ventajas y desventajas.

Tabla 2.4: Resumen características de metodologías para dimensionamiento presentando: función objetivo, tipo método, entradas, ventajas y desventajas del método.

Estudio	Función objetivo	Metodología	Entradas	Ventajas	Desventajas
[7]	Optimizar dimensión SAE, maximizando su utilidad.	Cálculo directo.	Energía eólica y precios mercado determinísticos.	Modelación simple.	No considerar naturaleza estocástica de entradas.
[8]	Optimizar dimensión y operación SAE, maximizando su utilidad.	Método estocástico de dos etapas.	Energía eólica y precios del mercado estocásticos	Considera naturaleza estocástica de entradas.	Mayor complejidad por modelación estocástica.
[9]	Optimizar dimensión y operación SAE, maximizando su utilidad.	Cálculo directo con programación dinámica.	Energía eólica y precios del mercado determinísticos.	Mayor rendimiento de operación SAE.	No considerar naturaleza estocástica de entradas.
[10]	Optimizar dimensión y operación SAE, minimizando error de despacho.	Cálculo directo.	Energía eólica y precios del mercado determinísticos.	Esquema de operación SAE más aplicables en la realidad.	No considerar naturaleza estocástica de entradas.
[11]	Optimizar dimensión y operación SAE, para variadas funciones objetivo.	Algoritmo evolutivo comercial.	Energía eólica estocástica.	Capacidad de funciones objetivo multivariables.	Uso algoritmo comercial para optimización.

[12]	Optimizar dimensión SAE, minimizando su costo.	Analítica y cálculo directo con programación dinámica.	Energía eólica y precios del mercado estocásticos.	Resultados teóricos gracias a método analítico.	Modelación más simplificada para método analítico.
------	--	--	--	---	--

2.3.2 Metodología para estudio [7]

El método de optimización aplicado en este trabajo se basa en el estudio realizado en [7] donde se aplica el método de cálculo directo, i.e. se calcula la función objetivo para cada dimensión y luego se selecciona el valor óptimo. Esta selección se privilegió por la semejanza en los objetivos de optimización, maximizar utilidades por venta de energía a través de desplazamiento de carga; y prescinde de métodos estocásticos que no son el objetivo de este trabajo.

2.3.2.1 Función objetivo

En esta publicación se maximiza la utilidad del SAE, independiente de la utilidad del parque eólico, que tiene por objetivo el desplazamiento de carga. La función objetivo utilizada en la optimización es la siguiente:

$$\text{Máx}_{\langle \text{SAE Rating} \rangle} B = M_E + M_{CF} - M_{SAE} \quad (2.6)$$

donde:

- B : Utilidad total (i.e. beneficio) obtenido por año, [USD/año].
- M_E : Ingresos por descargar energía eólica almacenada previamente, [USD/año].
- M_{CF} : Ingresos por capacidad firme del conjunto parque eólico y SAE, [USD/año].
- M_{SAE} : Costo anualizado del SAE. Esto es el dinero necesario para pagar la deuda o financiar el capital usado para comprar e instalar el SAE, incluyendo costos de operación y mantenimiento y efectos por impuestos, [USD/año].

2.3.2.2 Ingreso por energía descargada, M_E

El ingreso anual obtenido por almacenar e integrar energía a través del SAE es calculada como:

$$M_E \left[\frac{USD}{\text{año}} \right] = \text{Precio energía} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \times \text{Energía descargada} [MWh] \quad (2.7)$$

El precio energía es un dato de entrada (histórico), la energía descargada por el SAE se calcula a través del perfil de energía generada por el parque eólico y un esquema de operación del SAE asociado (Sección 2.3.2.3).

La idea es almacenar e integrar a la red la energía eólica que de otro modo sería desperdiciada, ya sea por restricciones de transmisión u operación de otras centrales. Los perfiles de salida del parque eólico pueden ser clasificados en dos principales tipos, específicamente salida potencial y salida deseada. El perfil de salida potencial es la cantidad de potencia eléctrica que las turbinas del parque eólico pueden convertir del viento disponible por un periodo de tiempo (e.g. un año). La salida deseada puede ser definida de varias formas, dependiendo del criterio usado (e.g. consumo, eficiencia de costo-combustible de generadores del sistema, estabilidad de la red). Algunas salidas deseadas posibles son el perfil de despacho económico de un generador equivalente convencional, la demanda de la red, el perfil de despacho bajo un contrato, etc. El perfil de salida potencial, por su naturaleza, puede ser llamado la salida posible o perfil desregulado del parque eólico, dado el viento incidente.

El perfil de salida desregulado del parque eólico, en general, concuerda pobremente con el perfil deseado. Típicamente, en un tiempo dado t , la salida del parque eólico que excede el nivel de la salida deseada debe ser reducida. Esto significa que una parte de la energía eólica disponible no es inyectada a la red (i.e. energía pérdida). Por lo tanto, uno de los mayores objetivos cuando se instala un SAE es almacenar los excedentes de energía eólica e inyectarlos a la red apropiadamente, e.g. cuando el precio es alto y no existen restricciones técnicas de la red.

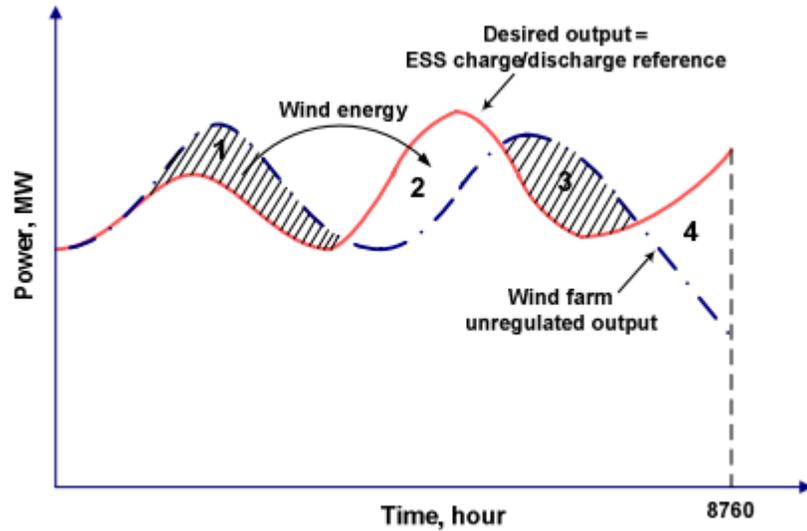


Figura 2.5: Salida de parque eólico y operación del SAE (Curvas simplificadas para ilustración solamente). [7]

La Figura 2.5 ilustra como un SAE opera para modificar el patrón de salida desregulado de un parque eólico. La línea punteada es la potencia simplificada del parque eólico para un año. La línea roja es la salida deseada. El SAE es operado tal que las salidas combinadas entre éste y el parque eólico dentro de lo posible sean lo más cercanas a la salida deseada. Por consiguiente la salida deseada es la referencia para la operación de carga/descarga del SAE. Áreas 1 y 3 son excedentes de energía eólica que deben ser recortados para la operación estable de la red. El SAE almacena esta energía y redespacha en las áreas 2 y 4, donde la demanda es alta o la salida del parque eólico decae.

Siguiendo la discusión anterior, en esta publicación, el perfil de salida del parque eólico se considera desregulado. Es más, se asume que, en cualquier tiempo t , cualquier cantidad de energía eólica que exceda el nivel de salida deseada (i.e. excedente de energía eólica) es descartada o, si es inyectada, posee valor despreciable. El ingreso M_E es calculado basado en la energía descargada del SAE, i.e. una cantidad adicional de energía eólica inyectada que no sería inyectada si no hubiera SAE, más el precio de la energía en dicha hora.

Conociendo el perfil de salida del parque eólico, la salida deseada y el esquema de carga/descarga del SAE, es posible calcular la energía descargada total por el SAE para cualquier momento de interés. Cuanta energía eólica puede ser “salvada” depende del patrón de salida desregulado del parque eólico, la salida deseada, la dimensión del SAE y el esquema de carga/descarga.

2.3.2.3 Esquema de operación del SAE

El escenario de operación de una planta eólica en combinación con un SAE es el siguiente. La planta eólica de interés está conectada a la red eléctrica. Hay otros seis generadores en el sistema. El SAE está conectado en paralelo con la planta eólica para regular parte de su potencia. El esquema de operación del SAE incluye dos aspectos: una referencia de carga/descarga y un esquema de carga/descarga del SAE.

1) Referencia de carga/descarga

La referencia (i.e. la salida deseada del parque) debe lograr dos principales requerimientos de un perfil de despacho eficiente: (i) costo-combustible eficiente y (ii) habilidad de satisfacer la demanda. El último requerimiento significa que la salida del parque eólico, combinada con las salidas de los otros generadores del sistema, debe igualar la demanda total del sistema y asegurar una condición de operación satisfactoria. En el caso de estudio de la publicación, la referencia de carga/descarga del SAE (i.e. salida deseada) se selecciona el perfil de despacho anual de un generador convencional equivalente, hipotéticamente localizado en el punto de conexión de la planta eólica de interés.

El perfil de salida deseado se desarrolla como sigue. El patrón de salida anual R (un perfil de despacho transformado a por unidad) de un generador convencional en el sistema es seleccionado para ser el patrón de salida deseado (i.e. del generador hipotético). Luego, un índice equivalente P_{equiv} del generador hipotético es determinado para el parque eólico. El índice es considerado “equivalente” si $\text{promedio}(R \times P_{equiv}) = \text{promedio}(P_{WF})$ donde P_{WF} es el perfil de salida desregulado del parque eólico de interés. Notar que R y P_{WF} son vectores con 17.520 datos ($365 \times 24 \times 2$, i.e. resolución de 30 minutos). La salida deseada en megawatts (i.e. la referencia de carga/descarga del SAE) para el parque eólico es $R \times P_{equiv}$.

Esta manera de configurar la salida deseada se considera para facilitar la integración de energía eólica y reducir los excedentes de energía eólica que necesitan ser almacenados. Si la salida deseada es configurada muy inferior con respecto a la salida del parque eólico (en amplitud promedio), la cantidad de energía eólica permitida para inyectarse directamente a la red se reduciría mientras que la cantidad de energía desviada al SAE aumentaría, resultando un requerimiento de mayor almacenamiento. Dado el actual alto costo de los SAE, esto es indeseable. Al contrario, si la salida deseada es configurada muy superior, en ocasiones un

exceso de energía eólica se inyectaría al sistema, afectando su operación estable. El segundo requerimiento (i.e. habilidad de satisfacer la demanda) es verificada por simulación. El generador hipotético es conectado a la red en el punto de conexión del parque eólico bajo la condición de suplir la demanda no abastecida por el parque eólico más el SAE.

2) Esquema de carga/descarga

El esquema de operación del SAE está diseñado tal que se priorice la energía descargada E_{DC} . Sus principales características son las siguientes:

- Durante cualquier periodo, el exceso de energía eólica (i.e. la diferencia positiva entre la salida del parque eólico y la salida deseada para ese instante) es desviada al almacenamiento. Se asume que el SAE tiene la habilidad de almacenar la cantidad de energía, considerando su eficiencia de carga, sujeto a sus límites respectivos de potencia y energía.
- Durante cualquier periodo donde haya déficit de energía (i.e. la diferencia negativa entre la salida del parque eólico y la salida deseada para ese instante), la energía almacenada en el SAE es descargada, enfocada a compensar el déficit. Si la energía disponible en el SAE es insuficiente para este propósito, toda la energía almacenada es descargada para compensar lo más posible el déficit. El déficit restante es compensado por los generadores restantes del sistema. La eficiencia de descarga de la unidad es considerada.
- En otras palabras, el SAE maximiza la energía descargada E_{DC} acumulando y redespachando la energía eólica cuando haya una oportunidad. Los múltiples ciclos de carga/descarga del SAE pueden ser precisamente programados porque se asume que la información (salida histórica del parque eólico, referencia de carga/descarga) es conocida con 100% de certeza.

2.3.2.4 Ingreso por capacidad firme, M_{CF}

Usando el excedente de potencia eólica para compensar el déficit de potencia, el SAE ayuda a calzar de mejor forma la curva del perfil de salida deseado, i.e. la potencia del parque eólico es despachable. Esto aumenta el valor de toda la potencia integrada por el parque eólico porque las utilidades pagan más por potencia firme. En adición, teniendo una generación con mayor capacidad firme puede ayudar a evitar la necesidad de nueva capacidad de generación. La

ganancia ganada por estos beneficios se considera en el término M_{CF} (Ingresos por la capacidad firme del parque eólico).

El ingreso anual por la capacidad firme del parque eólico M_{CF} resulta de evitar la necesidad de instalar nuevas instalaciones de generación y el valor agregado de la energía eólica integrada. Basado en [26], la correlación de la generación eólica con la demanda pico es 30%, significando que un SAE con la misma potencia nominal que un parque eólico puede ser usado para afirmar 70% de la salida del parque. Por lo tanto, el beneficio por capacidad firme del SAE se define como un 70% del costo anual de una nueva planta de ciclo combinado (PCC) (i.e. planta evitada, 65 USD/kW-año), o 45,5 USD/kW-año ($0,7 \times 65$ USD/kW-año). El principio de esta definición se basa en remunerar la capacidad por evitar la instalación de una nueva unidad de generación convencional, e.g. PCC.

En otras palabras, se afirma que por cada MW de almacenamiento instalado este vale 45.500 USD por año en términos de beneficios por capacidad firme del parque eólico. De la forma:

$$M_{CF} \left[\frac{USD}{año} \right] = 45.500 \left[\frac{USD}{MW} año \right] \times Potencia\ nominal\ SAE [MW] \quad (2.8.)$$

Cabe mencionar que las reglas para definir el pago por capacidad para plantas eólicas son diferentes de un operador de red a otro. El valor de 45,5 USD/kW-año es una aproximación del beneficio por capacidad firme para calcular M_{CF} .

2.3.2.5 Costo anualizado del SAE, M_{SAE}

El costo anualizado del SAE se calcula como:

$$M_{SAE} \left[\frac{USD}{año} \right] = FRC \times C_{CT} [USD] + C_{O\&M} [USD\ año] \quad (2.9.)$$

$$C_{CT} [USD] = C_{UCP} [USD] + C_{UAE} [USD] + C_{Planta} [USD] \quad (2.10.)$$

donde:

- M_{SAE} : Costo anualizado del SAE, [USD/año].
- FRC : Factor de recuperación de capital, usado para convertir el costo capital total a una anualidad equivalente.
- C_{CT} : Costo capital total (i.e. de inversión) del SAE, [USD].
- $C_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento anualizado, [USD año].

- C_{UCP} : Costo de inversión de potencia nominal del SAE, [USD].
- C_{UAE} : Costo de inversión de energía nominal del SAE, [USD].
- C_{Planta} : Costo de inversión de planta del SAE, [USD].

$$C_{O\&M}[USD \text{ año}] = \text{Costo op. \& mant.} \left[\frac{USD}{MW} \cdot \text{año} \right] \times \text{SAE cap. potencia}[MW] \quad (2.11.)$$

$$C_{UCP}[USD] = \text{Costo potencia} \left[\frac{USD}{MW} \right] \times \text{SAE cap. potencia}[MW] \quad (2.12.)$$

$$C_{UAE}[USD] = \text{Costo energía} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \times \text{SAE cap. energía}[MWh] \quad (2.13.)$$

$$C_{Planta}[USD] = \text{Costo planta} \left[\frac{USD}{MW} \right] \times \text{SAE cap. potencia}[MW] \quad (2.14.)$$

La capacidad de energía del SAE se calcula como $E_{nom} = P_{nom} \times t$, donde P_{nom} es la capacidad de potencia del SAE y t es la duración de descarga nominal.

3 Metodología

Como introducción a la metodología del estudio se presenta un diagrama que ilustra los pasos del trabajo, Figura 3.1.

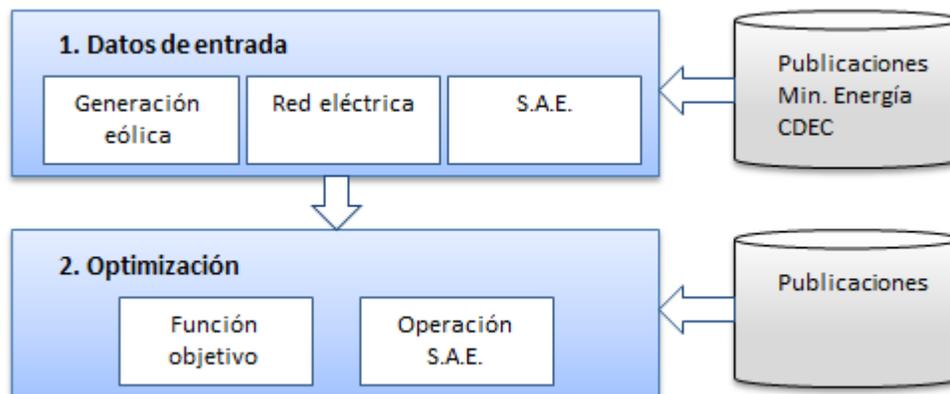


Figura 3.1: Diagrama metodología de estudio de optimización de SAE

3.1 Datos de entrada

Datos de entrada y parámetros de la optimización. Estos se clasifican en: generación eólica, red eléctrica y SAE.

- a. **Generación eólica:** Datos de la energía generada por el parque eólico a dimensionarle un SAE. La inyección de energía puede obtenerse de datos históricos de generación de un parque existente o estimarse a través de mediciones de viento históricas.
- b. **Red eléctrica:** Datos sobre los precios spot en las barras más cercanas a la región de estudio. Se obtienen de los CDEC correspondientes.
- c. **SAE:** Parámetros del SAE a dimensionar y dimensiones factibles, recabados de publicaciones científicas.

3.1.1 Dimensiones factibles de un BESS

Un sistema de almacenamiento de energía de baterías electroquímicas se compone de módulos independientes, los cuales se conectan en arreglos serie-paralelo con tal de obtener valores de tensión, energía y potencia deseados.

Sea un módulo con tensión nominal V_{nom} , corriente nominal I_{nom} y capacidad nominal C_{nom} al conectar en serie N módulos se cumplen las siguientes relaciones:

$$V_T = \sum_{i=1}^N V_{nom} = N \cdot V_{nom} \quad (3.1)$$

$$I_T = I_{nom} \quad (3.2)$$

$$C_T = C_{nom} \quad (3.3)$$

$$E_T = V_T \cdot C_T = N \cdot V_{nom} \cdot C_{nom} \quad (3.4)$$

$$P_T = V_T \cdot I_T = N \cdot V_{nom} \cdot I_{nom} \quad (3.5)$$

donde V_T es la tensión total del arreglo, I_T es la corriente total del arreglo, C_T es la capacidad total del arreglo, E_T es la energía nominal del arreglo de módulos conectados en serie y P_T es la potencia nominal de éste. Por otro lado al conectarse N módulos en paralelo se tiene:

$$V_T = V_{nom} \quad (3.6)$$

$$I_T = \sum_{i=1}^N I_{nom} = N \cdot I_{nom} \quad (3.7)$$

$$C_T = \sum_{i=1}^N C_{nom} = N \cdot C_{nom} \quad (3.8)$$

$$E_T = V_T \cdot C_T = N \cdot V_{nom} \cdot C_{nom} \quad (3.9)$$

$$P_T = V_T \cdot I_T = N \cdot V_{nom} \cdot I_{nom} \quad (3.10)$$

En conclusión ya sea conectando los módulos en serie o paralelo la energía y potencia mantienen una razón constante dependiente del tipo de módulo usado en la construcción del BESS. Al expresar esta razón como energía dividido potencia, $\tau = E_T/P_T$, la razón queda en unidad de tiempo. A esta razón se le denominará razón de descarga nominal, τ .

De esta manera para obtener los rangos factibles de dimensionamiento de un BESS se necesita conocer las razones de descarga nominal comerciales existentes. Esto puede realizarse a través de dos vías: una es a través de catálogos comerciales de los fabricantes de BESS que entreguen información de los módulos disponibles y la segunda es a través de proyectos ya realizados de los cuales se puede extraer la razón de descarga nominal mediante el cociente de su energía y potencia nominales.

Cabe añadir que para una mayor precisión de las dimensiones factibles de un BESS es necesario conocer la energía y potencia nominales del módulo de la tecnología en cuestión. Porque las capacidades nominales del BESS son múltiplos de las capacidades del módulo. Sin embargo, por lo general estas capacidades son del orden de kWh y kW respectivamente, mientras que en este estudio se trabaja con dimensiones de MWh y MW. Por lo cual este error se desprecia.

3.2 Optimización

Se define la función objetivo y sus restricciones; el algoritmo de optimización y el esquema de operación del SAE.

El objetivo de la optimización es maximizar la utilidad del SAE por sí solo, i.e. independiente de las utilidades del parque, obtenida de la venta de energía en el mercado spot. Las variables a optimizar son las dimensiones del SAE: potencia y energía. El método de optimización es por cálculo directo o también llamado por búsqueda, i.e. se calcula la utilidad para un conjunto de combinaciones de potencia y energía, luego en este conjunto se busca el valor máximo [7].

3.2.1 Función objetivo y restricciones

A continuación se presenta la implementación de la función objetivo presentado en 2.3.2.1. Cada simulación de operación consta de un periodo de operación de un año con una resolución horaria, i.e. 8.760 datos.

Función objetivo:

$$f.o. = \text{Max} \left\{ \sum_{h=1}^{8760} CMg_h Einy_h + 45.500 \cdot P_{nom} - f_{costos}(P_{nom}, E_{nom}) \right\} \quad (3.11.)$$

Con:

$$f_{costos}(P_{nom}, E_{nom}) = (C_P P_{nom} + C_E E_{nom} + C_{Pl} P_{nom}) FRC + C_{O\&M} P_{nom} \quad (3.12.)$$

$$FRC = r \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)^{-1} \quad (3.13.)$$

Sujeto a:

$$P_{nom}, E_{nom} \geq 0 \quad (3.14.)$$

$$Einy_h = Piny_h \cdot t, \forall h \quad (3.15.)$$

$$Ealm_h = Ealm_{h-1} + Palm_h \cdot \eta \cdot t, \forall h \quad (3.16.)$$

$$Ealm_h = Ealm_{h-1} - \frac{Piny_h}{\eta} \cdot t, \forall h \quad (3.17.)$$

$$Ealm_h \leq E_{nom}, \forall h \quad (3.18.)$$

$$Ealm_h \geq E_{nom} \cdot (1 - DoD), \forall h \quad (3.19.)$$

$$Palm_h \leq Pgen_h, \forall h \quad (3.20.)$$

$$Palm_h \leq P_{nom}, \forall h \quad (3.21.)$$

$$Piny_h \leq \min \left(P_{nom}; \frac{Ealm_{h-1} \cdot \eta}{t} \right), \forall h \quad (3.22.)$$

$$Palm_h, Piny_h \geq 0, \forall h \quad (3.23.)$$

donde:

- CMg_h : Costo marginal en hora h del sistema, [USD/MWh].
- $Einy_h$: Energía inyectada por el SAE durante hora h al sistema, [MWh].
- P_{nom} : Potencia nominal del SAE, [MW].
- E_{nom} : Energía nominal del SAE, [MWh].
- C_p : Costo inversión de SAE por potencia, [USD/MW].
- C_E : Costo inversión de SAE por energía, [USD/MWh].
- C_{Pl} : Costo inversión de SAE por planta, [USD/MW].
- $C_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento anual del SAE, [USD/MW].
- FRC : Factor de recuperación de capital.
- r : Tasa de descuento de inversión, [°/1].
- n : Vida útil tecnología SAE, [años].
- t : Tiempo de resolución modelo, una hora en este caso.
- $Piny_h$: Potencia inyectada por el SAE durante hora h al sistema, [MW].
- $Ealm_h$: Energía almacenada en el SAE en hora h , [MWh].
- $Palm_h$: Potencia inyectada al SAE durante hora h , [MW].
- $Pgen_h$: Potencia generada del parque eólico durante hora h , [MW].
- η : Eficiencia de una vuelta del SAE, [°/1].

- *DoD*: Límite de profundidad de descarga SAE, [$^{\circ}/1$].

Las ecuaciones 3.11 y 3.12 definen la función objetivo del problema de optimización. La Función 3.11 es una maximización de utilidad con ingresos por venta en el mercado spot, ingresos por potencia firme y costos anualizados de inversión, operación y mantenimiento. La Función 3.12 es la función de costos anualizada, los tres primeros términos corresponden a los costos totales de inversión multiplicados por un factor de anualización (Función 3.13), el último término corresponde a los costos de operación y mantención anuales.

Las restricciones 3.14 y 3.23 definen las variables como positivas, 3.15 define la relación entre energía y potencia inyectada, 3.16 y 3.17 establecen la relación de continuidad de almacenamiento con respecto a la hora anterior, 3.18 y 3.19 corresponden al límite superior e inferior de almacenamiento respectivamente, 3.20 limita la potencia almacenada con la potencia generada, 3.21 limita la potencia de entrada del SAE bajo la nominal y 3.22 limita la potencia de salida bajo el mínimo entre la potencia nominal del SAE o la potencia restante posible de descargar.

3.2.2 Algoritmo de optimización

El método de optimización implementado en este estudio es de cálculo directo [7]. En la Figura 3.2 se presenta un diagrama de flujo del método en cuestión.

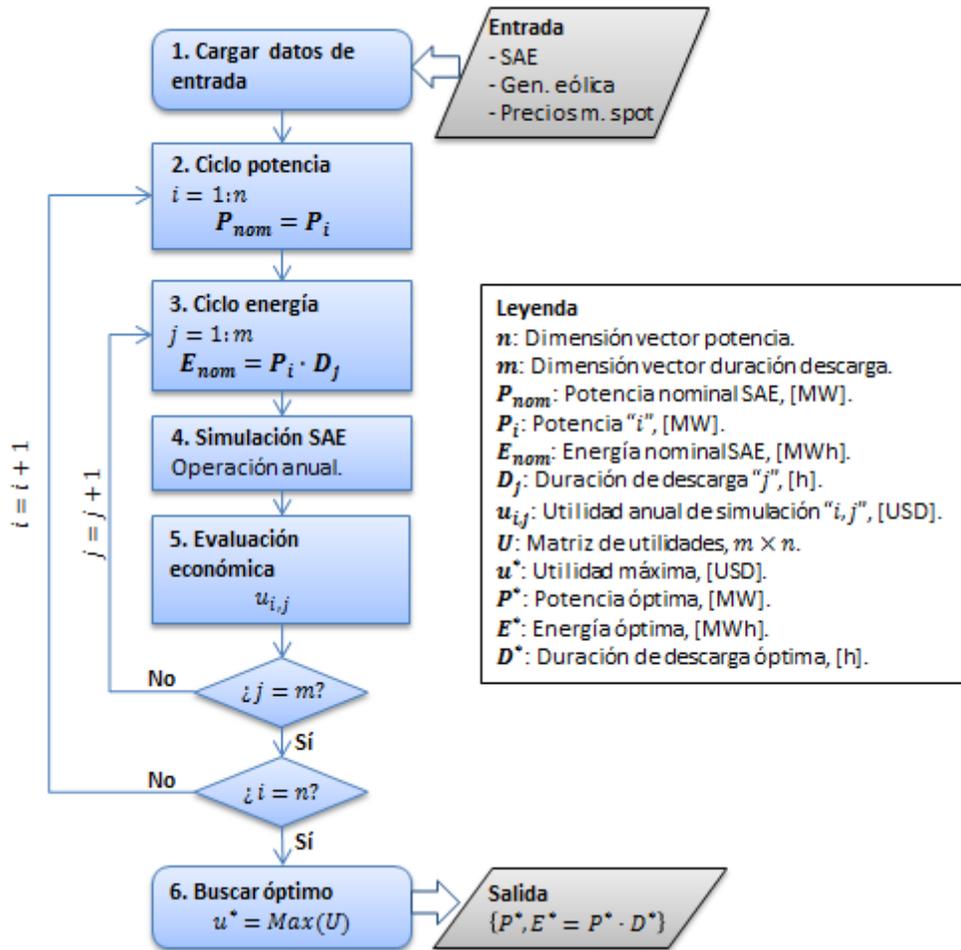


Figura 3.2: Diagrama de flujo método de optimización dimensionamiento de SAE.

1. **Cargar datos de entrada:**

- **SAE:** Como entrada están los parámetros técnicos y económicos de la tecnología. Estos son: eficiencia [°/1], límite de profundidad de descarga [°/1], vida útil [años], costo inversión de potencia [USD/MW], costo inversión de energía [USD/MWh], costo inversión de planta [USD/MW] y costo de operación y mantenimiento [USD/MW – año].
- **Generación eólica:** La entrada para la generación es un vector con mediciones de velocidad del viento en [m/s], e.g. 8.760 datos para un año con mediciones por cada hora. La energía generada se calcula como se explica en la sección 4.1.1.
- **Precios mercado spot:** Vector de 8.760 datos con precios horarios en [mill/kWh].

2. Ciclo potencia:

Ciclo que recorre los valores posibles de potencia nominal del SAE, en cada iteración se asigna una nueva potencia nominal al SAE para simular su operación anual durante el paso 4 del algoritmo.

3. Ciclo energía:

Este ciclo recorre los valores posibles de energía nominal del SAE, en cada iteración se asigna una nueva energía nominal al SAE para simular su operación anual durante el paso 4 del algoritmo. La energía nominal del SAE se calcula como el producto de la potencia y duración de descarga ($E_{nom} = P_i \times D_j$), con el fin de simular dimensiones factibles (Sección 3.1.1).

4. Simulación SAE:

En el bloque de simulación se simula la operación anual del parque eólico en conjunto al SAE, con el fin de calcular el ingreso por ventas de energía.

5. Evaluación económica:

Al finalizar la simulación de operación anual se calcula la utilidad, i.e. función objetivo (Función 3.11), y se almacena para ese par de potencia y energía nominal del almacenamiento en la variable $u_{i,j}$.

6. Buscar óptimo:

Al terminar de recorrer todos los pares potencia-energía se busca la utilidad máxima u^* . A partir de la utilidad máxima se entregan las dimensiones óptimas del SAE: potencia óptima P^* y energía óptima E^* .

3.2.3 Esquema operación SAE

El modelo simulado se compone de cuatro elementos: parque eólico, SAE, control y red eléctrica. En la Figura 3.3 se presenta un esquema de operación del modelo simulado.

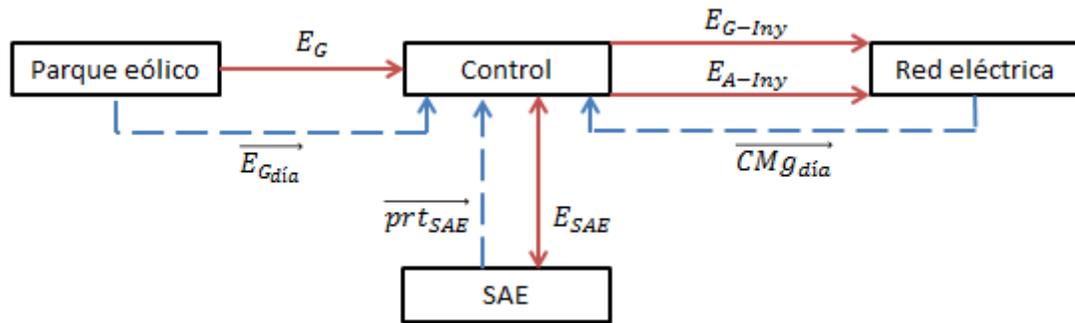


Figura 3.3: Esquema de operación entre elementos del sistema a simular. Líneas continuas (rojas) representan flujos de energía y líneas segmentadas (azules) representan flujos de datos.

donde:

- E_G : Energía generada por el parque eólico durante una hora, [MWh].
- $\overrightarrow{E_{G_{día}}}$: Vector de energía generada durante un día con resolución horaria, i.e. 24 datos.
- $\overrightarrow{prt_{SAE}}$: Vector con parámetros del SAE: potencia nominal P_{nom} , energía nominal E_{nom} , profundidad de descarga DoD y eficiencia η .
- E_{SAE} : Energía de salida del SAE durante una hora. Valor positivo significa carga y energía negativa significa descarga, [MWh].
- E_{G-Iny} : Energía generada inyectada a la red durante una hora, [MWh].
- E_{A-Iny} : Energía almacenada inyectada a la red durante una hora, [MWh].
- $\overrightarrow{CMg_{día}}$: Costos marginales horarios durante un día, 24 datos.

En la Figura 3.3 se observa como interactúan los cuatro elementos del sistema a simular, en éste se ilustran las variables más relevantes del programa para entender su operación. La energía inyectada al sistema se separa en generada E_{G-Iny} y almacenada E_{A-Iny} , porque en la optimización se considera el ingreso sólo por energía almacenada inyectada (ver Ecuación 3.3). A continuación se explica como opera el control del sistema, los otros elementos fueron explicados anteriormente.

Como se observa en la Figura 3.3 el control es el núcleo del sistema a simular. El control decide la energía que se va a almacenar o descargar del almacenamiento, en consecuencia cuanta energía el parque eólico inyectará a la red o al SAE. Las reglas de decisión del control son: cargar SAE durante precios mínimos y descargarlo durante precios máximos del día.

La estrategia de control es desplazar energía generada por el parque en periodos con precios bajos de energía a periodos con precios altos de energía con el fin de obtener mayores ingresos al vender a un precio de energía mayor (Figura 3.4).

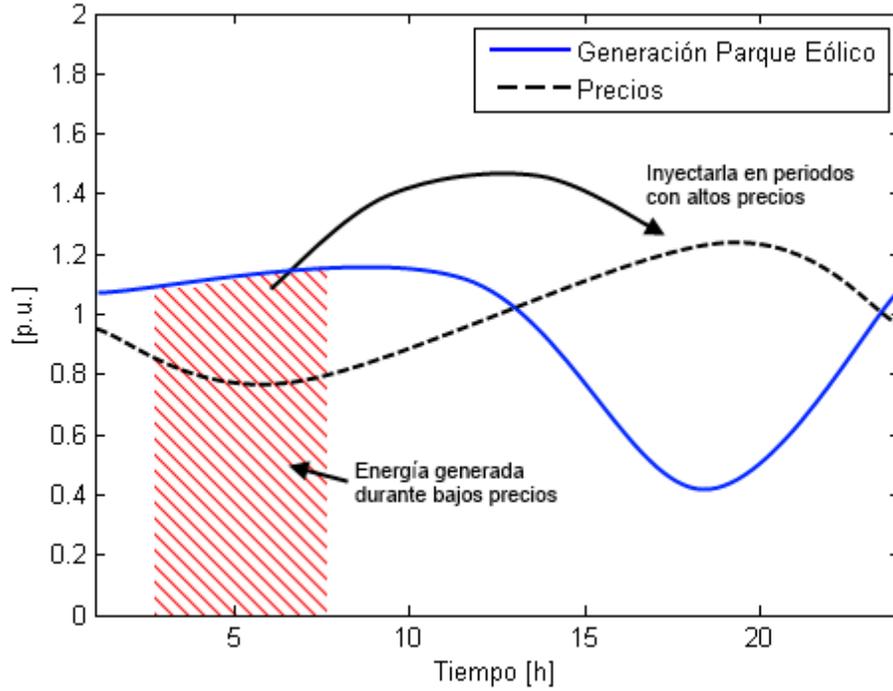


Figura 3.4: Ilustración estrategia de control de operación SAE.

Al inicio de cada día el control define la operación del sistema en base a los tres datos de entrada del esquema: energía a generarse durante el día $\overrightarrow{E_{G_{día}}}$, los costos marginales de la red del día $\overrightarrow{CM_{g_{día}}}$ y los parámetros del almacenamiento: energía nominal E_{nom} , potencia nominal P_{nom} , profundidad de descarga DoD y eficiencia η . Los datos de energía a generarse durante el día $\overrightarrow{E_{G_{día}}}$ y costos marginales de la red durante el día $\overrightarrow{CM_{g_{día}}}$, son datos determinísticos obtenidos de las variables de entrada de generación y precios del año completo.

A continuación se explica el esquema de operación de carga y descarga del SAE.

1. Primero se calcula la cantidad de energía neta almacenable $E_{cargable}$ y energía neta descargable $E_{descargable}$ del SAE.

$$E_{cargable} [MWh] = \frac{E_{nom} \cdot DoD}{\eta} \quad (3.24.)$$

$$E_{descargable} [MWh] = E_{nom} \cdot DoD \cdot \eta \quad (3.25.)$$

2. Segundo se calcula la cantidad de bloques de energía horarios necesarios para cargar y descargar completamente el SAE. Para esto se calcula la cantidad de bloques de energía a cargar por hora n_{pin} y descargar por hora n_{pout} como la parte entera entre el cociente de la energía (des)cargable respectiva y la potencia nominal del SAE. Y se calcula la cantidad de energía del último bloque a cargar $last_{pin}$ y descargar $last_{pout}$.

$$n_{pin} = \left\lfloor \frac{E_{cargable}}{P_{nom}} \right\rfloor \quad (3.26.)$$

$$n_{pout} = \left\lfloor \frac{E_{descargable}}{P_{nom}} \right\rfloor \quad (3.27.)$$

$$last_{pin}[MWh] = E_{cargable} - P_{nom} \cdot n_{pin} \quad (3.28.)$$

$$last_{pout}[MWh] = E_{descargable} - P_{nom} \cdot n_{pout} \quad (3.29.)$$

3. Finalmente se construye el vector de energía comandada E_{cmd} horaria para un día, E_{cmd} positivo implica carga y E_{cmd} negativo implica descarga. Este vector se construye ordenando n_{pin} bloques de carga con un valor $P_{nom}[MW] \cdot 1 [h]$ en las horas donde existan los precios más bajos de manera creciente hasta que por último se asigna $last_{pin}$. De manera inversa se asignan los n_{pout} bloques de descarga con un valor $P_{nom}[MW] \cdot 1 [h]$ en los precios más altos de manera decreciente hasta completar el último bloque con una magnitud igual a $last_{pout}$. Por último la energía comandada se acota por la energía generada (Función 3.30).

$$E_{cmd}(h) = E_{G_{dia}}(h), \forall E_{cmd}(h) > E_{G_{dia}}(h) \quad (3.30.)$$

Como se observa, el algoritmo, no considera el estado de carga (SoC) del almacenamiento. Se asume que al inicio de cada día está completamente descargado, se comanda que se cargue completamente y se descargue completamente en un día. El caso desfavorable bajo estas reglas es cuando existe déficit de energía eólica, sin embargo el almacenamiento está programado para recibir una energía comandada y cargar o descargar según su estado de carga permita.

4 Caso de estudio

4.1 Datos de entrada

Los datos de entrada utilizados corresponden al año 2011.

4.1.1 Generación eólica

El parque eólico al cual se le dimensiona óptimamente el almacenamiento de energía es un parque hipotético modelado en base a mediciones de viento provistas por la campaña de prospección eólica del Ministerio de Energía. Este parque se modela con una capacidad instalada de 100 MW constituido por 50 turbinas eólicas Vestas V90-2.0 MW [27].

Las mediciones de viento corresponden a la estación de medición Taltal durante el año 2011. Esta estación se ubica a unos 62 km al este de Paposo, región de Antofagasta (Figura 4.1). Las mediciones poseen una resolución de una hora, i.e. 8.760 datos.



Figura 4.1: Ubicación estación de medición Taltal TT, coordenadas $25^{\circ} 3'59,79''S$ - $69^{\circ}51'7.03''O$. [28]

En la Figura 4.2 se muestran las mediciones horarias promedio de viento del año 2011 en la estación Taltal.

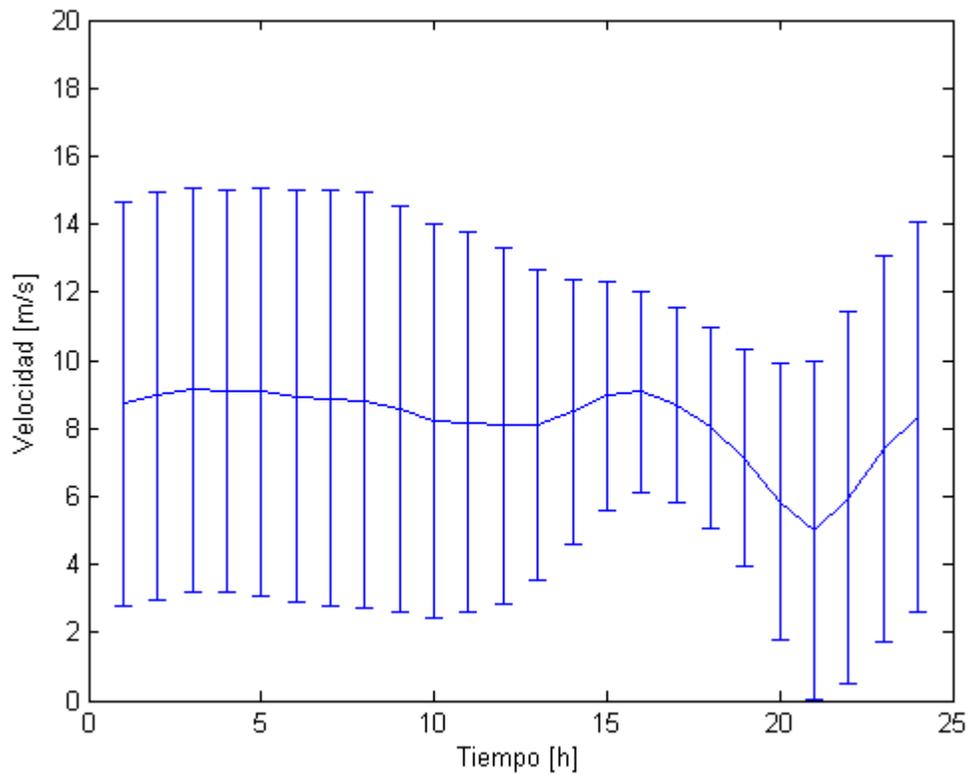


Figura 4.2: Perfil promedio diario de velocidad del viento estación Taltal, año 2011.

La energía generada por el parque se calcula mediante la curva de potencia de las turbinas Vestas V90 2.0 MW (Figura 4.3). En este modelo se desprecian efectos de retraso por partida de la turbina debido a la resolución del modelo (1 hora). La Función 4.1 se obtuvo a través de una regresión por mínimos cuadrados ajustándola con la curva provista en [27]. Finalmente para obtener la energía generada del parque en una hora se utiliza la Función 4.2.

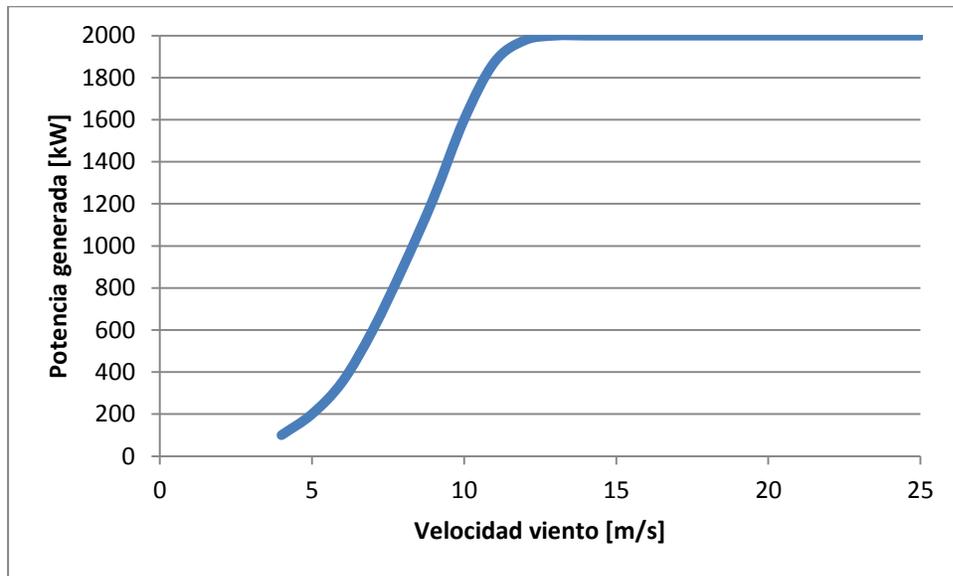


Figura 4.3: Curva de potencia Vestas V90-2.0 MW. [27]

Función de potencia de turbinas:

$$P_W(v) = \begin{cases} (b_1 \cdot v + b_0)^3 & ; 4 \leq v < 10 \\ (b_{11} \cdot v + b_{10})^{1/18} & ; 10 \leq v < 13 \\ 2.000 & ; 13 \leq v < 25 \\ 0 & ; \sim \end{cases} \quad (4.1.)$$

donde:

- $P_W(v)$: Potencia de salida de turbina, en [kW].
- v : Velocidad del viento, en [m/s].
- $b_1 = 1,195193923$.
- $b_0 = -0.072420035$.
- $b_{11} = 9.05829 \cdot 10^{58}$.
- $b_{10} = -9.00968 \cdot 10^{59}$.

Función de energía generada por el parque eólico durante una hora de operación.

$$E_W[MWh] = P_w[kW] \cdot \frac{1}{1.000} \left[\frac{MW}{kW} \right] \cdot 1[h] \cdot 50 \quad (4.2.)$$

El factor “50” es por las cincuenta turbinas que conforman el parque eólico de 100 [MW] de potencia instalada.

En la Figura 4.4 se presenta la generación diaria promedio anual, 2011, del parque eólico modelado. Esta curva resulta ser proporcional a la curva de velocidad de vientos.

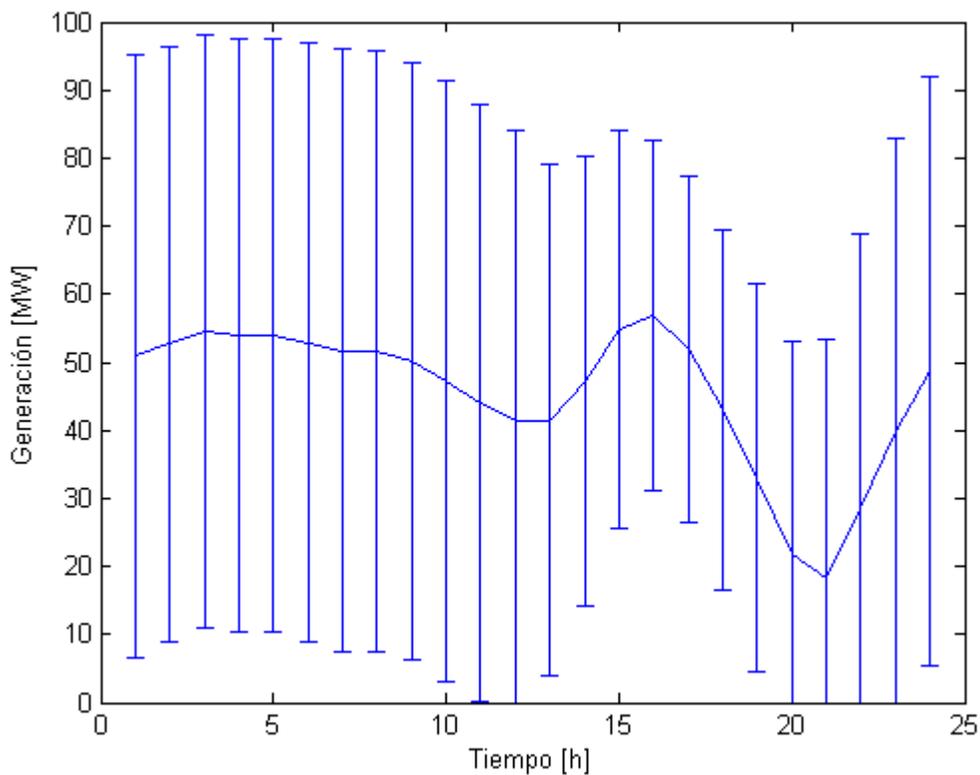


Figura 4.4: Curva generación horaria promedio anual 2011 parque eólico Taltal 100 MW.

4.1.2 Red eléctrica

El modelo considera al parque eólico como un tomador de precios, i.e. su operación no afecta los precios del mercado spot. La estrategia de operación del almacenamiento es almacenar energía durante periodos de precios bajos e inyectar durante periodos de precios altos, i.e. aprovechar la diferencia de precios diarios del mercado spot.

A continuación se analizan los precios del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) correspondientes al año 2011. En representación de cada sistema se eligieron los costos marginales de las barras de 220 [kV] más cercanas a la ubicación del parque eólico: Paposo_220 y Esmeralda_220 del SIC y SING respectivamente.

En la Figura 4.5 se presentan las curvas de costo marginal promedio diario durante el 2011 de cada barra: Paposo_220 izquierda y Esmeralda_220 derecha.

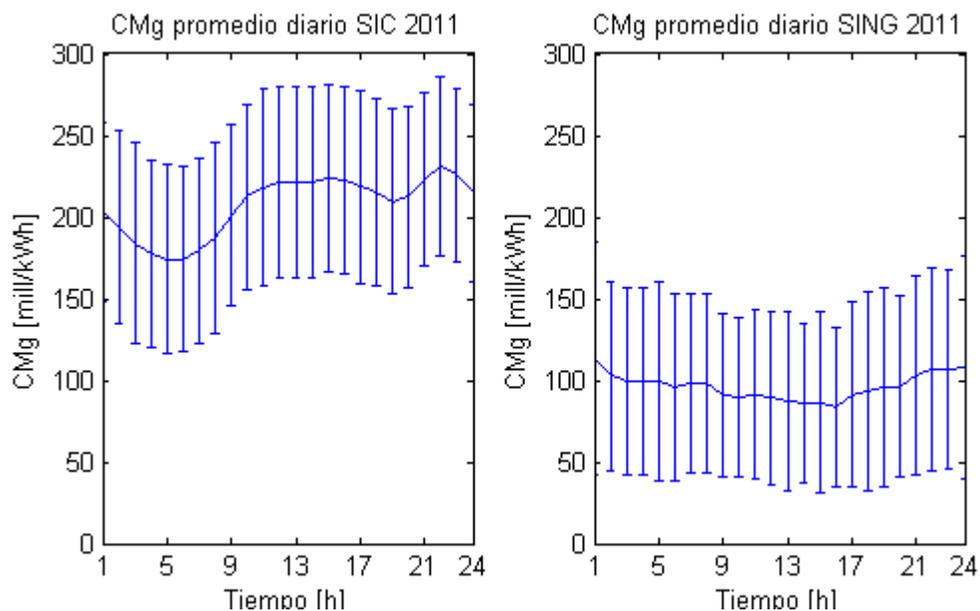


Figura 4.5: Curva costos marginales horaria promedio anual 2011 barra Paposo_220 (izquierda) y barra Esmeralda_220 (derecha).

A primera vista se observa que la curva de costos marginales promedio en Paposo_220 posee una tendencia de precios bajos durante la madrugada y precios altos durante la noche, mientras que en Esmeralda_220 se observa una curva bastante más plana. En Paposo_220 el mínimo promedio ocurre entre las 5 y 6 de la madrugada con un valor de 174,3 [mills/kWh] y el máximo promedio ocurre durante las 22 horas con un valor de 230,5 [mills/kWh], presentando una diferencia entre máximo y mínimo promedios de 56,2 [mills/kWh]. Por otro lado en Esmeralda_220 el mínimo promedio ocurre a las 16 horas con un valor de 83,8 [mills/kWh] y el máximo promedio ocurre a las 1 de la madrugada con un valor de 113,5 [mills/kWh], presentando una diferencia entre máximo y mínimo promedios de 29,7 [mills/kWh].

Dado que la estrategia de operación del SAE se beneficia de la diferencia entre los precios bajos y altos, los precios a utilizar como dato de entrada en la optimización son los costos marginales de la barra Paposo_220 del SIC porque presentan una mayor diferencia entre máximos y mínimos (en promedio), y además un mayor precio promedio general que la barra Esmeralda_220.

4.1.3 SAE

Como se mencionó en la sección 2.2.3, la tecnología de almacenamiento a dimensionar en este trabajo es la batería de sodio-sulfuro (Na-S). En la Tabla 4.1 se presentan los parámetros de entrada extraídos de Tabla 2.2 y Tabla 2.3.

Tabla 4.1: Parámetros de entrada SAE Na-S.

Parámetro	Valor	Unidad
Eficiencia	0,8	[°/1]
DoD	0,9	[°/1]
Vida útil	16	años
Costo inversión por potencia [21]	1.000 - 3.000	[USD/kW]
Costo inversión por energía [23]	520 - 550	[USD/kWh]
Costo inversión por planta	100	[USD/kW]
Costo de operación y mantenimiento	14	[USD/kW-año]

La eficiencia y vida útil son promedio de los rangos presentados en la Tabla 2.2. Para los costos de inversión por potencia y energía se establece un rango para tener mayor flexibilidad con estos parámetros al momento de optimizar. Las fuentes utilizadas para obtener estos rangos son las fuentes utilizadas en [18], con la cual se construyó la Tabla 2.3.

El rango de dimensiones a optimizar se establece entre 0 y 100 [MW] con un paso de 5 [MW] para la potencia, donde 100 [MW] es cota máxima por ser la potencia instalada del parque eólico, y entre 6 y 8 horas con un paso de 0,5 horas para la duración de descarga dado por restricciones de la tecnología Na-S.

4.1.3.1 Dimensiones factibles Na-S

En el caso de los BESS basados en tecnología Na-S el principal investigador y comercializador es una colaboración japonesa entre las empresas NGK Insulator Ltd. y Tokyo Electric Power Company (TEPCO) [29].

Para construir el conjunto de dimensiones factibles para el sistema Na-S se recurrió a tres fuentes: catálogo de la compañía [30], publicación sobre avances y desarrollo en almacenamiento Na-S [31], y finalmente de proyectos realizados publicados en [24].

Tabla 4.2: Compendio de razones de descarga nominales para tecnología Na-S en función de módulos y proyectos.

	Potencia [kW]	Energía [kWh]	Razón de descarga [h]	Fuente
Módulos				
Módulo 50kW Tipo 1	52,1	375	7,2	[31]
Módulo 50kW Tipo 2	52,1	375	7,2	[31]

Módulo 12,5kW Tipo 2	13,4	80,4	6	[31]
Proyectos				
Arreglo Típico	2.000	12.000	6	[30]
Big-Old Battery	4.000	32.000	8	[24]
Sodium Sulfur Battery at Ohito Substation	6.000	48.000	8	[24]
Charleston Energy Storage Project	1.000	6.000	6	[24]
Wind-to-Battery MinnWind Project	1.000	7.000	7	[24]
Milton NaS Battery Energy Storage System	2.000	14.400	7,2	[24]
Churubusco NaS Battery Energy Storage System	2.000	14.400	7,2	[24]
PG&E Vaca Battery Energy Storage Pilot Project	2.000	14.000	7	[24]
Long Island Bus BESS	1.000	7.000	7	[24]
Japan-US Collaborative Smart Grid Project	1.000	6.000	6	[24]
Bluffton NaS Energy Storage System	2.000	14.400	7,2	[24]
Rokkasho Village Wind Farm	34.000	238.000	7	[24]
PG&E Yerba Buena Battery Energy Storage Pilot Project	4.000	28.000	7	[24]
BC Hydro Energy Storage	1.000	6.500	6,5	[24]

Como conclusión de la información recabada la tecnología Na-S permite cinco razones de descarga nominal: 6; 6,5; 7; 7,2 y 8 horas. Por otro lado el rango de potencia factible para esta tecnología se establece entre 0,5 a 200 MW, basado en [30].

Como síntesis se presenta la Figura 4.6 donde se grafica un área de dimensiones factibles para la tecnología Na-S.

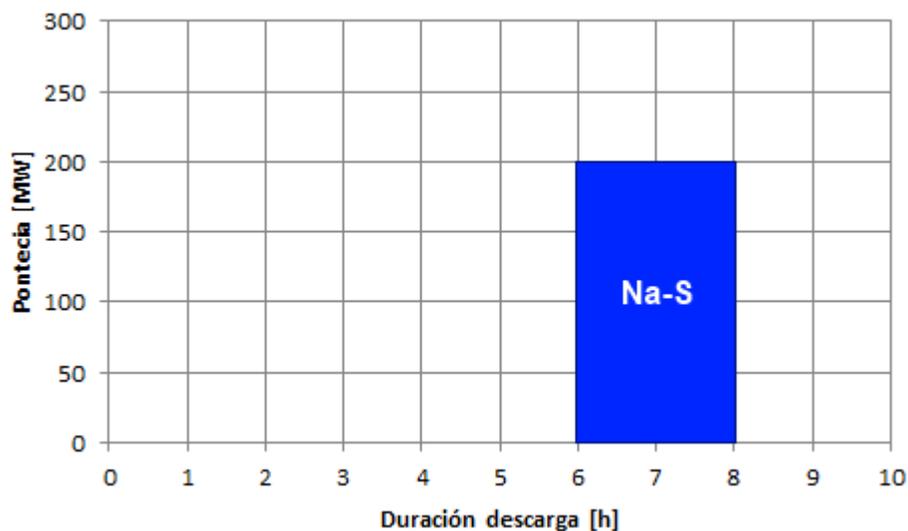


Figura 4.6: Rango factible de dimensionamiento para tecnología de almacenamiento Na-S representado por área azul.

5 Resultados

Con los datos de entrada, parámetros técnicos y rango de costos presentados en el capítulo 4 no se halló solución óptima al problema de dimensionamiento para la tecnología NaS.

En consideración de estos resultados se realiza una búsqueda de costos (costo de inversión de energía y de potencia) para la tecnología Na-S, tal que el proyecto sea rentable. Posteriormente se selecciona un par para realizar análisis de sensibilidad con respecto a la optimización, con el fin de estudiar la incidencia de los datos y parámetros de entrada en el dimensionamiento óptimo.

5.1 Búsqueda de costos de SAE para proyecto rentable

La búsqueda a realizar consiste en encontrar precios de inversión por potencia y energía tal que estos permitan realizar un proyecto rentable con el esquema de operación (Sección 3.2.3) y datos de entrada ya descritos (Sección 4.1).

El algoritmo de búsqueda recorre una matriz de precios con pares (C_P, C_E) , por cada par se ejecuta una optimización óptima obteniéndose una utilidad, potencia y energía óptima del SAE en función de esos costos. A continuación se presentan los resultados (Tabla 5.1).

Tabla 5.1: Utilidades óptimas en función de los costos de inversión por energía y por potencia. Utilidades en [USD].

		Costo energía [USD/kWh]				
		400	350	300	250	200
Costo potencia [USD/kW]	1.350	0	0	0	0	0
	1.250	0	0	0	0	51.237
	1.150	0	0	0	0	153.182
	1.050	0	0	0	0	293.780
	950	0	0	0	0	485.288
	850	0	0	0	51.237	726.267
	750	0	0	0	153.182	1.043.203
	650	0	0	0	293.780	1.432.217
	550	0	0	0	485.288	1.906.687
	450	0	0	51.237	726.267	2.453.057
	350	0	0	153.182	1.043.203	3.074.921
	250	0	0	293.780	1.447.092	3.786.178
	150	0	0	485.288	1.953.616	4.671.882
	50	0	56.126	763.065	2.542.625	5.702.852

En la Tabla 5.1 se omiten las utilidades para los pares de costos sin un óptimo. Los pares de costos (C_P, C_E) con una solución óptima conforman un conjunto de soluciones, la frontera de estas soluciones se destaca en negrita.

Recordando los costos mínimos hallados en la literatura para la tecnología Na-S, 1.000 USD/kW y 520 USD/kWh (Tabla 4.1). En los extremos se encuentra que el costo de inversión por energía debe ser de 200 USD/kWh para mantener un costo de inversión por potencia de 1.250 USD/kW, i.e. para mantener un costo de inversión por potencia actual, el costo de inversión por energía debe reducirse en un 62%. En el otro extremo no se puede mantener un costo de inversión por energía actual sin que el costo de inversión por potencia disminuya a niveles muy bajos. Los pares restantes de la zona media son (850 USD/kW, 250 USD/kWh) y (450 USD/kW, 300 USD/kWh), en porcentaje relativo a los costos mínimos de inversión actuales, (1.000 USD/kW, 520 USD/kWh), los valores son (85%, 48%) y (45%, 57%) respectivamente.

Para el análisis de sensibilidad se utilizarán los costos de inversión (350 USD/kW, 250 USD/kWh) con el fin de tener un amplio margen al variar los parámetros de entrada sin encontrarse con resultados no óptimos.

5.2 Estudio de optimización

Con los datos de entrada, parámetros técnicos descritos en la sección 4 y los costos de inversión por potencia y por energía iguales a 350 USD/kW y 250 USD/kWh respectivamente, la dimensión óptima para el SAE con tecnología Na-S es de 26 MW de potencia nominal y 208 MWh ($26 \text{ MW} \times 8 \text{ h}$) de energía nominal obteniéndose una utilidad de 1.043.203 USD.

Los 26 MW equivalen a un 26% de la capacidad instalada del parque eólico y a un 57% de la capacidad instalada por el factor de planta del parque ($100 \text{ MW} \times 0,45 = 45 \text{ MW}$).

En la Figura 5.1 se muestra el desglose de los conceptos económicos del proyecto: costo anualizado, ingreso por venta de energía, ingreso por capacidad firme y utilidad neta. El ingreso por venta de energía equivale a un 88% del ingreso total, mientras que los ingresos por capacidad firme corresponden a un 12% del ingreso total. Pese a esta gran diferencia, la existencia del ingreso por capacidad firme hace del proyecto rentable.

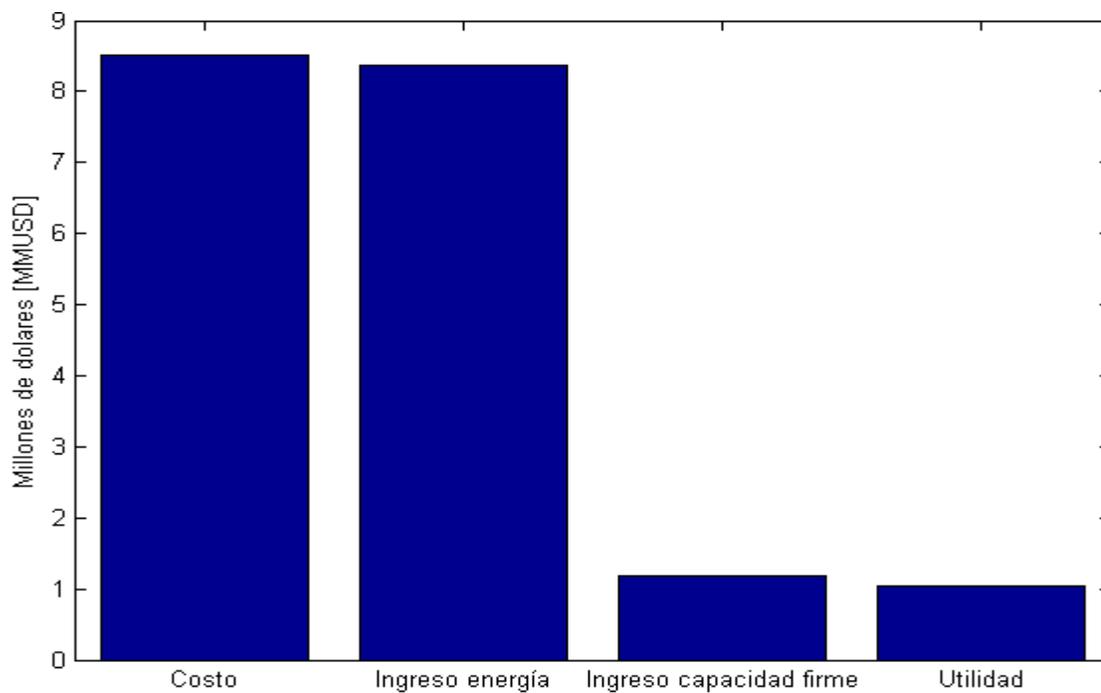


Figura 5.1: Desglose costo anualizado, ingreso por venta de energía, ingreso por capacidad firme y utilidad neta de óptimo 28 MW – 208 MWh.

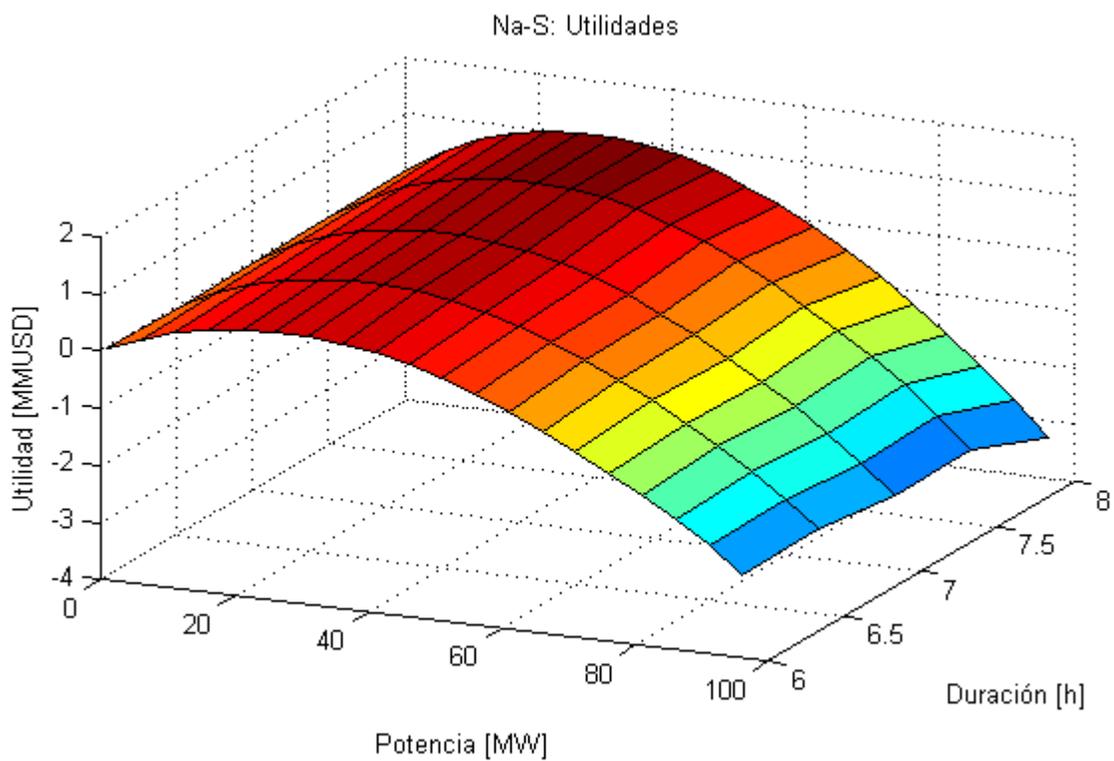


Figura 5.2: Superficie de utilidades en función de la potencia y duración de descarga del SAE.

En la Figura 5.2 se muestra la superficie de utilidades en función de la potencia y duración de descarga del SAE. En esta figura se observa que la superficie presenta un comportamiento cóncavo con respecto a la potencia y un comportamiento levemente creciente con respecto a la duración de descarga. El máximo de la superficie con respecto a la potencia se halla en los 26 MW, la cual luego crece levemente con respecto la duración de descarga hasta ubicarse en el óptimo con 8 horas.

5.2.1 Análisis de sensibilidad

A continuación se analizará como inciden las distintas variables de entrada y parámetros en el dimensionamiento óptimo graficando utilidad, potencia y energía en función de la entrada estudiada.

a) Generación eólica

En la Figura 5.3 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la generación eólica. Para esto se ponderó la entrada de generación por un factor de amplificación (0,6 a 1,4 con un paso de 0,2). Como se observa del gráfico los tres ítemes se comportan de manera lineal con respecto la generación, lo cual es de esperarse ante más energía generada, mayor es la dimensión del SAE y mayores son sus ventas por energía almacenada y viceversa.

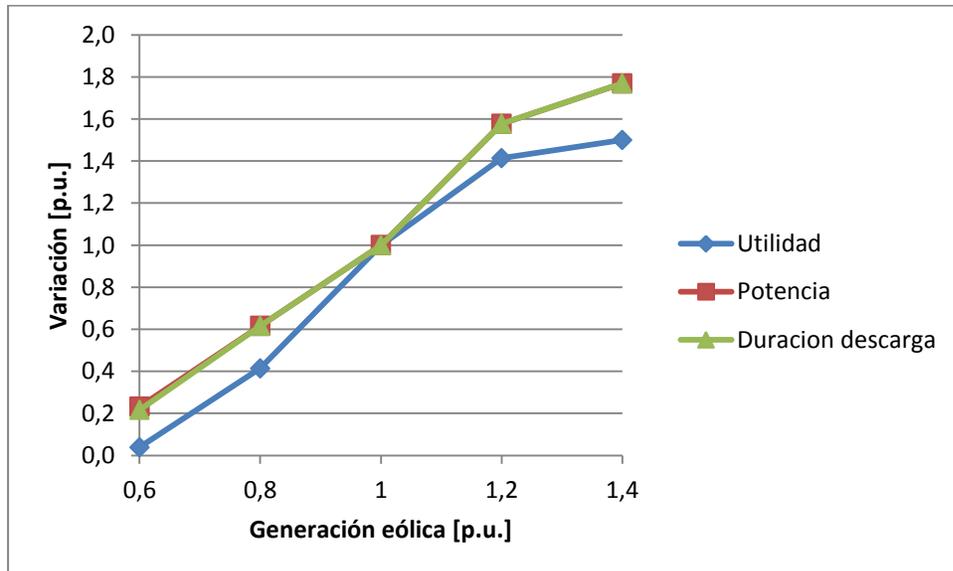


Figura 5.3: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la generación eólica.

b) Costo marginal de mercado

En la Figura 5.4 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de los costos marginales. En este caso la utilidad del proyecto posee una relación exponencial con los costos marginales, lo cual se explicaría porque los costos marginales representan el principal ingreso del SAE. La potencia y energía mantienen una relación lineal.

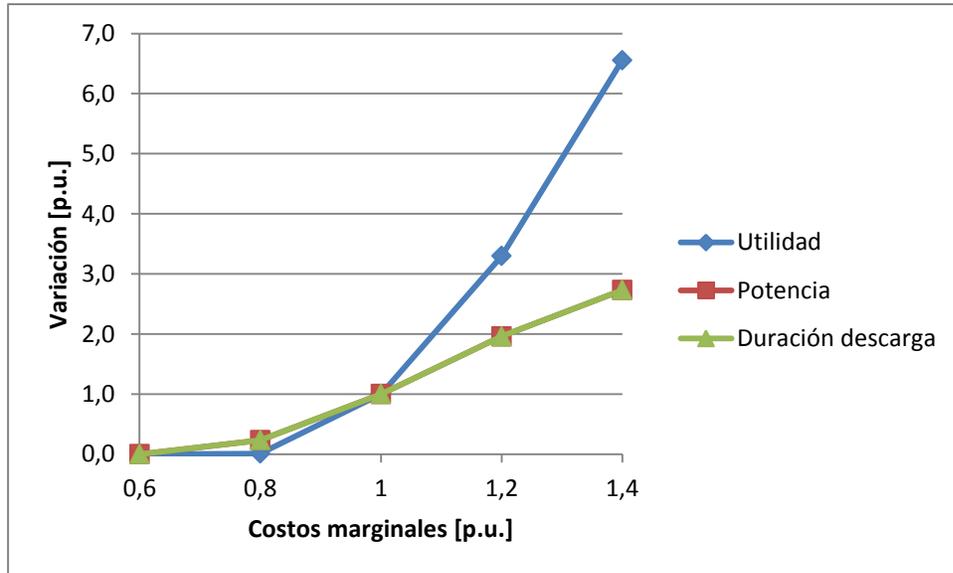


Figura 5.4: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de los costos marginales del mercado.

c) Eficiencia del SAE

En la Figura 5.5 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la eficiencia del SAE. La tendencia de la potencia y energía se mantiene igual, esto se puede explicar porque la razón de descarga debe mantenerse constante (8 horas), aprovechando la mayor capacidad energética, lo cual hace que las dos variables varíen de manera idéntica. Por otro lado la utilidad vuelve a mostrar un aspecto exponencial, pero menos pronunciado que con el costo marginal.

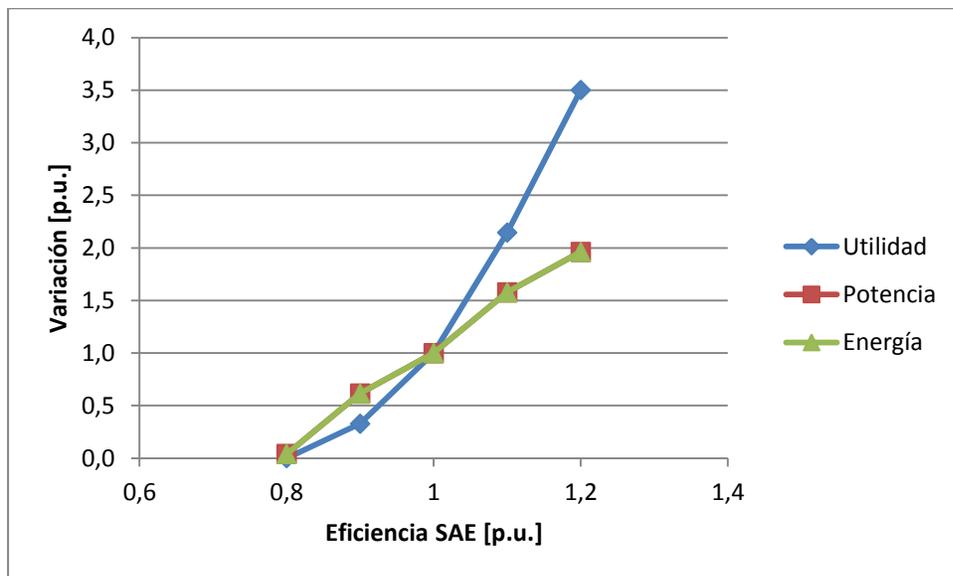


Figura 5.5: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la eficiencia del SAE.

d) Límite DoD del SAE

En la Figura 5.6 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del límite DoD del SAE. En esta ocasión la utilidad es muy sensible ante un cambio en el límite DoD del SAE, ante un cambio del 5% del DoD la utilidad varía un 50%. De esto se puede inferir que la cantidad de energía almacenable es muy importante en un proyecto de almacenamiento con el propósito de desplazamiento de carga. La potencia y energía también presentan esta dependencia como la utilidad, sin embargo poseen un máximo 36 MW - 288 MWh, se puede concluir que estas dimensiones son óptimas desde cierto nivel de DoD hasta el 100% de límite de DoD.

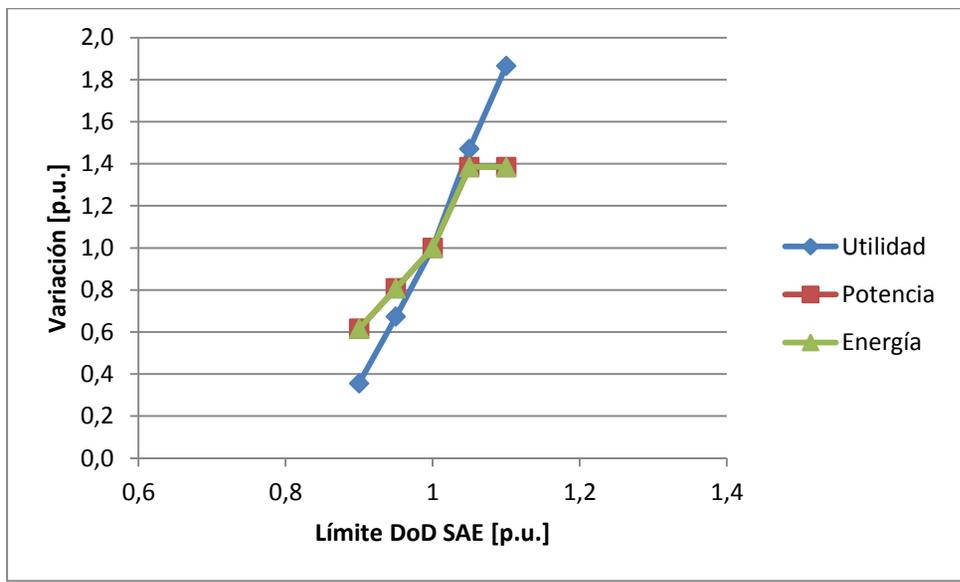


Figura 5.6: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del límite DoD del SAE.

e) Vida útil del SAE

En la Figura 5.7 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la vida útil del SAE. En este caso las tres variables presentan la misma sensibilidad.

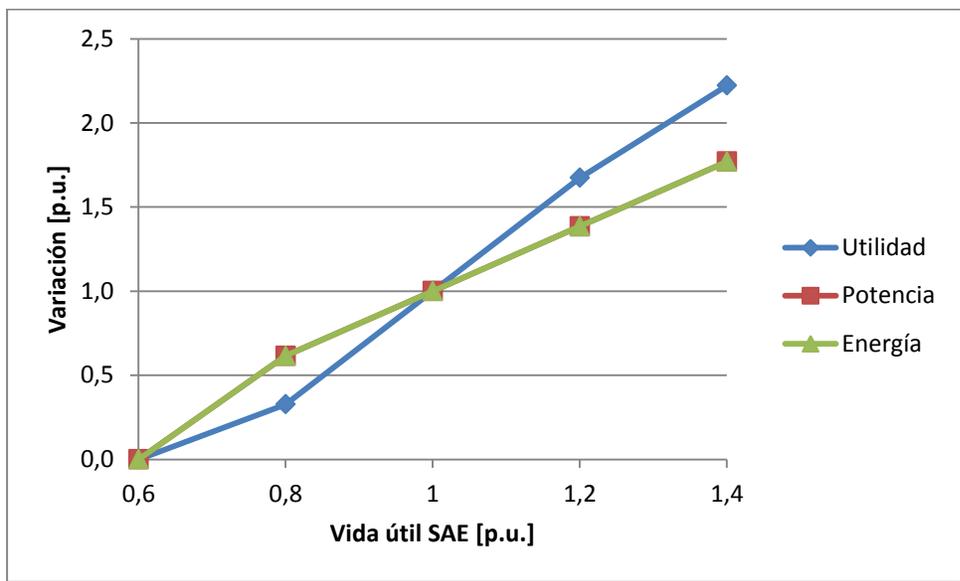


Figura 5.7: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función de la vida útil del SAE.

f) Costo de inversión de planta del SAE

En la Figura 5.8 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de planta del SAE. Las tres variables presentan una sensibilidad inferior con respecto los otros parámetros analizados, ergo se puede concluir que el costo de inversión de planta no es muy relevante en el dimensionamiento de un SAE.

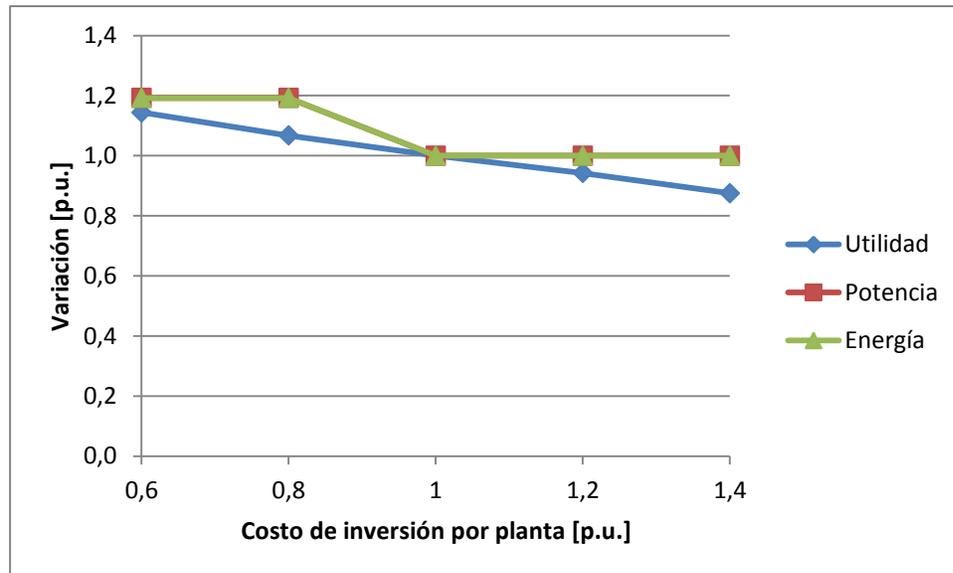


Figura 5.8: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de planta del SAE.

g) Costo de operación y mantenimiento del SAE

En la Figura 5.9 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de operación y mantenimiento del SAE. El comportamiento de las tres variables es muy semejante al comportamiento con el costo de inversión de planta, luego este parámetro de costo tampoco es muy relevante en un proyecto de SAE.

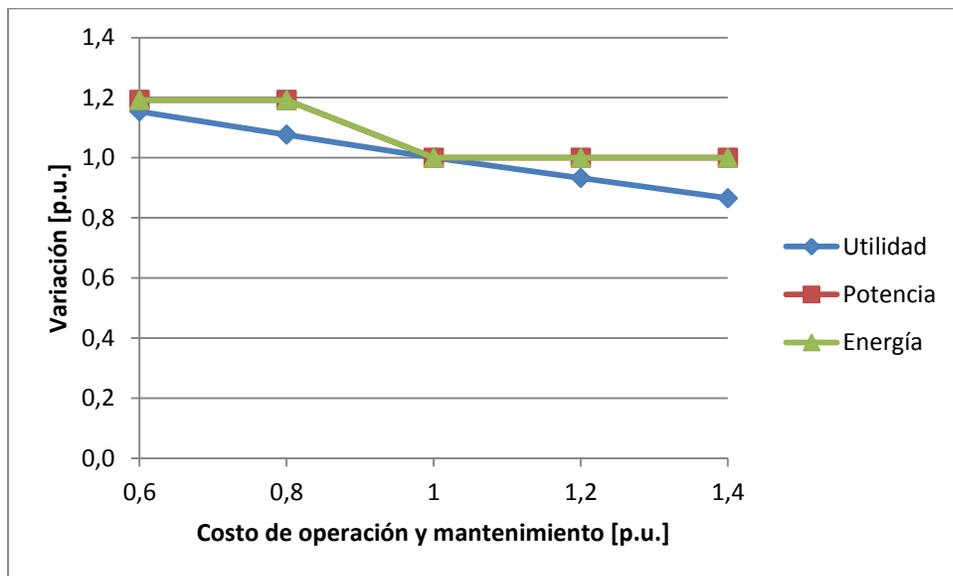


Figura 5.9: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de operación y mantenimiento del SAE.

h) Costo de inversión de potencia del SAE

En la Figura 5.10 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de potencia del SAE. Con respecto a los dos costos vistos anteriormente, el costo de inversión de potencia es el más influyente en los resultados.

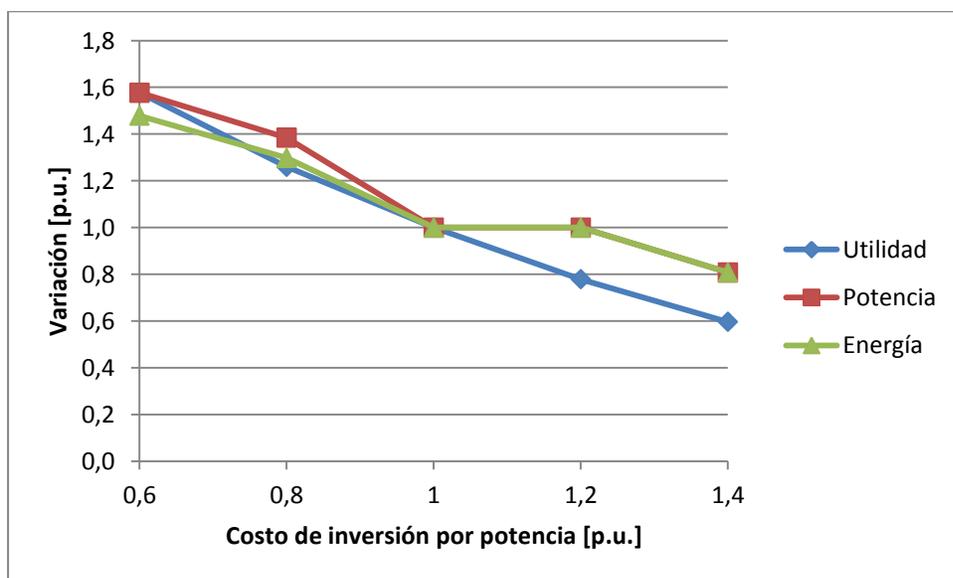


Figura 5.10: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de potencia del SAE.

i) Costo de inversión de energía del SAE

En la Figura 5.11 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de energía del SAE. La utilidad presenta una variación alta con respecto al costo de inversión de energía, al disminuir un 20% el costo la utilidad aumenta un 300%. La potencia y energía del almacenamiento también presentan una variación exponencial con respecto al costo de inversión de energía, pero menor que la utilidad, al 20% de disminución las dimensiones aumentan un 200%.

Estos resultados sitúan al costo de inversión de energía como uno de los parámetros más influyentes en el dimensionamiento de un SAE. Este fenómeno puede explicarse por el propósito del SAE, desplazamiento de carga, donde es más importante la energía que la potencia.

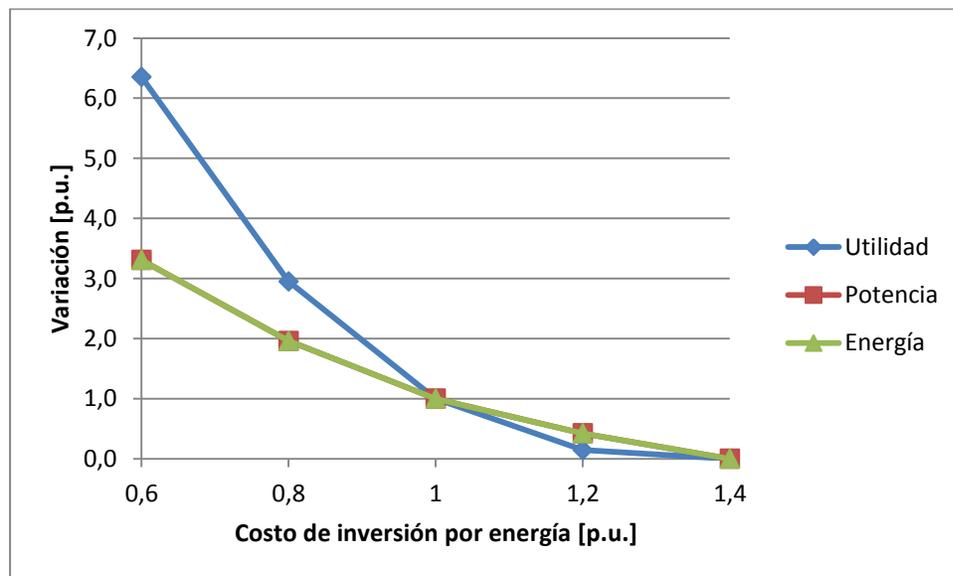


Figura 5.11: Gráfica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del costo de inversión de energía del SAE.

j) Ingreso por capacidad firme del SAE

En la Figura 5.12 se presenta el análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del ingreso por capacidad firme del SAE. Las tres variables: utilidad, potencia y energía varían aproximadamente igual. Ante una variación del 20% del ingreso por capacidad firme, estas tres variables varían en un 30% aproximadamente.

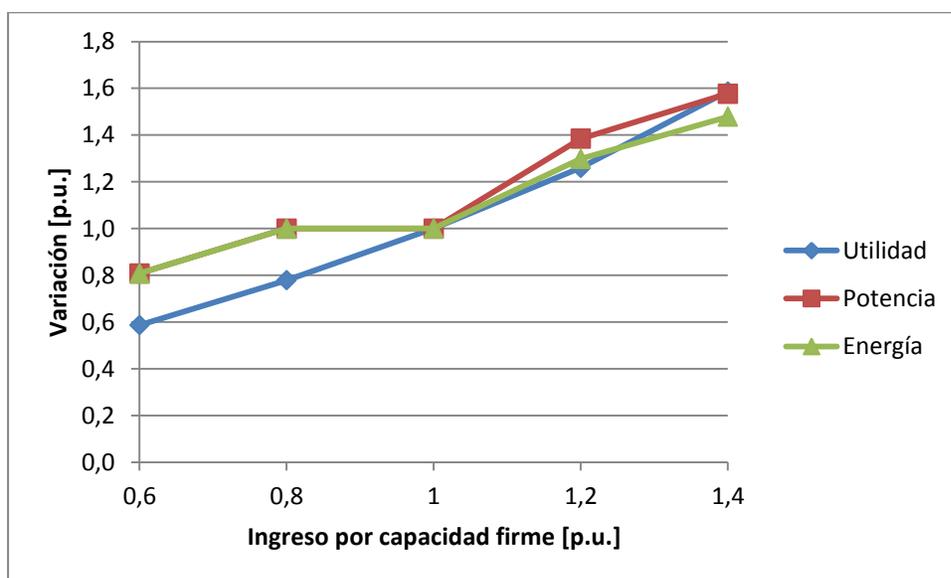


Figura 5.12: Grafica análisis de sensibilidad utilidad, potencia y energía óptimas en función del ingreso por capacidad firme del SAE.

Finalmente en la Tabla 5.2 se presenta un resumen de los análisis de sensibilidad vistos con el objetivo de comparar entre los distintos parámetros de entrada. Con la finalidad de comparar entre cada parámetro se presentan las variaciones en función de una variación del 5% de cada parámetro. Las variaciones de los resultados (utilidad, potencia, energía) son el promedio entre la variación creciente y decreciente, e.g. variación con respecto más 5% y variación menos 5%.

Tabla 5.2: Compendio análisis de sensibilidad de utilidad, potencia y energía óptimos en función de datos de entrada y parámetros del SAE.

Parámetro	Variación	Utilidad	Potencia	Energía
Entrada	%	%	%	%
Energía eólica	5	13	12	12
Costo marginal	5	41	22	22
Ing. capacidad firme	5	6	5	4
SAE				
Eficiencia	5	45	24	24
Límite DoD	5	40	29	29
Vida útil	5	17	10	10
Costo inv. por planta	5	2	2	2
Costo op. y mant.	5	2	2	2
Parámetro	Variación	Utilidad	Potencia	Energía
Costo inv. por pot.	5	6	5	4
Costo inv. por ene.	5	35	19	19

De los valores en la Tabla 5.2 se concluye que los parámetros de entrada más influyentes en el dimensionamiento óptimo de un SAE son (decrecientes en importancia): eficiencia del SAE, costos marginales del mercado, límite DoD del SAE y costo de inversión de energía.

6 Conclusiones

La principal conclusión del presente trabajo es que con los actuales costos de inversión por energía y por potencia del SAE basado en tecnología Na-S no se logra un dimensionamiento de almacenamiento rentable bajo el esquema de ajuste de carga para desplazar energía de periodos con bajos precios a periodos con altos precios. Inclusive a pesar de considerar ingresos por capacidad firme propuesto por [7], no se halla solución óptima.

Ante estos resultados se calcularon precios por inversión de energía y potencia tal que el proyecto de almacenamiento fuese rentable. Es así como se calculó un conjunto de costos donde el proyecto es rentable. En promedio los costos de inversión debiesen disminuir un 50% (255 USD/kWh, 500 USD/kW) con respecto los costos mínimos actuales publicados en la literatura especializada (520 USD/kWh, 1.000 USD/kW). En cambio si el costo por potencia se mantuviese, el costo por energía tendría que disminuir en un 60% (208 USD/kWh) con respecto los actuales. Lo cual parece más probable a que ambos costos disminuyan en un 50% debido que la tecnología Na-S se elabora de materia prima de bajo costo, sumándole economías de escala dado que recién está estableciéndose comercialmente no sería un escenario imposible o muy lejano. Finalmente en el otro extremo, manteniendo los costos por energía, o que la tasa de disminución de los costos de potencia fuese mayor, se presenta un escenario más complejo debido a que el costo por potencia tendría que disminuir en un 95% (50 USD/kW).

Con respecto al dimensionamiento óptimo, éste se realizó con costos de inversión por energía y potencia hipotéticos tal que el proyecto fuese rentable con el objetivo de realizar un estudio de análisis de sensibilidad concluyendo cuales son los datos y/o parámetros de entrada más importantes en un dimensionamiento. El parámetro más influyente en el dimensionamiento corresponde a la eficiencia del SAE, generando una variación del 45% de la utilidad óptima ante un 5% de variación de este parámetro. Siguiéndole están los costos marginales del mercado generando una variación del 41% en la utilidad óptima ante un 5% de variación de estos costos. Luego los sigue el límite de DoD del SAE y el costo por inversión de energía provocando un 40% y 35% de variación en la utilidad respectivamente ante una variación de un 5% de estos.

Un punto destacable de estos resultados es que si se desarrolla un incremento en los parámetros de eficiencia y límite DoD, la disminución necesaria en los costos no sería tan importante. Este escenario, donde los costos de la tecnología disminuyen y los parámetros

técnicos mejoren, es más factible. Sumándole posibles subvenciones estatales por temas medio ambientales, los proyectos de almacenamiento energético con el propósito de desplazar carga podrían ser factibles desde el punto de vista privado.

Por último, como trabajo a futuro se plantea modelar estocásticamente las variables de entrada: generación eólica y costos marginales del mercado con la finalidad de incluir la naturaleza estocástica del problema de manera realista.

Además, se recomienda estudiar diferentes esquemas de operación del SAE con el fin de estudiar su eficiencia con respecto a las necesidades, como: utilidad del parque eólico, estabilidad del sistema, eficiencia de combustible en generadores del sistema, etc. Asimismo considerar esquemas de operación aplicables en la realidad, esto con el propósito de generar óptimos en función de modelos prácticos aplicables en la realidad.

Finalmente, se propone ahondar en el concepto de capacidad firme para almacenamiento de energía. Aunque este concepto no muestre gran incidencia en el análisis de sensibilidad, sí es crucial en hacer el proyecto de almacenamiento rentable.

7 Referencias

- [1] L. E. Benitez, P. C. Benitez y Cornelis van Kooten, «The economics of wind power with energy storage,» *Energy Economics*, nº 30, pp. 1973-1989, 2008.
- [2] X. Tan, Q. Li y H. Wang, «Advances and trends of energy storage technology in Microgrid,» *Electrical Power and Energy Systems*, nº 44, pp. 179-191, 2012.
- [3] Centro de Energías Renovables, «Resumen Anual 2012,» Santiago, 2013.
- [4] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Stockholm: John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [5] P. Fernández Díez, «Energía Eólica,» Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, 2002.
- [6] M. O. Jogendra Singh Thongam, «MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems,» *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, pp. 339-360, 2011.
- [7] H. Thu Le y T. Quang Nguyen, «Sizing Energy Storage Systems for Wind Power Firming: An Analytical Approach and a Cost-Benefit Analysis,» *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-8, 2008.
- [8] Z. Shu y P. Jirutitijaroen, «Optimal Sizing of Energy Storage System for Wind Power Plants,» *Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2012.
- [9] C. Brunetto y G. Tina, «Optimal hydrogen storage sizing for wind power plants in day ahead electricity market,» *Renewable Power Generation, IET*, vol. 1, nº 4, pp. 220 - 226, 2007.
- [10] T. K. A. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Z. Yen, H. Max Hapke y D. A. Halamay, «Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, nº 1, pp. 69-77, 2011.
- [11] J. Anagnostopoulos y D. Papantonis, «Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy,» *Renewable Energy*, nº 33, pp. 1685-1694, 2008.
- [12] P. Harsha y M. Dahleh, «Optimal sizing of energy storage for efficient integration of

- renewable energy,» de *Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC)*, Orlando, 2011.
- [13] H. J. Bergveld, «Battery Management Systems-Design by Modelling,» 2001.
- [14] F. Rahman y M. A. A.-M. Shafiqur Rehman, «Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 16, pp. 274-283, 2011.
- [15] Z. Zhou, M. Benbouzid, J. F. Charpentier, F. Scuiller y T. Tang, «A review of energy storage technologies for marine current energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 390-400, 2013.
- [16] J. Baker, «New technology and possible advances in energy storage,» *Energy Policy*, nº 36, pp. 4368-4373, 2008.
- [17] F. Díaz Gonzáles, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt y R. Villafáfila-Robles, «A review of energy storage technologies for wind power applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 16, pp. 2154-2171, 2012.
- [18] E. B. Sandhya Sundararagavan, «Evaluating energy storage technologies for wind power integration,» *Solar Energy*, nº 86, pp. 2707-2717, 2012.
- [19] S. Suzuki, J. Baba, K. Shotoh y E. Masada, «Effective application of superconducting magnetic energy storage (SMES) to load leveling for high speed transportation system,» *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 14, nº 2, pp. 713-716, 2004.
- [20] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas y V. Efthimiou, «Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 13, pp. 1513-1522, 2009.
- [21] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li y Y. Ding, «Progress in electrical energy storage system: A critical review,» *Progress in Natural Science*, nº 19, pp. 291-312, 2009.
- [22] G. Coppez, S. Chowdhury y S. Chowdhury, «The importance of energy storage in renewable power generation: a review,» *Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, vol. 45, pp. 1-5, 2010.

- [23] Electric Power Research Institute, «Electricity Energy Storage Technology Options: A white paper primer on applications, costs and benefits,» Palo Alto, 2010.
- [24] Sandia National Laboratories, «DOE International Energy Storage Database (beta),» [En línea]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Último acceso: 26 08 2013].
- [25] K. Giannakoglou, «Design of optimal aerodynamic shapes using stochastic optimization methods and computational intelligence,» *Progress in Aerospace Sciences*, n° 38, pp. 43-76, 2002.
- [26] J. Eyer, J. J. Iannucci y G. Corey, «Energy Storage Benefits and Market Analysis Handbook,» Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2004.
- [27] Vestas, *V90-1.8/2.0 MW Product Brochure*, 2013.
- [28] Centro Nacional del Medio Ambiente, «Instalación Estación 80 m Taltal,» Santiago, 2010.
- [29] D. Doughty, P. Butler, A. Akhil, N. Clark y J. Boyes, «Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage,» *The Electrochemical Society Interface*, pp. 49-53, 2010.
- [30] NGK Insulators, Ltd., «Energy Storage System, for Reducing CO2 Emissions,» NGK, 2009.
- [31] K. Tanaka, Y. Kurashima y T. Tamakoshi, «Recent Sodium Sulfur Battery Applications in Japan,» *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, pp. 1169-1173, 2001.
- [32] Comisión Nacional de Energía, «Modelación del Recurso Solar y Eólico en el Norte de Chile,» 2009.
- [33] A. Solar, «ERNC Una gran oportunidad,» Santiago, 2012.