

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Estrategias para reducción de desperdicio de energía eléctrica en sistemas con alta penetración de generación renovable no convencional

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

- Edison Javier Azuero Arcos
- José Miguel Díaz Bermúdez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

Dedicar esto a nuestros padres, quienes nos ayudaron a culminar mi carrera universitaria, nuestros profesores, por todos los conocimientos impartidos en clases y a nuestros compañeros, gracias a sus risas y compañía hicieron de esta experiencia universitaria, la mejor.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por permitirnos culminar este proyecto de titulación de la mejor manera posible, a nuestros padres, por su comprensión y apoyo en toda esta etapa, a nuestros profesores de titulación Ing. Jimmy Córdova y Dr. Manuel Álvarez por guiarnos siempre con sus mejores consejos, por último, pero no menos importante, a nuestra querida universidad, por acogernos y permitirnos aprender y ser una mejor versión de nosotros, humanista e intelectualmente.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Edison Javier Azuero Arcos y José Miguel Díaz Bermúdez damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Edison Javier Azuero
Arcos

José Miguel Díaz
Bermúdez

EVALUADORES

Ing. Fernando Vaca

PROFESOR DE LA MATERIA

Ing. Jimmy Córdova

PROFESOR TUTOR

Dr. Manuel Álvarez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

En la última década la producción de energía eléctrica proveniente de centrales renovables se ha incrementado considerablemente en todo el mundo. En los sistemas eléctricos con alta presencia de este tipo de centrales se dan periodos de tiempo en los que la energía renovable disponible supera la carga del sistema, por lo que el excedente de energía renovable no se aprovecha y se desperdicia. Se realizó el análisis de varias estrategias para reducir el desperdicio de energía del sistema de potencia de la isla San Cristóbal. Se evaluó el uso de almacenamiento criogénico de energía, almacenamiento en baterías de ion litio, en baterías de flujo, y la incorporación de una estación de intercambio de baterías para vehículos eléctricos como alternativas para la reducción del desperdicio de energía. Al evaluar cada estrategia se obtuvo que desde el punto de vista económico la alternativa más conveniente es el uso de una estación de intercambio de baterías, y que entre los sistemas de almacenamiento de energía el que permite la mayor reducción del desperdicio y es económicamente más viable es el sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo.

Palabras Clave: Desperdicio de Energía Renovable, San Cristóbal, Almacenamiento de Energía, Estación de Intercambio de Baterías.

ABSTRACT

In the last decade the production of electrical energy from renewable power plants has increased considerably throughout the world. In electrical systems with a high penetration of this type of power plants, there are periods of time in which the available renewable energy exceeds the total demand of the system, therefore the surplus renewable energy is not used and it is wasted. It was analyzed various strategies to reduce energy waste in power system from San Cristóbal island . The use of cryogenic energy storage, storage in lithium ion batteries, in flow batteries, and the incorporation of a battery interchange station for electric vehicles were evaluated as alternatives to reduce energy waste. When evaluating each strategy, it was obtained that from the economic point of view the most convenient alternative is the use of a battery interchange station. For energy storage systems, flow batteries allows the greatest reduction in waste and it is economically more viable.

Keywords: Waste, Renewable Energy, San Cristóbal, Energy Storage, Battery Interchange Station.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
<i>ABSTRACT</i>	II
ABREVIATURAS	V
SIMBOLOGÍA	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS	IX
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	1
1.2 Justificación del problema.....	2
1.3 Objetivos.....	3
1.3.1 Objetivo General	3
1.3.2 Objetivos Específicos	3
1.4 Marco Teórico.....	3
1.4.1 Centrales de generación térmica.....	3
1.4.2 Centrales de generación renovables.....	4
1.4.3 Centrales eólicas.....	4
1.4.4 Centrales Fotovoltaicas.....	5
1.4.5 Desperdicios de Energía Renovable	5
1.4.6 Sistemas de Almacenamiento de Energía	5
1.4.7 Almacenamiento Criogénico de Energía LAES.....	6
1.4.8 Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio	7
1.4.9 Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo	8
1.4.10 Métodos de Carga de vehículos eléctricos.....	9
CAPÍTULO 2.....	11

2.	Metodología	11
2.1	Creación del escenario de desperdicio de energía	11
2.2	Planteamiento de alternativas de solución.....	12
2.2.1	Almacenamiento Criogénico de Energía	15
2.2.2	Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio.	16
2.2.3	Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo	18
2.3	Comparación Entre Tecnologías de Almacenamiento de Energía	19
2.4	Estación de Intercambio de Baterías para Vehículos Eléctricos.....	19
2.5	Beneficios Ambientales.....	22
CAPÍTULO 3.....		23
3.	Resultados Y ANÁLISIS.....	23
3.1	Almacenamiento Criogénico	23
3.2	Almacenamiento en Baterías de Flujo	28
3.3	Almacenamiento en Baterías de Ion Litio	32
3.4	Análisis de LCOS.....	36
3.5	Estación de intercambio de Baterías	36
CAPÍTULO 4.....		39
4.	Conclusiones Y Recomendaciones.....	39
	Conclusiones	39
	Recomendaciones	40
BIBLIOGRAFÍA.....		41
5.	ANEXOS.....	44

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral.
EV	Electric Vehicles (Vehículos Eléctricos).
LAES	Liquid air energy storage (Almacenamiento Criogénico de Energía).
PME	Plan Maestro de Electricidad.
CO2	Dióxido de Carbono.
LCOS	Levelized Cost of Storage Analysis (Costo de almacenamiento nivelado).
VAN	Valor Actual Neto.
AC	Corriente Alterna.
DC	Corriente Directa.
MCI	Motores de Combustión Interna.

SIMBOLOGÍA

MWh	Megavatio-hora.
KW	Kilovatio.
KWh	Kilovatio-hora.
Km	Kilómetro.
°C	Grados Centígrados.
MJ/m ³	Megajoules por Metro Cúbico.
Km/gal	Kilómetro por galones.
\$/mensual	Dólares al mes.
\$/anual	Dólares al año.
TWh	Teravatio-hora.
M\$	Millones de Dólares.

ÍNDICE DE FIGURAS

Imagen 1.1. Curva de potencia de un aerogenerador modelo G87-2.0 MW.....	4
Imagen 1.2. Esquema de funcionamiento de una planta de almacenamiento criogénico de energía	6
Imagen 1.3. Funcionamiento de una batería de Ion-Litio durante la carga.....	8
Imagen 1.4. Funcionamiento de una batería de flujo durante la descarga	9
Imagen 2.1. Velocidad Promedio del Viento Anual de la Isla San Cristóbal.	13
Imagen 2.2. Radiación Solar Anual de la Isla San Cristóbal	13
Imagen 2.3. Perfil Diario de Desperdicio de Energía para cada Mes.....	14
Imagen 3.1. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Entrada y la Capacidad de almacenamiento del LAES.	23
Imagen 3.2. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Salida y la Capacidad de almacenamiento del LAES.....	24
Imagen 3.3. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Entrada y la Potencia de Salida del LAES.	25
Imagen 3.4. VAN en función del desperdicio de energía que se logra al implementar el LAES en la Isla San Cristóbal para todas las combinaciones de parámetros analizadas.	26
Imagen 3.5. Despacho de energía al implementar el LAES.	27
Imagen 3.6. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de flujo.	28
Imagen 3.7. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de salida y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de flujo.	29
Imagen 3.8. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de entrada y de salida para el análisis de baterías de flujo.	29
Imagen 3.9. VAN en función del desperdicio de energía para todas las combinaciones de parámetros analizadas en el estudio de la aplicación de baterías de flujo.	30
Imagen 3.10. Despacho de energía al implementar el sistema de almacenamiento en baterías de flujo.	31

Imagen 3.11. Desperdicio de Energía en función de la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de Ion-Litio.	32
Imagen 3.12. Desperdicio de Energía en función de la potencia de salida y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de Ion-Litio.	33
Imagen 3.13. Desperdicio de Energía en función de la potencia de entrada y la potencia de salida para el análisis de baterías de Ion-Litio.	33
Imagen 3.14. VAN en función del desperdicio de energía para todas las combinaciones de parámetros analizadas en el estudio de la aplicación de baterías de Ion-Litio.	34
Imagen 3.15. Despacho de energía al implementar el sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio.	35
Imagen 3.16. Comparación del LCOS para las tecnologías de almacenamiento de energía analizadas.....	36
Imagen 3.17. Despacho de energía al incorporarse la estación de intercambio de baterías al sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal.....	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Potencia Instalada en la Isla San Cristóbal hasta mediados del 2019.....	11
Tabla 2.2: Expansión de la Generación en la Isla San Cristóbal	12
Tabla 2.3. Parámetros de Operación del LAES evaluados.....	16
Tabla 2.4. Parámetros para el Análisis Económico del LAES.....	16
Tabla 2.5. Parámetros de Operación del Sistema de Almacenamiento en Baterías de Ion-Litio evaluados.....	17
Tabla 2.6. Parámetros para el Análisis Económico del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio.	18
Tabla 2.7. Parámetros para el Análisis Económico del Uso de un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo.....	19
Tabla 2.8. Perfil de Usuarios de Vehículos en la Isla San Cristóbal.	20
Tabla 2.9. Características de Vehículos Eléctricos Apropriados para los Residentes de la Isla San Cristóbal.	20
Tabla 2.10. Parámetros del Análisis Económico de la Estación de Intercambio de Baterías.	21
Tabla 3.1. Parámetros del LAES que permiten lograr el mínimo desperdicio de energía.	25
Tabla 3.2. Características del LAES.	26
Tabla 3.3. Beneficios al implementar el LAES.	27
Tabla 3.4. Parámetros del sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo que permiten lograr el mínimo desperdicio de energía.	30
Tabla 3.5. Características del Sistema de almacenamiento en baterías de flujo.	31
Tabla 3.6. Beneficios al implementar el sistema de baterías de flujo.....	32
Tabla 3.7. Parámetros del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio que permiten obtener el mínimo desperdicio de energía.	34
Tabla 3.8. Características del Sistema de almacenamiento en baterías de flujo.	35
Tabla 3.9. Beneficios al implementar el sistema de baterías de Ion-Litio.	35
Tabla 3.10. Parámetros de funcionamiento de la estación de intercambio de baterías que permite la máxima rentabilidad.	37
Tabla 3.11. Beneficios del ingreso de la estación de intercambio de baterías.....	38

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El uso de energías renovables para la generación eléctrica ha venido ganando terreno debido a los múltiples beneficios que presenta, tales como disponer de recursos inagotables, los costos de producción y de energía primaria son muy económicos, además los procesos de transformación de energía son limpios con el medio ambiente, por lo que se espera que en el futuro sustituyan a las centrales de generación no renovables.

El crecimiento poblacional y la expansión de los sectores de consumo de energía eléctrica sugieren que la generación debe estar planificada para abastecer la demanda energética futura. La capacidad limitada de las reservas de combustibles fósiles sugiere que las nuevas centrales de generación deben estar orientadas al aprovechamiento de los recursos renovables, considerados inagotables.

La producción energética de este tipo de centrales es dependiente de la disponibilidad de energía primaria, y esta depende de factores ambientales como humedad, elevación, temperatura, presión, sobre los cuales no se tiene ningún tipo de control por lo que la incorporación a gran escala de sistemas de generación renovable ha revelado la aparición de grandes cantidades de desperdicio de energía en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable.

1.1 Descripción del problema

El comportamiento variable de las fuentes primarias de energías renovables provoca que no se aproveche en su totalidad el recurso energético disponible, especialmente cuando se dispone de una gran cantidad de recurso energético primario en momentos de baja demanda del sistema eléctrico [1]. En estas condiciones debe limitarse la generación para mantener la estabilidad del sistema (mantener el equilibrio generación-carga), desaprovechando la energía disponible.

Por otro lado, en momentos de alta demanda, muchas veces la generación renovable no alcanza a cubrir toda la demanda del sistema, haciendo necesario que los generadores térmicos conectados al sistema aumenten su producción, incrementando las emisiones contaminantes al medio ambiente y encareciendo el costo de la energía.

Ante ello surge la necesidad de proponer alternativas que permitan el máximo aprovechamiento de la energía renovable disponible, reduciendo el desperdicio de energía y desplazando el uso de fuentes energéticas no amigables con el medio ambiente.

El estudio realizado toma como escenario el sistema eléctrico de la isla San Cristóbal de la provincia de Galápagos, que apunta a convertirse en un sistema con gran penetración de generación renovable del tipo variable para el año 2024 según el Plan Maestro de Electricidad (PME) del Ecuador[2].

1.2 Justificación del problema

El sistema eléctrico de la isla San Cristóbal se abastece de centrales de generación térmica, eólicas y fotovoltaicas [2]. La producción de centrales térmicas lleva de la mano la emisión de gases contaminantes y el uso de combustibles fósiles, que conlleva a aumentar el costo de la energía eléctrica [3]. Para la Isla San Cristóbal, la generación térmica implica un subproceso de abastecimiento de combustible vía marítima desde la zona continental hasta el archipiélago. Esta actividad representa un grave peligro para la flora y fauna marina del sector, ante la posibilidad de producirse un derrame de combustible, como el derrame del buque tanque Jessica que derramó 180 000 galones de combustible fósil tras vararse en las costas de Puerto Baquerizo Moreno en el año 2000 [3].

Adicionalmente se debe tener presente que los sistemas de generación térmicos existentes en la isla dependen de la disponibilidad de combustibles, y estos a su vez de la disponibilidad de petróleo, por lo que en el futuro será necesario que los sistemas de generación renovables estén preparados para abastecer al sistema eléctrico cuando las reservas de petróleo se acaben. Desde un punto de vista económico el desperdicio de energía implica la reducción de ingresos económicos para los propietarios de las centrales generadoras durante los picos de generación renovable.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía y de una estación de intercambio de baterías para vehículos eléctricos como estrategias para reducir el desperdicio energético en la isla San Cristóbal.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Modelar la demanda eléctrica de la Isla San Cristóbal para el año 2024.
2. Modelar la generación eléctrica de la Isla San Cristóbal para el año 2024 en base al PME.
3. Determinar las características más recomendables de las alternativas para la reducción del desperdicio de energía.
4. Determinar los beneficios ambientales y económicos de cada alternativa de reducción de desperdicio analizada.
5. Identificar la mejor alternativa para la reducción del desperdicio de energía de la Isla San Cristóbal

1.4 Marco Teórico

1.4.1 Centrales de generación térmica

Son centrales eléctricas que usan la energía química contenida en combustibles para la generación eléctrica. La energía química generalmente es transformada en energía térmica mediante la quema de combustibles, la energía térmica generada se usa para calentar agua hasta evaporarla, produciendo altas presiones que se usan para impulsar turbinas acopladas a generadores. Otro tipo de centrales usan directamente los gases a altas presiones resultantes de la quema de combustibles para impulsar los generadores eléctricos. Este tipo de generación genera emisiones contaminantes a la atmósfera y

estarán disponibles mientras duren las reservas de combustibles existentes en el planeta. [4]

1.4.2 Centrales de generación renovables

Este tipo de centrales usan recursos naturales considerados inagotables para la generación eléctrica. La mayoría de las tecnologías utilizan la energía hidráulica de los ríos, la energía solar irradiada sobre la tierra o la energía cinética de los vientos para la producción de energía eléctrica.

Los impactos ambientales producto del uso de este tipo de centrales son pequeños en comparación con los generados por el uso de centrales térmicas. Además, ya que usan energías primarias disponibles en la naturaleza, los costos de producción de energía son bajos. [5]

1.4.3 Centrales eólicas

Este tipo de centrales usan la energía cinética contenida en el movimiento de las masas de aire para la producción de energía eléctrica. El movimiento de las masas de aire se produce generalmente por diferencias de temperatura entre regiones a diferente altura [6]. El viento es utilizado para mover una hélice, que se encuentra acoplada a un generador eléctrico, el cual es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica. La cantidad de energía que pueden producir este tipo de centrales depende de la velocidad del viento [7]. En la Imagen 1.1 se muestra una curva de potencia típica de un aerogenerador de 2MW.

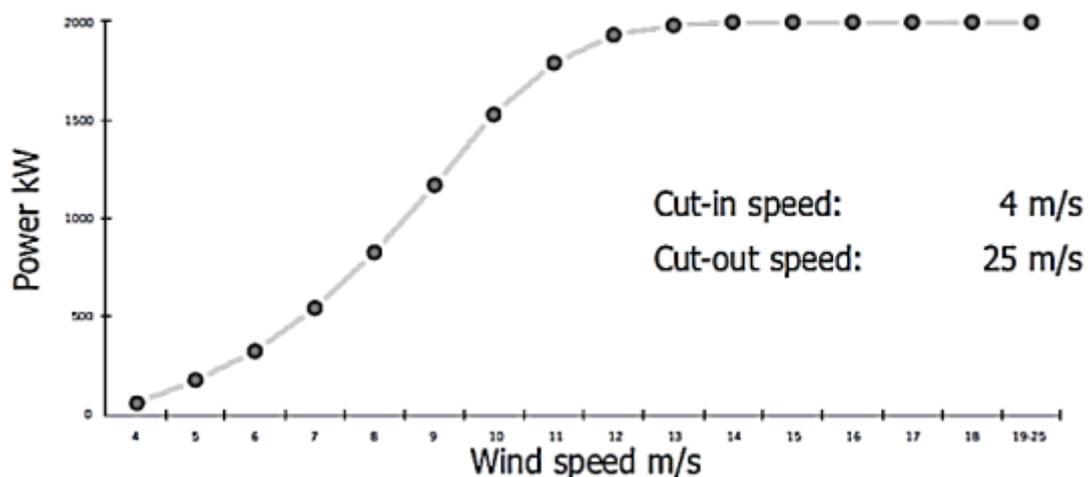


Imagen 1.1. Curva de potencia de un aerogenerador modelo G87-2.0 MW [8].

En la Imagen 1.1 puede observarse que mientras aumenta la velocidad del viento, se aumenta la cantidad de energía que se puede producir, sin embargo, la producción de energía eléctrica se produce desde un valor mínimo de velocidad del viento hasta un valor límite de velocidad de viento.

1.4.4 Centrales Fotovoltaicas

Este tipo de centrales usan dispositivos llamados paneles solares para transformar la energía de radiación solar en energía eléctrica [9]. Los paneles solares están compuestos de celdas fotovoltaicas las cuales absorben la energía contenida en los fotones para liberar electrones formando una corriente eléctrica transformando la energía luminosa incidente en la celda en energía eléctrica [10]. Este tipo de centrales pueden estar conectadas a un sistema de baterías para estabilizar la intermitencia que puede existir en la radiación solar y estabilizar la energía que se entrega a la red.

Las centrales fotovoltaicas generan energía eléctrica DC por lo que se requiere de un inversor que transforme la energía DC en AC para poder ser entregada al sistema eléctrico.

1.4.5 Desperdicios de Energía Renovable

El desperdicio de energía renovable ocurre generalmente en sistemas eléctricos con alta penetración de generación renovable no convencional. La generación fotovoltaica y eólica poseen comportamientos intermitentes, dependientes de la radiación solar y la velocidad del viento. Al existir alta presencia de este tipo de centrales en un sistema aislado, se dan periodos de tiempo en los que la energía que se dispone de estas centrales supera la demanda del sistema eléctrico, razón por la cual el Operador del Sistema Eléctrico debe limitar la generación renovable para mantener el equilibrio entre generación y carga y mantener la estabilidad del sistema eléctrico, desperdiciando toda la energía excedente a la carga que se encuentra disponible en ese momento [11].

1.4.6 Sistemas de Almacenamiento de Energía

Son mecanismos que permiten transformar la energía eléctrica en otro tipo de energía, la cual puede ser almacenada en contenedores por un cierto tiempo para luego ser despachada cuando se requiera de la energía almacenada. Actualmente las tecnologías más usadas para almacenamiento de energía es el almacenamiento por bombeo hidráulico, almacenamiento por aire comprimido, almacenamiento en volantes de inercia, en baterías entre otras [12]. Se encuentran en etapa de desarrollo tecnologías como el

almacenamiento criogénico de energía y almacenamiento de energía en baterías de flujo.

1.4.7 Almacenamiento Criogénico de Energía LAES

Es una forma de almacenamiento de energía que se encuentra aún en etapa de desarrollo, permite el almacenamiento de grandes cantidades de energía de forma similar a una planta de almacenamiento por bombeo hidráulico. [13] Un esquema de funcionamiento de una planta de almacenamiento criogénico se muestra en la Imagen 1.2.

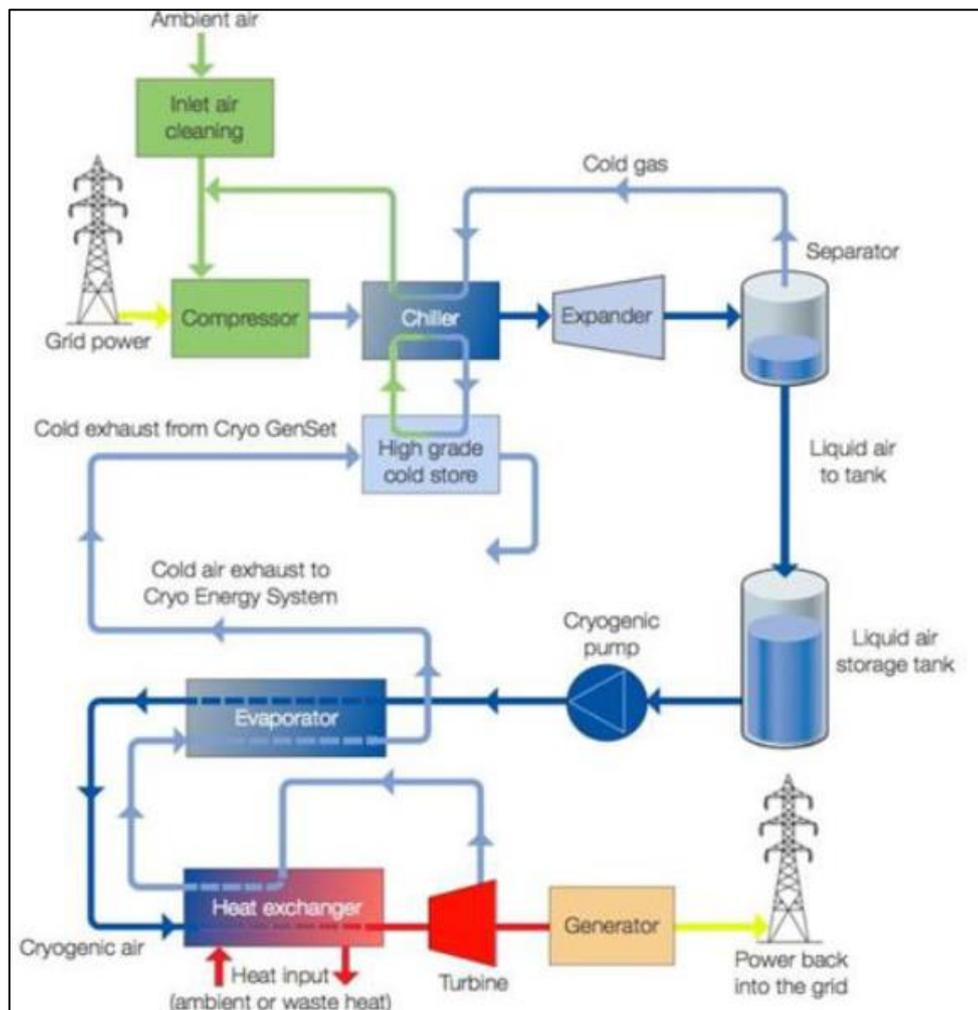


Imagen 1.2. Esquema de funcionamiento de una planta de almacenamiento criogénico de energía [13].

El proceso de almacenamiento empieza cuando el exceso de energía eléctrica de la red se usa para capturar y purificar aire del medio ambiente para luego enfriarlo hasta una temperatura de -196°C transformándolo en estado líquido para ser almacenado en

tanques aislados térmicamente. Cuando se requiera despachar la energía almacenada el líquido es bombeado y calentado a temperatura ambiente provocando su expansión y alcanzando hasta 700 veces el volumen que tenía inicialmente en estado líquido, la presión fruto de la expansión del líquido se usa para impulsar la turbina acoplada a un generador eléctrico el cual entrega la energía de vuelta a la red eléctrica. Una de las limitantes que posee este sistema es su baja eficiencia que alcanza hasta el 50% [13]. Este sistema de almacenamiento consta de tres partes principales:

- El sistema de licuefacción de aire que purifica el aire y lo transforma en estado líquido por medio de varios procesos de enfriamiento y compresión.
- El sistema de almacenamiento de aire líquido en tanques, que limita la cantidad de energía que se puede almacenar.
- El sistema turbina de expansión-generador que permite entregar la energía de vuelta a la red eléctrica [13].

1.4.8 Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio

Este sistema de almacenamiento transforma la energía alterna de la red en energía continua para ser almacenada en baterías de Ion-Litio, cuando se requiera la energía de regreso a la red las baterías son descargadas, la energía descargada es transformada en energía alterna para ser devuelta a la red. El sistema posee tres componentes principales:

- El inversor, que transforma la energía alterna en continua y viceversa.
- El regulador de carga que controla la carga y descarga de las baterías.
- Las baterías que se encargan de almacenar la energía eléctrica.

Las baterías de Ion litio se forman de celdas formadas por: Un electrodo positivo (ánodo) fabricado con óxido de litio cobalto LiCoO_2 , un electrodo negativo formado de carbono y un separador que es una lámina microperforada que separa los dos electrodos pero que permite que los iones viajen entre ambos electrodos [14].

Durante la carga de las baterías los iones de litio se mueven a través de un electrolito desde el cátodo hasta fijarse en el carbono del ánodo como se muestra en la Imagen 1.3.

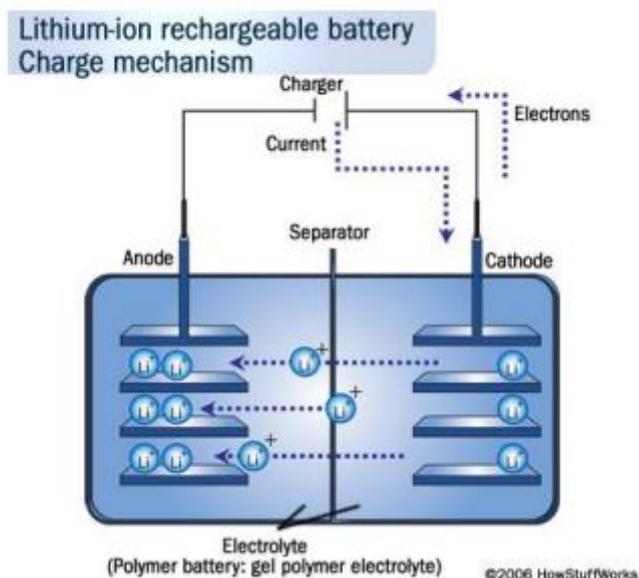


Imagen 1.3. Funcionamiento de una batería de Ion-Litio durante la carga [14].

Durante la descarga los iones de litio regresan hacia el cátodo. Este proceso degrada los electrodos de la batería por lo que estas baterías tienen un tiempo de vida corto respecto a otros sistemas de almacenamiento. Adicionalmente este tipo de baterías tienen el inconveniente de ser muy costosas [15].

1.4.9 Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo

Este sistema de almacenamiento opera de manera similar al sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio. Posee los mismos componentes siendo la diferencia entre estos dos sistemas los procesos seguidos dentro de la batería para el almacenamiento de la energía dentro de las baterías.

El tipo de baterías de flujo más desarrolladas son las baterías Redox cuyo nombre viene del proceso interno que se sigue en la carga y descarga de las baterías (oxidación y reducción). Este tipo de baterías usa dos tanques para separar un mismo electrolito, pero con distintos estados de oxidación, es decir en un tanque se encuentra el electrolito cargado positivamente y en el otro cargado negativamente. El principio de funcionamiento durante la descarga de la batería se basa en la oxidación del electrolito en el ánodo y reducción del electrolito en el cátodo, esto permite que se genere una corriente eléctrica de cátodo a ánodo la cual se establece por medio de una membrana que evita la mezcla de los electrolitos de ánodo y cátodo pero que permite el paso de los iones en los procesos de oxidación y reducción [16].

La gran ventaja de este sistema es que los procesos de oxidación y reducción se realiza entre los electrolitos y ya no entre electrodos por lo que se evita la degradación acelerada de los mismos y se aumenta la vida útil de las baterías.

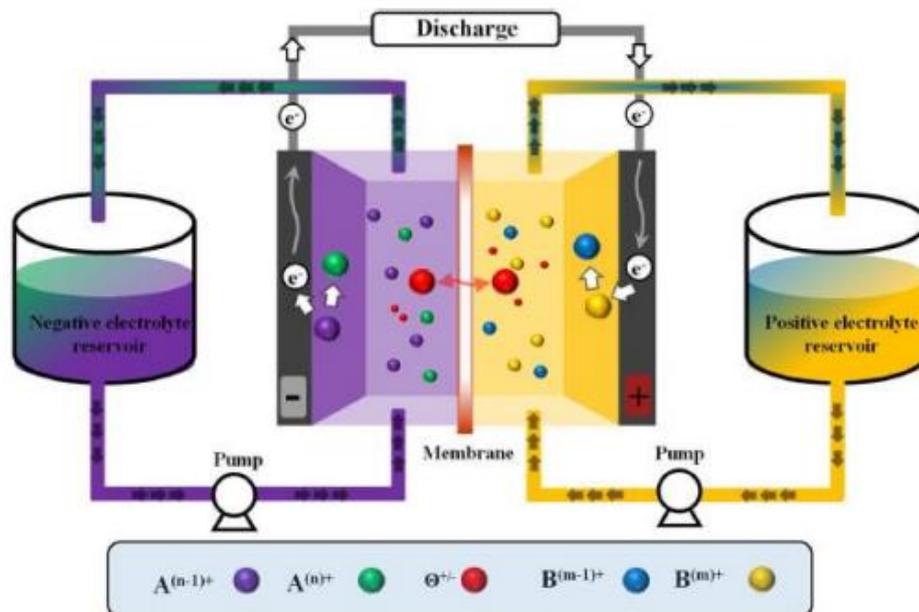


Imagen 1.4. Funcionamiento de una batería de flujo durante la descarga [16].

En la Imagen 1.4 se puede observar el proceso de descarga de una batería de flujo. La capacidad de almacenamiento de este tipo de baterías depende de la capacidad de almacenamiento de los contenedores que tienen los electrolitos del ánodo y del cátodo por lo que en base al tamaño de estos contenedores se puede escalar la capacidad de almacenamiento de este tipo de baterías [17].

1.4.10 Métodos de Carga de vehículos eléctricos

1.4.10.1 Carga Lenta

La carga lenta de vehículos se ha usado ampliamente en la actualidad para los usuarios de EVs, este sistema carga las baterías de los vehículos durante cinco u ocho horas, generalmente los usuarios realizan la carga durante la noche conectando los vehículos a módulos de carga situados en su residencia. Este método de carga demanda una baja potencia de la red y evita el deterioro asociado a la carga rápida de baterías [18].

1.4.10.2 Carga Rápida

En busca de eliminar las incomodidades percibidas por los usuarios de EVs al tener que esperar largos periodos de tiempo para realizar a carga de baterías, se han desarrollado nuevos sistemas de carga que permiten reducir el tiempo de espera. Una carga rápida implica que en un tiempo que va desde los 20 hasta los 40 minutos se alcanza a cargar el 80% de su capacidad de las baterías. Si bien este método evita la molestia de esperar varias horas por la carga completa de las baterías, puede terminar acortando la vida útil de las mismas [19].

1.4.10.3 Intercambio de Baterías

Una estación de intercambio de baterías opera de forma similar a una estación gasolinera. El usuario ingresa con su vehículo eléctrico, ya sea de forma manual o automática se retiran las baterías descargadas del vehículo eléctrico y se sustituyen por baterías completamente cargadas que se encuentran disponibles en la estación, de esta forma se reduce el tiempo de carga de un vehículo eléctrico a unos pocos minutos [20].

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

El procedimiento explorado en el análisis de las alternativas para la reducción del desperdicio de energía en la isla San Cristóbal se detalla a continuación.

2.1 Creación del escenario de desperdicio de energía

Se ha planteado analizar la operación del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal para el año 2024, debido a que de acuerdo con el PME se tiene prevista la entrada de centrales renovables no convencionales hasta el año 2024 en la isla San Cristóbal.

Para el modelamiento de la carga de la isla se utilizaron datos de la demanda eléctrica de la isla San Cristóbal proporcionados por la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos (EEPG), los registros de carga corresponden a la demanda de potencia activa y reactiva, registrados cada 15 segundos, en los tres alimentadores de la isla San Cristóbal durante el año 2018. Con estos registros de carga y considerando una tasa de crecimiento de carga de la isla del 7% en base a las estadísticas de EEGP [21], se modeló la carga de la isla para el año 2024.

Para el modelamiento de la generación instalada en la Isla se partió de las centrales que se encuentran instaladas y operativas en la Isla hasta mediados del año 2019, la información de estas centrales se observa en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Potencia Instalada en la Isla San Cristóbal hasta mediados del 2019. [2]

CENTRAL	TIPO CENTRAL	SUBTIPO CENTRAL	POTENCIA NOMINAL [MW]	POTENCIA EFECTIVA [MW]
San Cristóbal	Térmica	MCI	7,41	5,91
San Cristóbal Eólico	Eólica	Eólica	2,4	2,4
San Cristóbal Solar Eólica	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,013	0,013
Total Térmica				5,91
Total Eólica				2,40
Total Fotovoltaica				0,013

A estas centrales se suman las que se encuentran programadas instalar según el PME, estas centrales se detallan en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Expansión de la Generación en la Isla San Cristóbal [2].

PROYECTO	CARACTERÍSTICAS	AÑO DE INGRESO AL SISTEMA
Central Fotovoltaica	1 MWp	2020
Sistema de almacenamiento de energía	1,4 MWh	2020
Central Eólica	5,6 MW	2022
Sistema de almacenamiento de energía	2,2 MWh	2022
Central Fotovoltaica	2,5 MW	2024

Los datos de carga y de generación para el año 2024 fueron ingresados en el Software Homer Energy. Con la ubicación del sitio de estudio, el software determina los recursos naturales renovables disponibles. El objetivo del uso del software fue obtener valores netos de generación renovable, carga y del aporte de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías que dispondrá la isla San Cristóbal hasta el año 2024 según el PME. En base a los recursos eólicos y solares de la ubicación ingresada, Homer Energy determina la cantidad total de energía renovable no convencional generable. Al incluir en la simulación los sistemas de almacenamiento de energía se consiguió que el presente estudio se ajuste mejor al comportamiento real del sistema eléctrico de la isla San Cristóbal para el año 2024.

Los valores netos de generación renovable, carga y potencia de entrada y salida de los sistemas de almacenamiento de energía fueron extraídos hacia un archivo Excel para luego ser importados en Matlab para el análisis de las diferentes alternativas de reducción del desperdicio de energía.

2.2 Planteamiento de alternativas de solución

El planteamiento de alternativas de solución partió del análisis del comportamiento del desperdicio de energía de la Isla San Cristóbal. Usando los datos de salida del software Homer Energy se pudo observar que existen dos estaciones, la época cálida que va desde Enero hasta Junio y la época fría que va desde Julio hasta Diciembre.

En la época cálida las velocidades de viento son bajas, pero la intensidad de la radiación solar alta, mientras que en la época fría la intensidad de la radiación solar baja pero las velocidades de vientos son mayores.

La máxima demanda del sistema eléctrico ocurre en la época cálida debido a la operación de sistemas de climatización ante las altas temperaturas de la época.

La generación eólica y fotovoltaica de la isla son complementarias de forma estacional, pues mientras la una se reduce por el cambio de estación, la otra se ve incrementada.

La velocidad promedio del viento se puede apreciar en la Imagen 2.1, mientras que el comportamiento anual de la radiación solar en la Imagen 2.2.

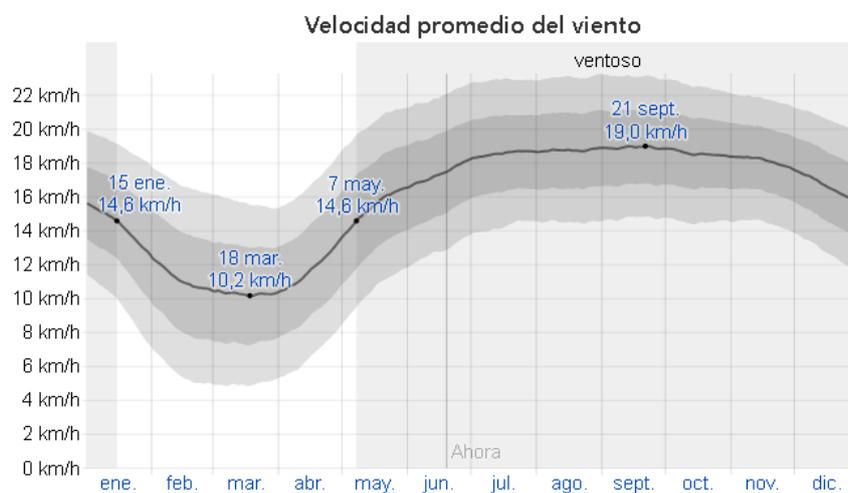
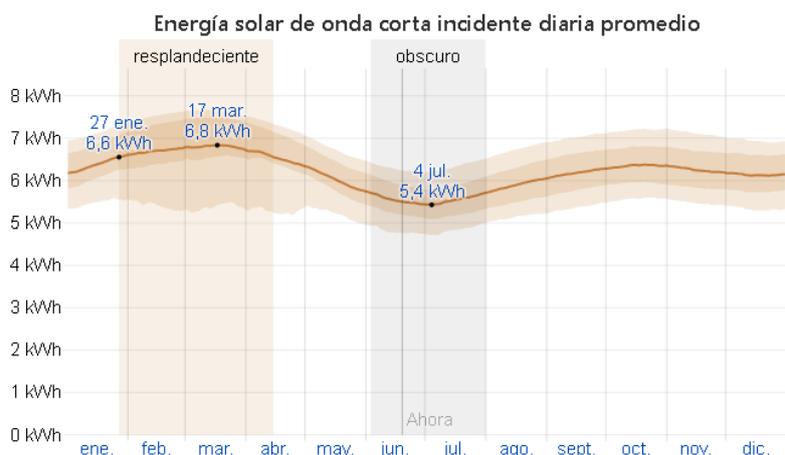


Imagen 2.1. Velocidad Promedio del Viento Anual de la Isla San Cristóbal [22].



La energía solar de onda corta promedio diaria que llega a la tierra por metro cuadrado (línea anaranjada), con las bandas de percentiles 25° a 75° y 10° a 90°.

Imagen 2.2. Radiación Solar Anual de la Isla San Cristóbal [22].

El máximo desperdicio de energía se produce en la época fría dado que el aumento de generación eólica en época fría es mucho mayor que el aumento de generación solar en época cálida.

Dado que las máximas velocidades de viento se dan entre las 12:00 y las 15:00 y que coincide con la máxima intensidad de la radiación solar, el máximo desperdicio de energía se produce entre las 10:00 y las 18:00. El perfil diario de desperdicio de energía para cada mes se puede observar en la Imagen 2.3.

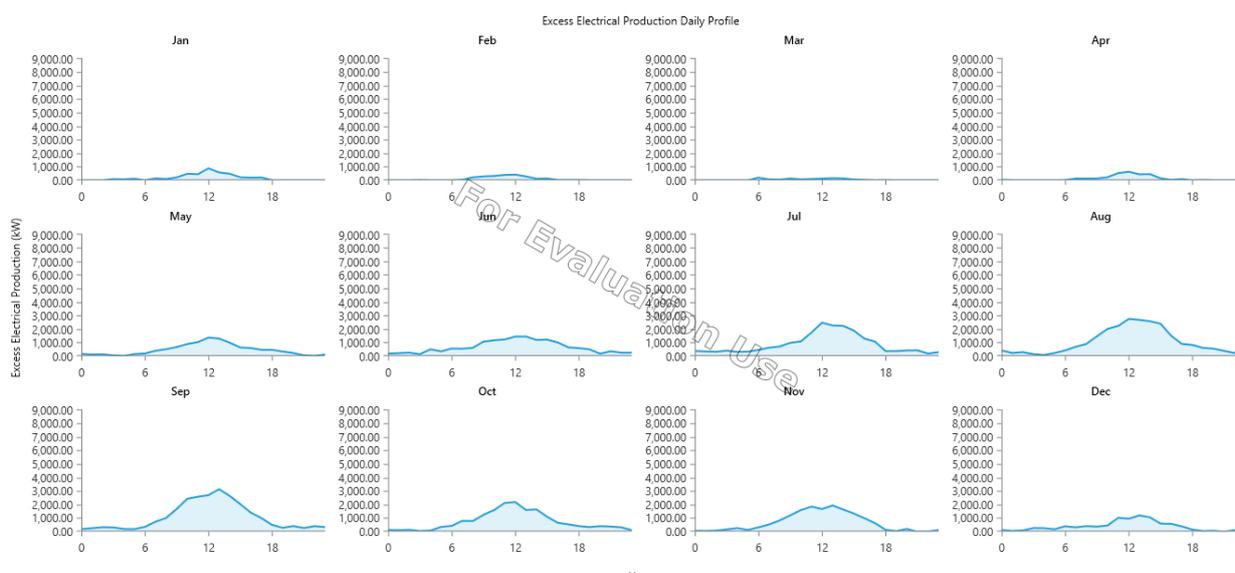


Imagen 2.3. Perfil Diario de Desperdicio de Energía para cada Mes.

Con base al comportamiento estacional y diario del desperdicio de energía de la isla San Cristóbal se analizaron dos estrategias para la reducción el desperdicio de energía. La primera consiste en implementar un sistema de almacenamiento de energía que permita almacenar el exceso de energía en los momentos de alta generación renovable, para luego despachar la energía almacenada cuando la producción de energía renovable no abastezca la demanda eléctrica del sistema. Para ello se plantea comparar la operación de tres sistemas de almacenamiento de energía:

- Almacenamiento Criogénico de energía (LAES).
- Almacenamiento en Baterías de Flujo.
- Almacenamiento en baterías de Ion-Litio.

El objetivo es comparar el uso de tecnologías nuevas como el almacenamiento criogénico de energía y el uso de baterías de flujo con el uso de baterías de Ion-Litio que actualmente es el método más usado en sistemas eléctricos aislados como el de la Isla San Cristóbal.

La segunda alternativa que se plantea es la implementación de una estación de intercambio de baterías para EVs y que use el excedente de energía en los momentos de alta generación renovable para la recarga de baterías, si no existe excedente de energía el sistema realizará la carga de las baterías en la madrugada, cuando la carga del sistema es la más baja.

Tanto para el uso de sistemas de almacenamiento de energía como para la aplicación de la estación de intercambio de baterías se plantea realizar una optimización en las características de los componentes para seleccionar la opción más económicamente conveniente y que genere una reducción aceptable del desperdicio de energía.

2.2.1 Almacenamiento Criogénico de Energía

El análisis partió de observar cómo afectan los parámetros de operación del LAES en la reducción del desperdicio de energía y a la factibilidad económica del proyecto.

Como se mencionó previamente en la sección 1.4, una planta de LAES consta de tres partes principales: el sistema de licuefacción de aire que requiere una potencia mínima para funcionar, el sistema de almacenamiento de aire en estado líquido que limita la capacidad de almacenamiento de la planta, y el sistema de turbina-generador que permite convertir la energía liberada en la expansión del aire en estado líquido en energía eléctrica y que por lo tanto limita el rango de potencia que se puede entregar a la red.

Lo mencionado anteriormente se resume en que se analizará la influencia de tres parámetros:

- La potencia de entrada del sistema.
- La capacidad de almacenamiento.
- La potencia de salida.

Para la optimización de las alternativas se diseñó un algoritmo en Matlab que toma los datos de salida de Homer Energy y realiza un despacho de carga hora a hora durante todo el año, dentro de este despacho se incluye la posibilidad de almacenar el excedente de energía renovable en el LAES y de despachar la energía almacenada cuando la carga del sistema supere la generación renovable. El algoritmo adicionalmente prueba diferentes combinaciones de potencia de entrada, capacidad de almacenamiento y potencia de salida para determinar la influencia de estos parámetros en la reducción del desperdicio de energía.

Los rangos en los que se variaron los parámetros de operación del sistema de almacenamiento criogénico de energía se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Parámetros de Operación del LAES evaluados.

PARÁMETRO	RANGO
Potencia de Entrada	0 – 10 MW
Potencia de Salida	0 – 10MW
Capacidad de almacenamiento	0 – 100MWh

Finalmente, para conocer la mejor opción aplicable de LAES en la isla San Cristóbal se realizó un análisis económico que consistió en determinar para cada combinación de parámetros analizada los costos de inversión, de producción y los ingresos recibidos por la venta de la energía despachada durante el tiempo de vida útil del LAES. Las consideraciones tomadas en el análisis económico se detallan en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Parámetros para el Análisis Económico del LAES.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Vida útil	30 años	[23]
Eficiencia	50 %	[24]
Costo de Venta de Energía	108,7 \$/MWh	[25]
Costo de Sistema de Licuefacción	1450 \$/KW	[26]
Costo de Sistema de almacenamiento	25 \$/KWh	[26]
Costo de sistema Turbina-Generador	354 \$/KW	[26]
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	3 \$/KW	[27]
Costos Variables de Operación y Mantenimiento	3 \$/MWh	[28]
Tasa de Descuento	6%	[23]

2.2.2 Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio.

Como se indicó en la sección de Marco Teórico, la operación de este sistema de almacenamiento posee tres componentes principales: las baterías que almacenan la energía, el inversor que transforma la energía eléctrica alterna en continua y viceversa,

y el regulador de carga que controla la carga de las baterías. Esto indica que existen nuevamente 3 parámetros que gobiernan la operación del sistema de almacenamiento:

- La máxima potencia de entrada.
- La máxima capacidad de almacenamiento.
- La máxima potencia de salida.

Nótese que en este caso se limitan valores máximos debido a que el sistema puede almacenar desde cantidades pequeñas de energía hasta los valores nominales de los equipos que controlan la carga de baterías.

Nuevamente con el uso de un algoritmo en Matlab se importaron los datos de salida de Homer Energy y se realizó un despacho de la energía renovable disponible, almacenando el excedente en el sistema de baterías. Una vez finalizado el despacho de energía durante todo el año el algoritmo determina el desperdicio de energía del sistema y vuelve a simular el despacho con combinaciones diferentes de potencia de entrada, de salida y capacidad de almacenamiento para determinar la influencia de cada parámetro en la reducción del desperdicio de energía.

Los rangos en los que se variaron los parámetros del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio se detallan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Parámetros de Operación del Sistema de Almacenamiento en Baterías de Ion-Litio evaluados.

PARÁMETRO	RANGO
Potencia Máxima de Entrada	0 – 10 MW
Potencia Máxima de Salida	0 – 10MW
Capacidad de almacenamiento	0 – 200MWh

De la misma forma que en el caso anterior para identificar la opción más conveniente se realizó un análisis económico donde se determinaron los costos de inversión, de operación y los ingresos por venta de la energía. Las consideraciones tomadas para el análisis económico se resumen en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Parámetros para el Análisis Económico del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías de Ion-Litio.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Vida útil	20 años	[4]
Eficiencia	88 %	[4]
Costo de Venta de Energía	108,7 \$/MWh	[25]
Costo de Inversión Potencia	1446 \$/KW	[4]
Costo de Inversión Capacidad	362 \$/KWh	[4]
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	12 \$/KW	[4]
Costos Variables de Operación y Mantenimiento	0,3 \$/MWh	[4]
Tasa de Descuento	6%	[4]

2.2.3 Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo

La metodología usada en el análisis de la aplicación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo es idéntica a la usada en el análisis de la aplicación de baterías de Ion-Litio, la diferencia entre estos dos sistemas radica en el mecanismo interno de las baterías para almacenar energía. El resto de los componentes tales como inversor y regulador de carga poseen las mismas funciones.

Se utilizó un tercer algoritmo de Matlab para simular el despacho de energía renovable disponible, incorporando el almacenamiento de energía renovable excedente en el sistema de almacenamiento de baterías de flujo, nuevamente se variaron las combinaciones de parámetros de potencia de entrada, salida y capacidad de almacenamiento en los mismos rangos que en el estudio de la aplicación de baterías de Ion-Litio. La principal diferencia respecto al uso de baterías de Ion-Litio radica en las consideraciones tomadas para el análisis económico. Estas consideraciones se detallan en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Parámetros para el Análisis Económico del Uso de un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías de Flujo.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Vida útil	30 años	[4]
Eficiencia	88 %	[4]
Costo de Venta de Energía	108,7 \$/MWh	[25]
Costo de Inversión Capacidad	108 \$/KWh	[29]
Costo de Inversión Potencia	862 \$/KWh	[29]
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	10 \$/KW	[4]
Costos Variables de Operación y Mantenimiento	0,3 \$/MWh	[4]
Tasa de Descuento	6%	[4]

2.3 Comparación Entre Tecnologías de Almacenamiento de Energía

Para la selección de la mejor alternativa de almacenamiento de energía se realizó una comparación entre los LCOS de cada alternativa. Graficando el LCOS en función de la reducción del desperdicio de energía para cada tecnología analizada se pudo determinar la alternativa que presenta menores valores de LCOS.

2.4 Estación de Intercambio de Baterías para Vehículos Eléctricos

Otra forma de reducir el desperdicio de energía es aumentar el consumo eléctrico del sistema cuando la generación renovable exceda la demanda normal del sistema. Para ello se requiere de una carga que pueda ser programada para operar solo cuando se presente desperdicio de energía.

La carga de la batería de EVs presenta el gran inconveniente de requerir un periodo de tiempo hasta que la carga se complete, lo que puede resultar incómodo para los clientes. Aunque han existido avances en el desarrollo de sistemas de carga de baterías más rápidos, este tipo de carga reduce el tiempo de vida útil de la batería. Por ello se propone la incorporación de un sistema de intercambio de baterías, de esta forma se tiene en stock una cantidad determinada de baterías completamente cargadas que se usarán para reemplazar las baterías descargadas de los usuarios. Reduciendo el tiempo de

carga de un EV al tiempo que tarda el operario en retirar la batería descargada y sustituirla por una cargada.

El análisis de esta alternativa determinó el número óptimo de usuarios que se pueden suscribir a este servicio. Del número óptimo de usuarios dependerá el número de baterías que se deban adquirir, la capacidad de los equipos de carga de baterías, el número de vehículos que se atenderán por día, con lo que se determinan los costos de inversión y los ingresos económicos del proyecto.

Para la determinación del número óptimo de baterías se partió de considerar un perfil de usuario que se acople a las necesidades de los residentes de la isla San Cristóbal. Las consideraciones tomadas se detallan en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8. Perfil de Usuarios de Vehículos en la Isla San Cristóbal.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Recorrido diario	15 Km	[30]
Tipo de combustible	Diesel	[30]
Recorrido por galón de Diesel	45 km/gal	[31]

En base al perfil de usuario se determinaron las necesidades que presentarán los usuarios de EVs, Las características que se consideraron en los usuarios de vehículos eléctricos se detallan en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9. Características de Vehículos Eléctricos Apropriados para los Residentes de la Isla San Cristóbal.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Autonomía	80 Km	[5]
Tiempo de carga de batería	4 horas	[32]
Consumo de energía por km	0,2 KWh / km	[32]

Con base en la información indicada en la Tabla 2.9 se calculó la capacidad de la batería que necesitarán los vehículos eléctricos. Para determinar el número óptimo de usuarios se diseñó un algoritmo en Matlab que toma los datos de salida de Homer Energy, realiza un despacho de la energía renovable disponible. En cuanto al consumo de energía de la estación de intercambio de baterías el algoritmo carga las baterías durante el día si existe excedente de energía renovable disponible, también realiza carga de baterías en la madrugada ya sea aprovechando exceso de generación renovable o generación térmica. Se propone la carga en la madrugada para lograr llenar el número de baterías necesarias

para abastecer la demanda de clientes durante un día normal, se consideró apropiado que la instalación use un medidor con registro de demanda horaria de 4 registros, por lo que el costo de energía en la madrugada es relativamente bajo respecto a las demás franjas horarias de consumo.

Para simular la llegada de clientes se generó un archivo en Excel que contiene la entrada de clientes en base a números aleatorios alrededor de una curva típica. La curva típica se diseñó entorno a l comportamiento de tránsito vehicular descrito en [33].

El algoritmo prueba con diferentes combinaciones de número de clientes afiliados, capacidad del sistema de carga (Que limita cuantas baterías se pueden cargar al mismo tiempo) y el número de baterías en la estación, y calcula los costos de inversión y los ingresos económicos en cada caso. Las consideraciones tomadas en el análisis económico se detallan en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10. Parámetros del Análisis Económico de la Estación de Intercambio de Baterías.

PARÁMETRO	VALOR	REFERENCIA
Tiempo de vida de la estación	15 años	[4]
Costo mensual afiliados	20 \$/mensual	Asunción propia.
Costo de energía en la franja horaria 22:00-08:00	0,05 \$ / Kwh	[34]
Costo de energía renovable excedente (que hubiera sido desperdiciada)	0,02 \$ / Kwh	Asunción propia.
Costo de inversión Baterías	100 \$/KWh	[35]
Costo de inversión Transformador	120 \$/KWh	[36]
Costo de inversión Inversor – Regulador de Carga	715 \$/Kw	[37]
Costo de Operación y Mantenimiento	50000 \$/año	Asunción propia.
Tasa de descuento	6%	[4]

2.5 Beneficios Ambientales

Los beneficios ambientales logrados con el uso de cada alternativa de reducción del desperdicio de energía fueron cuantificados en términos de la reducción de las toneladas de CO₂ emitidas al medioambiente y de la cantidad de combustible que se evitó ser transportado hacia la isla San Cristóbal (Operación riesgosa para la fauna marina). En el análisis de los sistemas de almacenamiento la reducción de emisiones de CO₂ y de uso de combustible se logró al reducir la generación térmica, mientras que en el análisis de la incorporación de la estación de intercambio de baterías la reducción se debe a que se evita el uso de combustibles y emisiones provenientes de vehículos con motores de combustión.

Para determinar las emisiones provocadas por el uso de generación térmica y la demanda de combustible se consideró un consumo de 0,2064 litros de Diesel por KWh generado de acuerdo a las características técnicas de los generadores instalados en la Isla San Cristóbal mencionadas en [38] y la emisión de 2,7Kg de CO₂ por cada litro de Diesel según la evaluación de huellas de carbono para generadores a Diesel expuesta en [39]. En cuanto al uso de Diesel para los vehículos con motor de combustión de la isla se consideró un rendimiento de 45 Km/gal tomando como referencia un estudio de consumo de combustible para vehículos en la provincia de Santo Domingo expuesta en [40] .

CAPÍTULO 3

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

El presente estudio permitió determinar que la mejor alternativa de almacenamiento de energía para sistemas similares al de la isla San Cristóbal es el uso de baterías de flujo. En términos del LCOS el uso de baterías de Ion -Litio resulta más costoso y con una menor vida útil que el uso de baterías de flujo mientras que la aplicación de un LAES resulta menos conveniente por su baja eficiencia.

Adicionalmente la incorporación de una estación de intercambio de baterías, si bien no produce una reducción del desperdicio de energía tan significativa como los sistemas de almacenamiento de energía, resulta un proyecto autosustentable y con beneficios ambientales similares. Los resultados obtenidos del estudio de cada alternativa analizada se exponen a continuación:

3.1 Almacenamiento Criogénico

Para determinar las características óptimas del LAES aplicable al sistema eléctrico de la isla San Cristóbal se realizó un barrido de parámetros de: potencia de entrada, de salida y capacidad de almacenamiento, obteniendo la reducción del desperdicio de energía asociada a cada combinación de parámetros..

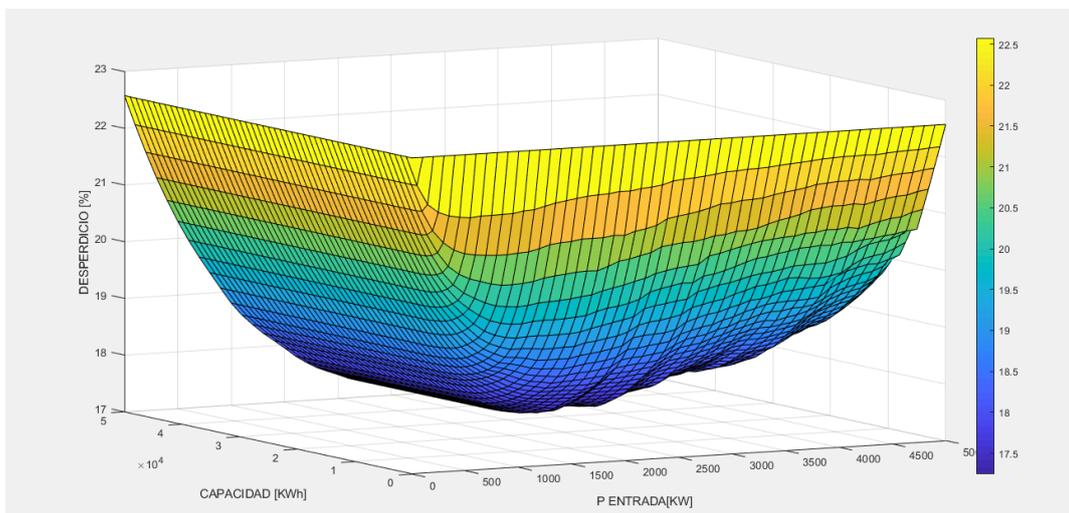


Imagen 3.1. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Entrada y la Capacidad de almacenamiento del LAES.

En la Imagen 3.1 se muestra cómo afecta la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento del sistema al desperdicio de energía en forma de una gráfica

superficial. Así también se puede observar que el aumento de capacidad del sistema siempre permitirá conseguir una reducción del desperdicio de energía, sin embargo, para capacidades por encima de los 40 MWh aumentar la capacidad de almacenamiento reduce el desperdicio de energía de forma poco significativa. El aumento de la potencia de entrada hasta los 2900KW permite reducir el desperdicio de energía, para valores superiores el desperdicio de energía vuelve a aumentar, esto debido a que existen menos probabilidades que el excedente de generación renovable supera la potencia de entrada del LAES para hacer funcionar el sistema de licuefacción que inicia el proceso de almacenamiento de energía.

El comportamiento del desperdicio de energía en función de la potencia de salida y la capacidad del LAES se puede observar en la Imagen 3.2.

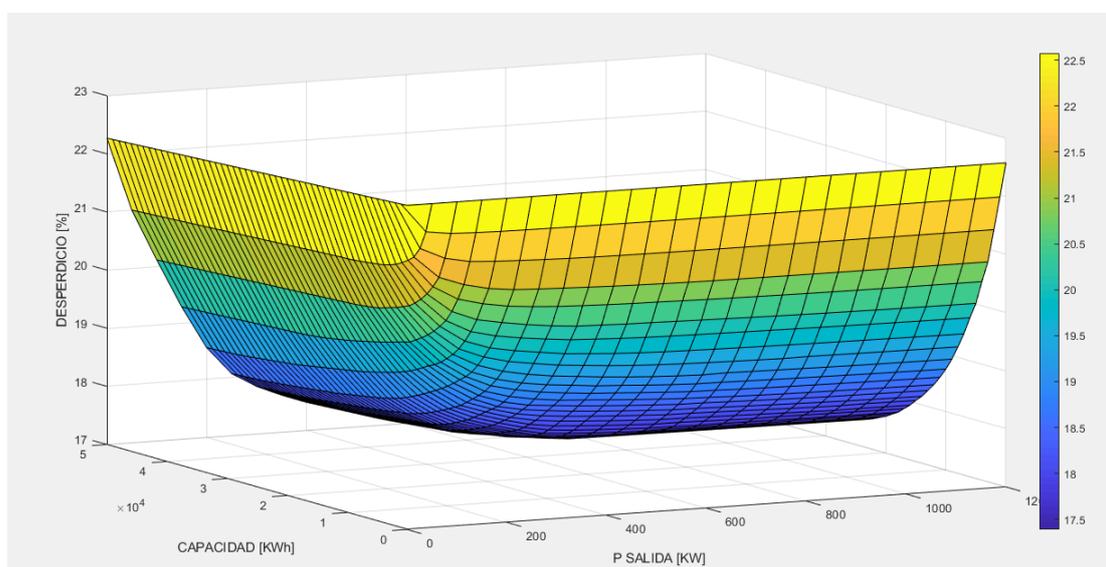


Imagen 3.2. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Salida y la Capacidad de almacenamiento del LAES.

En la imagen 3.2 puede observarse que, al incrementar la potencia de salida, se reduce el desperdicio de energía, pero a partir de los 600KW el aumento en la potencia de salida no genera reducciones significativas de desperdicio de energía. Esto debido a que con una baja potencia se puede despachar toda la energía almacenada de forma lenta durante varias horas en las que la generación renovable no sea capaz de abastecer la demanda. Por lo que aumentar la potencia de salida solamente permitirá que se pueda despachar la energía almacenada en menos tiempo.

En la Imagen 3.3 se muestra el comportamiento del desperdicio de energía al variar la potencia de entrada y de salida del LAES.

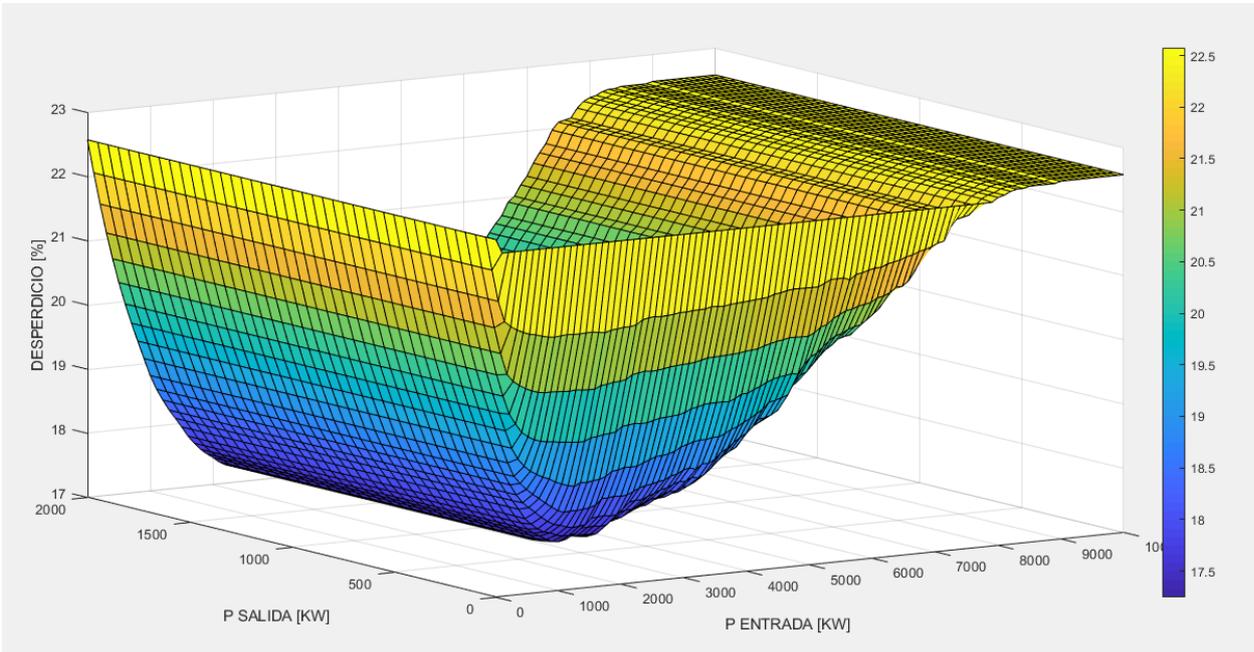


Imagen 3.3. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en Función de la Potencia de Entrada y la Potencia de Salida del LAES.

En la Imagen 3.3 puede observarse de mejor forma el efecto de la potencia de entrada en la reducción del desperdicio de energía, este parámetro debe ser correctamente determinado en base a las características del sistema para pues, como se puede ver, existe un punto en el que el aumento de la potencia de entrada genera aumentos de desperdicio de energía, en lugar de reducirlo.

Al explorar todas las combinaciones de potencia de entrada, salida y capacidad de almacenamiento dentro del rango especificado en la tabla 2.3 se pudo determinar que el mínimo desperdicio de energía que se puede conseguir con la aplicación del LAES es de 17.23%. Los parámetros que permiten alcanzar este porcentaje de desperdicio se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Parámetros del LAES que permiten lograr el mínimo desperdicio de energía.

Potencia Sistema de Licuefacción	2900KW
Potencia de Salida	400KW
Capacidad de almacenamiento	58000KWh
Eficiencia del sistema	50%

En la parte económica, todas las combinaciones de parámetros analizadas presentan un VAN negativo. Esto debido principalmente a el bajo rendimiento del sistema y a que, debido al comportamiento climático del sitio, solamente durante la época fría existe un desperdicio significativo de energía. La combinación de parámetros descrita en la tabla 3.1 presenta un VAN de \$ -20.991.546,98, sin embargo, existen otras alternativas más económicas que permiten alcanzar una reducción significativa del desperdicio de energía. En la Imagen 3.4 se muestra una curva que presenta el VAN en función del desperdicio de energía para todas las alternativas analizadas.

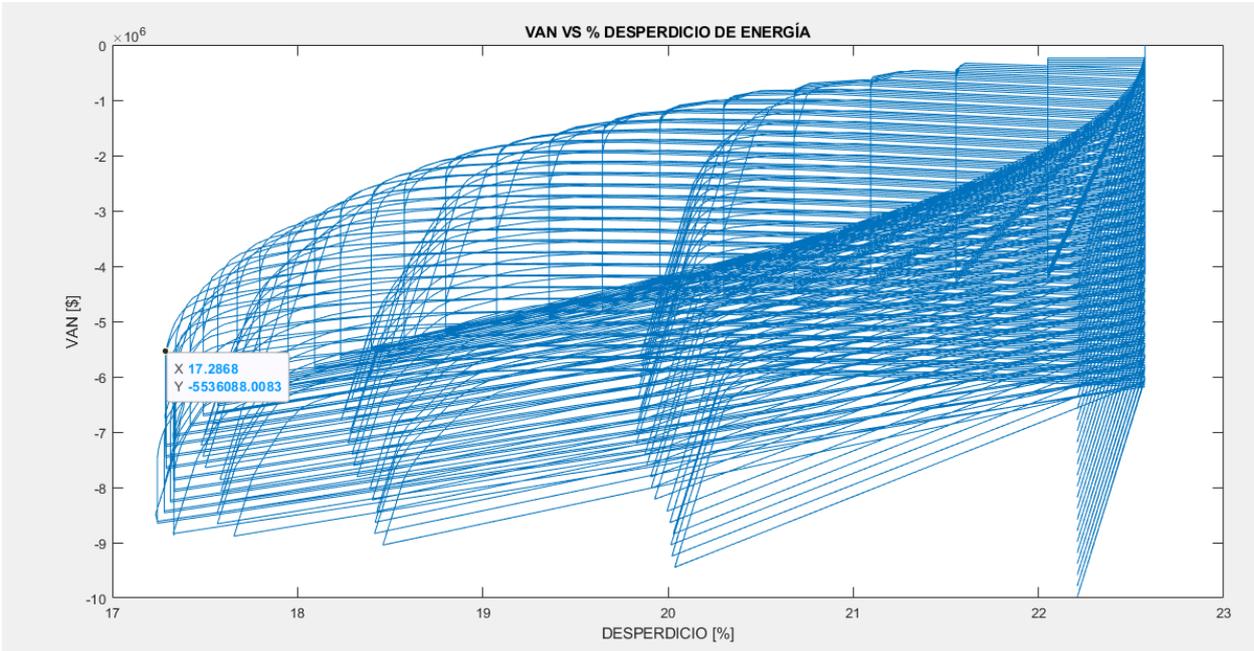


Imagen 3.4. VAN en función del desperdicio de energía que se logra al implementar el LAES en la Isla San Cristóbal para todas las combinaciones de parámetros analizadas.

De las posibles alternativas se seleccionó la que presenta un VAN de \$ - 5.536.088,00, con un desperdicio de energía de 17,28%. Los parámetros que corresponden a esta alternativa se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Características del LAES.

Potencia Sistema de Licuefacción	2200KW
Potencia de Salida	500KW
Capacidad de almacenamiento	34000KWh
Eficiencia del sistema	50%

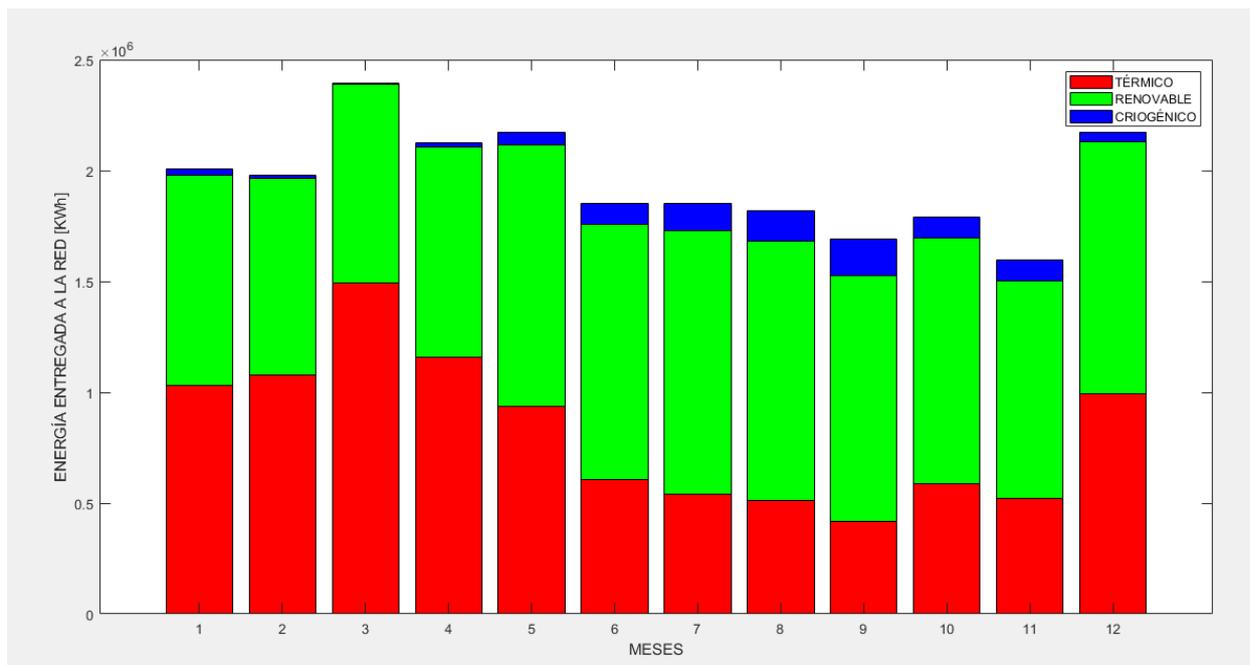


Imagen 3.5. Despacho de energía al implementar el LAES.

En la Imagen 3.5 se puede observar el aporte de la generación térmica, renovable y del sistema de almacenamiento de energía a cubrir la carga del sistema. Se puede observar que el aporte del LAES para cubrir la carga del sistema es muy bajo durante los cinco primeros meses del año debido a las características climáticas de la isla, en cambio durante los siete últimos meses del año se produce exceso de generación renovable con mayor intensidad, por lo que durante estos meses el LAES opera con mayor intensidad. Los beneficios económicos y ambientales obtenidos con la incorporación del sistema con las características especificadas en la tabla 3.2 se resumen en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Beneficios al implementar el LAES.

Energía recuperada	868,53 MWh/año
Ingresos por venta de energía	95017,77 \$ anuales
Ton de CO₂ evitadas	484,18 Ton CO ₂
Galones de Diesel ahorrados	4.7373,1 Gal
Reducción de la generación térmica	8,08%

3.2 Almacenamiento en Baterías de Flujo

El análisis empleado para evaluar el sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo es similar al usado para evaluar el uso del LAES. Se parte de estudiar cómo afectan los parámetros de operación del sistema al desperdicio de energía del sistema de la Isla. En la Imagen 3.6 se puede observar de forma gráfica cómo afecta la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento a la reducción del desperdicio de energía.

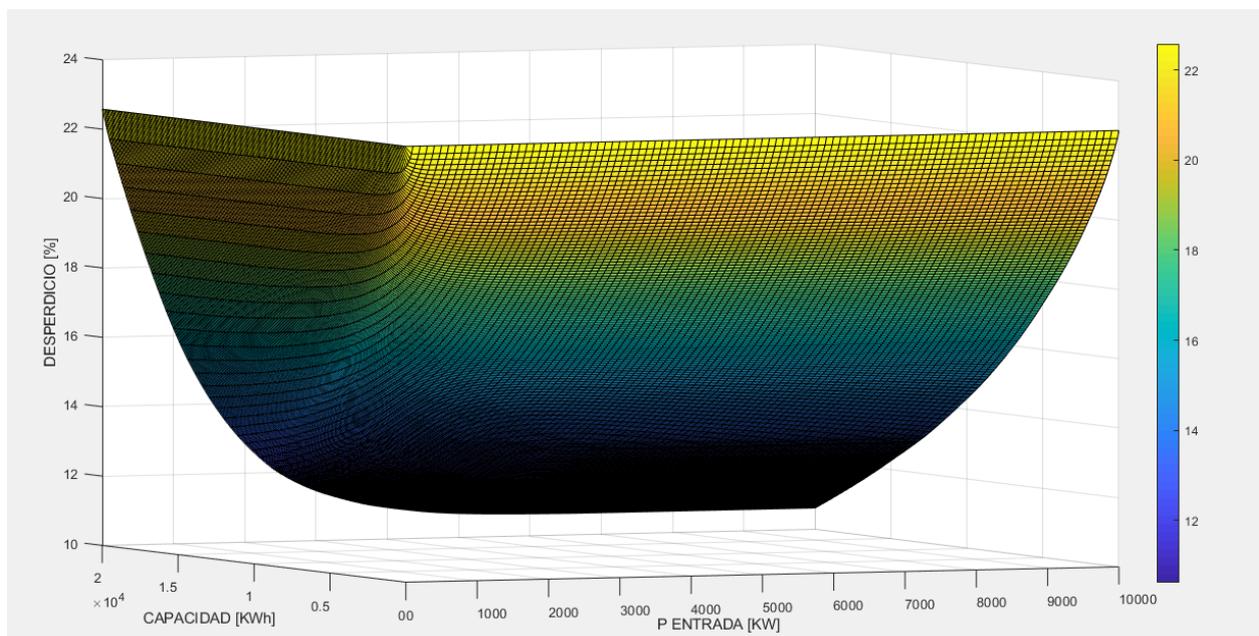


Imagen 3.6. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de flujo.

En la Imagen 3.6 puede observarse que al incrementar tanto la capacidad de almacenamiento como la potencia máxima de entrada del sistema de almacenamiento de energía se logra reducir el desperdicio de energía de la isla, sin embargo, incrementar la capacidad de almacenamiento por encima de 20MWh y la potencia de entrada por encima de los 4MW no genera reducciones significativas del desperdicio de energía.

En la Imagen 3.7 se puede observar el comportamiento del desperdicio de energía del sistema para diferentes valores de potencia de salida y capacidad del sistema de almacenamiento de energía.

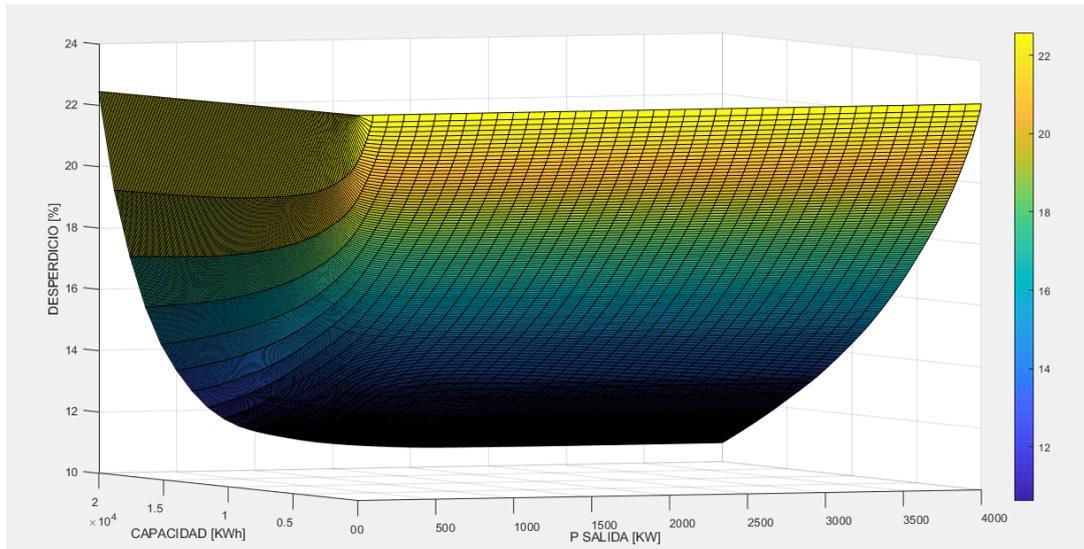


Imagen 3.7. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de salida y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de flujo.

En la Imagen 3.7 se puede observar que al incrementar la potencia máxima de salida del sistema de almacenamiento se consigue reducir el desperdicio de energía, sin embargo, desde los 2MW aumentar la potencia de salida deja de provocar reducciones significativas del desperdicio de energía.

En la Imagen 3.8 se muestra el comportamiento del desperdicio de energía para diferentes valores de potencia de entrada y de salida del sistema de almacenamiento de energía.

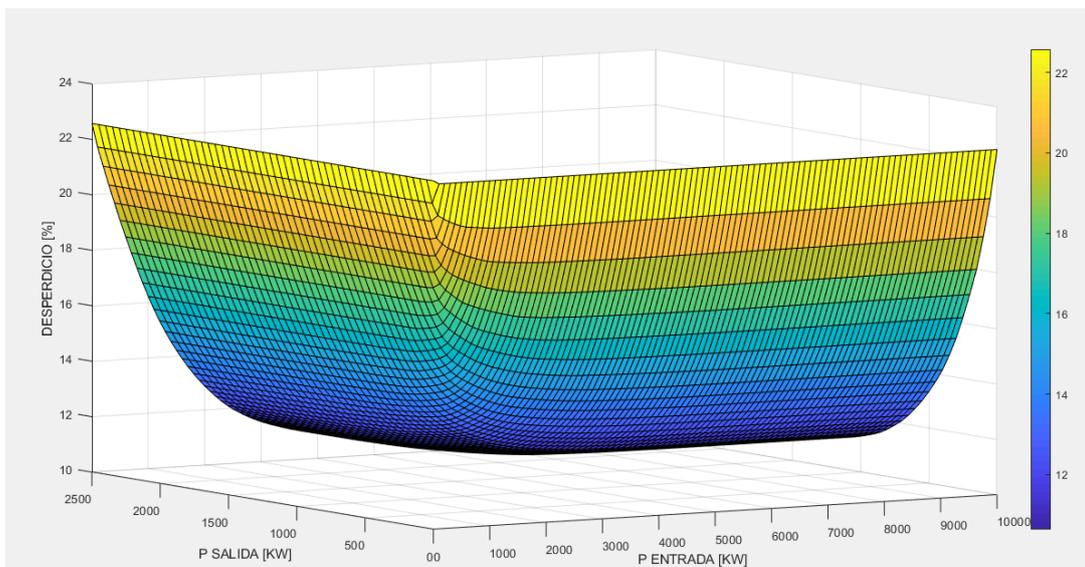


Imagen 3.8. Desperdicio de Energía del Sistema de la Isla San Cristóbal en función de la potencia de entrada y de salida para el análisis de baterías de flujo.

Al variar los parámetros de operación del sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo dentro de los rangos indicados en la tabla 2.5 se pudo determinar que usando baterías de flujo se puede reducir el desperdicio de energía hasta un 5,49%, las características del sistema que permiten alcanzar este porcentaje de desperdicio se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Parámetros del sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo que permiten lograr el mínimo desperdicio de energía.

Potencia de Entrada	9000KW
Potencia de Salida	3700KW
Capacidad de almacenamiento	90600KWh
Eficiencia del sistema	82%

Si bien el sistema descrito en la tabla 3.4 reduce casi totalmente el desperdicio de energía, el VAN es de \$ -15.876.058,21. Existen opciones que logran generar una reducción significativa del desperdicio de energía y con mejores resultados económicos. La Imagen 3.9 muestra el comportamiento del VAN en función del desperdicio de energía del sistema para todas las combinaciones de parámetros analizadas.

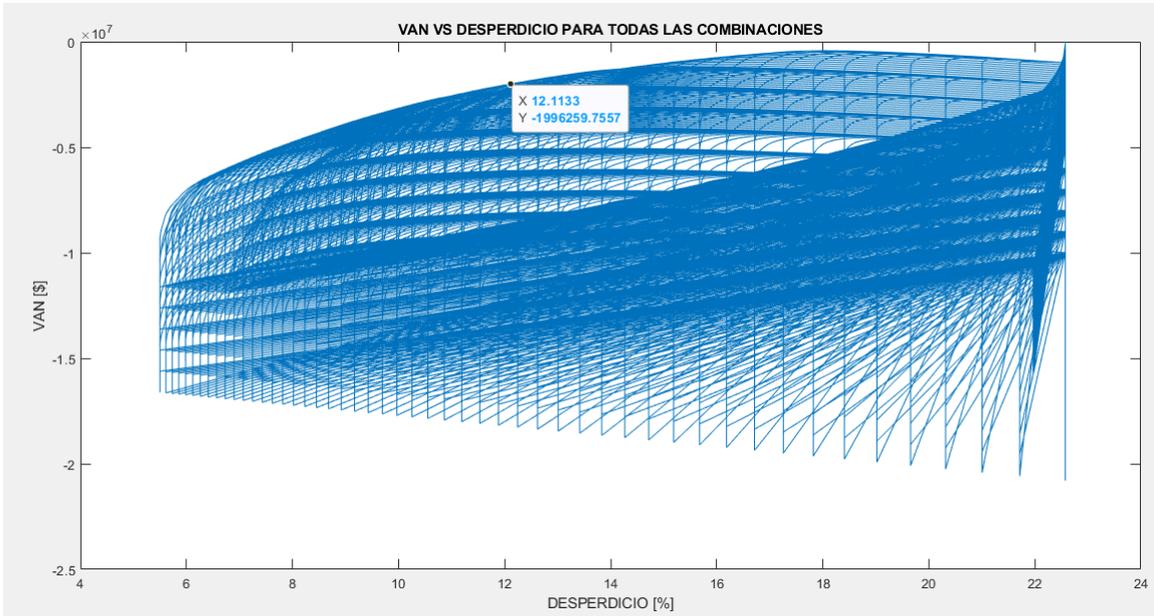


Imagen 3.9. VAN en función del desperdicio de energía para todas las combinaciones de parámetros analizadas en el estudio de la aplicación de baterías de flujo.

El punto seleccionado en la Imagen 3.9 corresponde a la combinación de parámetros que permite reducir el desperdicio de energía al 12,1%, esta combinación de parámetros se detalla en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Características del Sistema de almacenamiento en baterías de flujo.

Potencia de Entrada	2400KW
Potencia de Salida	2000KW
Capacidad de almacenamiento	20000KWh
Eficiencia del sistema	82%
VAN	\$ -1.996.259,75
Desperdicio de energía	12,1 %

En la Imagen 3.10 se muestra el aporte de generación térmica, renovable y del sistema de almacenamiento en baterías de flujo con las características mostradas en la tabla 3.5 para cubrir la demanda del sistema.

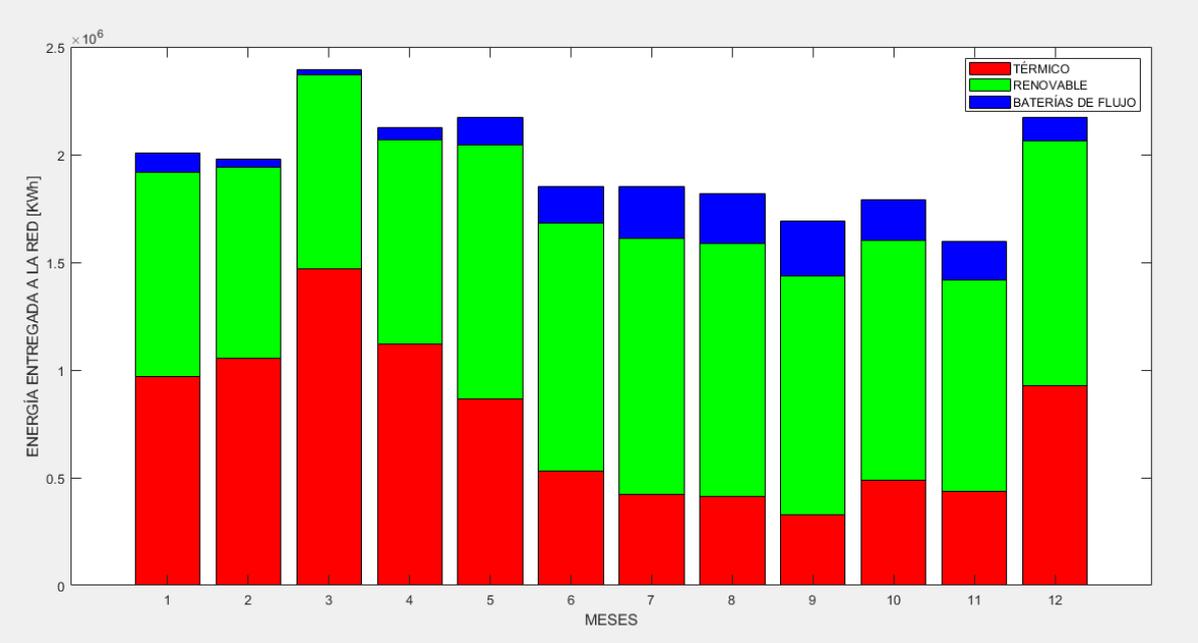


Imagen 3.10. Despacho de energía al implementar el sistema de almacenamiento en baterías de flujo.

En la imagen 3.10 se puede observar que el sistema de baterías de flujo tiene poca participación solamente durante los cuatro primeros meses del año, debido a que la generación renovable durante estos meses es baja, adicionalmente la porción de la

demanda energética que es cubierta por el sistema de baterías es significativamente más grande que en el caso del LAES.

La tabla 3.6 muestra los beneficios asociados a la operación del sistema de almacenamiento de baterías de flujo con las características especificadas en la tabla 3.5.

Tabla 3.6. Beneficios al implementar el sistema de baterías de flujo.

Energía recuperada	1.717,63 MWh/año
Ingresos por venta de energía	187.909,25 \$ anuales
Ton de CO₂ evitadas	957,53 Ton CO ₂
Galones de Diesel ahorrados	93.686,24 Gal
Reducción de la generación térmica	15,99%

3.3 Almacenamiento en Baterías de Ion Litio

El análisis para el estudio de la aplicación de baterías de Ion-Litio es idéntico al realizado para el análisis de baterías de flujo. En la Imagen 3.11. se muestra el desperdicio de energía del sistema en función de la potencia de entrada y capacidad de almacenamiento para el sistema de baterías de Ion-Litio,

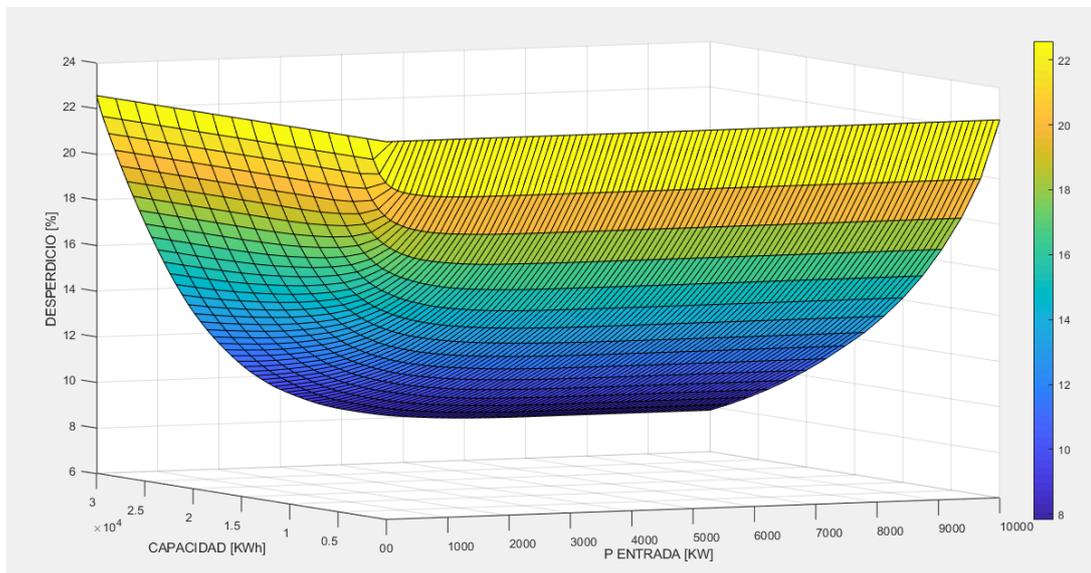


Imagen 3.11. Desperdicio de Energía en función de la potencia de entrada y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de Ion-Litio.

De manera similar a los casos anteriores el aumento de capacidad de almacenamiento reduce el desperdicio de energía, el incremento de potencia de entrada del sistema hasta los 3MW reduce el desperdicio de energía, aumentar la potencia de entrada por encima de este valor reduce en poca magnitud el desperdicio de energía del sistema.

El efecto de la capacidad y la potencia de salida sobre el desperdicio de energía del sistema puede observarse en la Imagen 3.12.

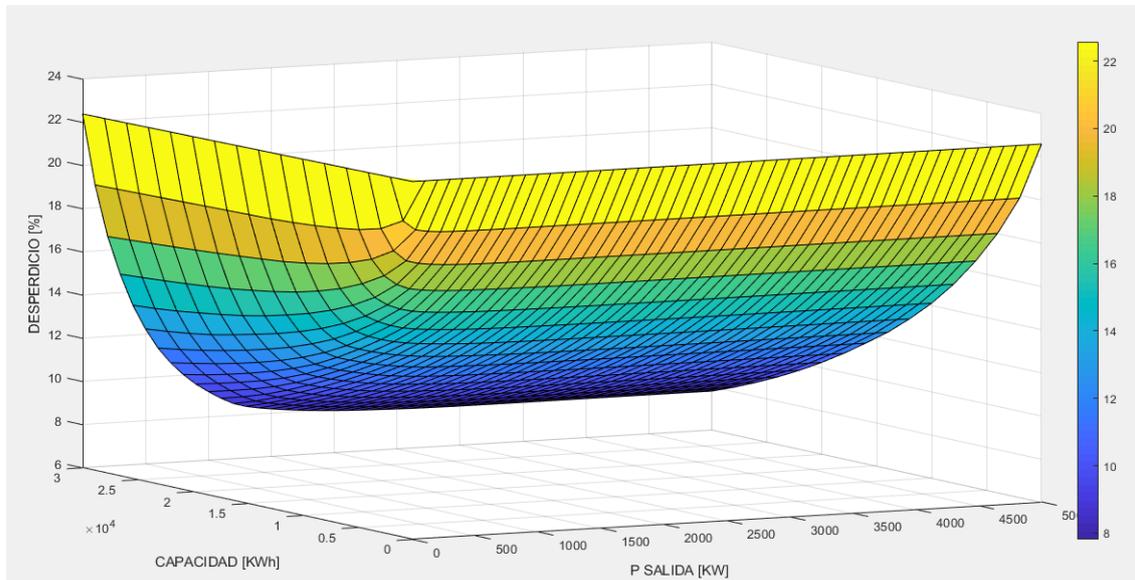


Imagen 3.12. Desperdicio de Energía en función de la potencia de salida y la capacidad de almacenamiento para el análisis de baterías de Ion-Litio.

De la imagen 3.12 puede observarse que para potencias de salida superiores a 1500KW no se observan cambios significativos en el desperdicio de energía. En la Imagen 3.13 se presenta el efecto de diversas combinaciones de potencia de entrada y potencia de salida en el desperdicio de energía.

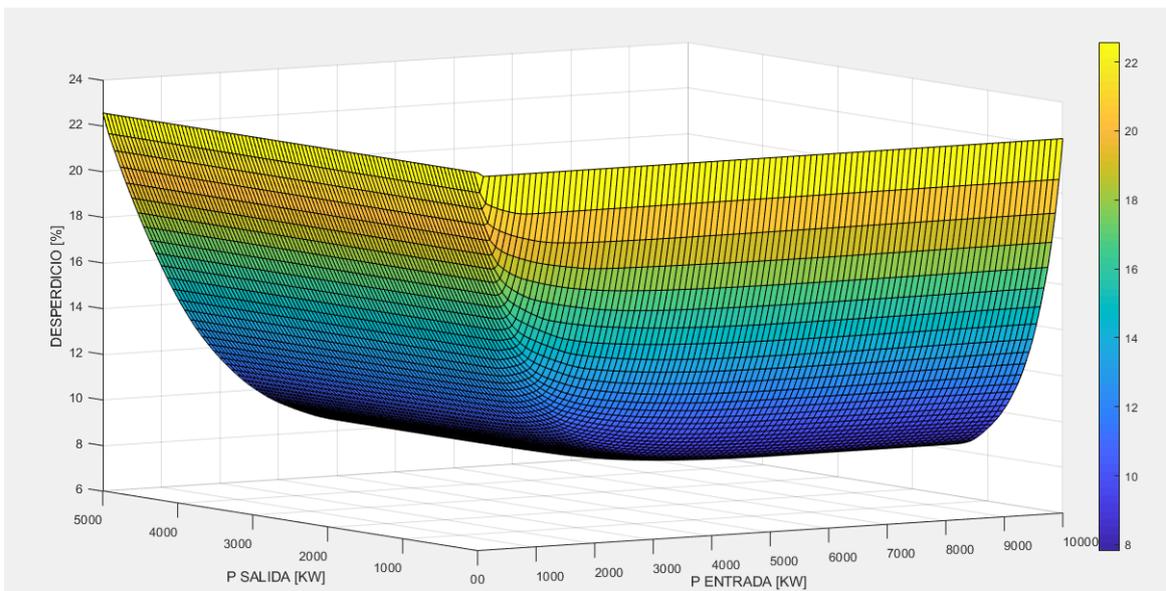


Imagen 3.13. Desperdicio de Energía en función de la potencia de entrada y la potencia de salida para el análisis de baterías de Ion-Litio.

Con la implementación de baterías de Ion-Litio se puede reducir el desperdicio de energía hasta al 2,7% las características del sistema de almacenamiento que permiten esta reducción se muestran en la tabla 3.7.

Tabla 3.7. Parámetros del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio que permiten obtener el mínimo desperdicio de energía.

Potencia de Entrada	6000KW
Potencia de Salida	4000KW
Capacidad de almacenamiento	98000KWh
Eficiencia del sistema	88%

Sin embargo, el sistema expuesto en la tabla 3.7 presenta un VAN de \$ - 41.050.392,05. De la misma forma que en los casos anteriores la búsqueda de una opción más económica y que permita una reducción considerable del desperdicio de energía se analizó de forma gráfica la relación entre el VAN y el desperdicio de energía para cada combinación de parámetros analizada, esta gráfica se muestra en la Imagen 3.14.

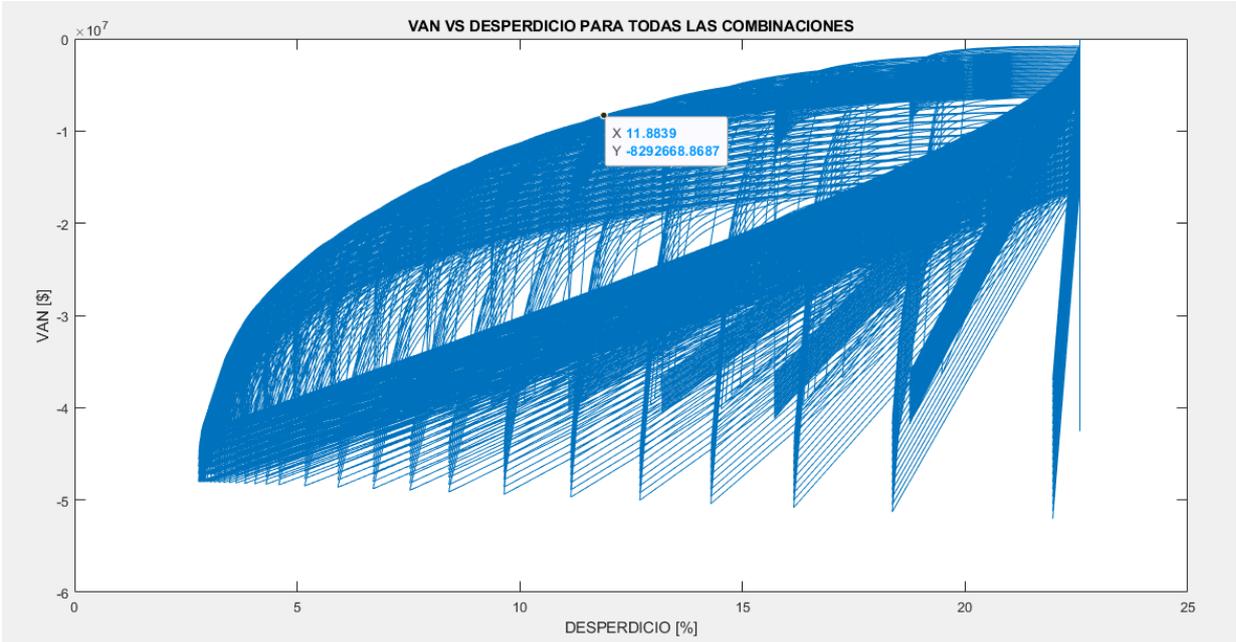


Imagen 3.14. VAN en función del desperdicio de energía para todas las combinaciones de parámetros analizadas en el estudio de la aplicación de baterías de Ion-Litio.

En la imagen 3.14 se ha seleccionado la opción que permite reducir el desperdicio de energía al 11,88%, los parámetros del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio que permiten lograr esta reducción se muestran en la tabla 3.8.

Tabla 3.8. Características del Sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio.

Potencia de Entrada	2500KW
Potencia de Salida	2500KW
Capacidad de almacenamiento	18000KWh
Eficiencia del sistema	88%
VAN	\$ - 8.292.668,86
Desperdicio de energía	11,88%

El aporte de energía del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio de puede observar en la Imagen 3.15.

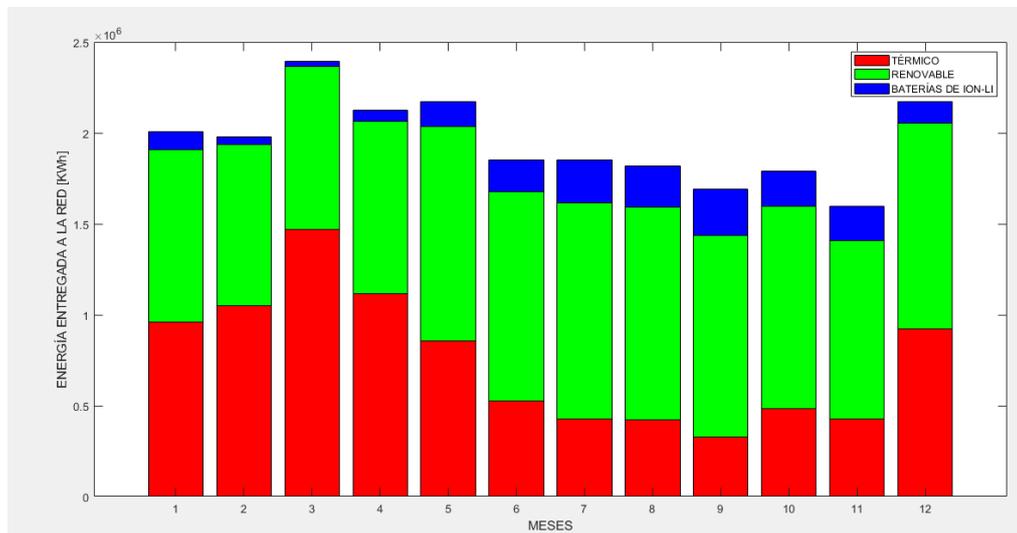


Imagen 3.15. Despacho de energía al implementar el sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio.

Los beneficios económicos y ambientales obtenidos al implementar el sistema de almacenamiento detallado en la tabla 3.8 se resumen en la tabla 3.9.

Tabla 3.9. Beneficios al implementar el sistema de baterías de Ion-Litio.

Energía recuperada	1755,29 MWh/año
Ingresos por energía recuperada	192.029,38 \$ anuales
Ton de CO₂ evitadas	978,52 Ton CO ₂
Galones de Diesel ahorrados	95.740,42 Gal
Reducción de la generación térmica	16,34 %

3.4 Análisis de LCOS

Para una mejor comparación entre las alternativas presentadas se analizó el LCOS de cada sistema, frente a las diversas alternativas posibles. En la Imagen 3.16 se presenta los diversos LCOS para cada tecnología de almacenamiento de energía analizada.

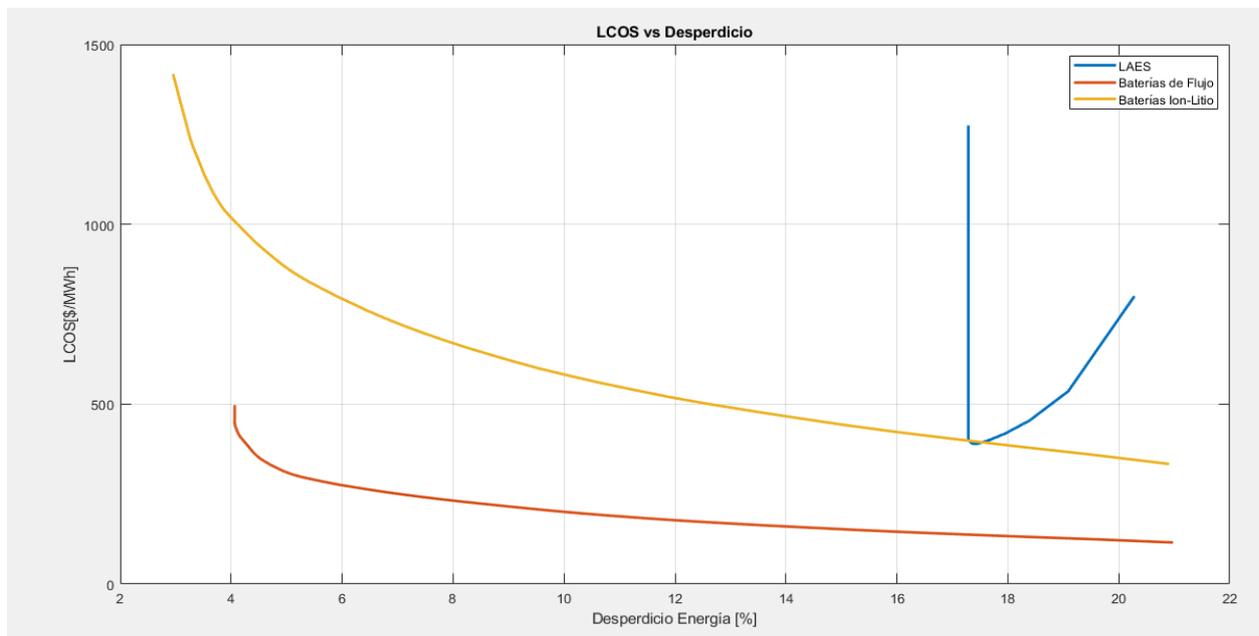


Imagen 3.16. Comparación del LCOS para las tecnologías de almacenamiento de energía analizadas.

En la imagen 3.16 se muestran los valores de LCOS para todas las alternativas de almacenamiento de energía analizadas, puede observarse que en términos generales la alternativa que permite un menor costo nivelado de almacenamiento es el uso de baterías de Flujo, superando a las baterías de Ion-Litio principalmente porque las baterías de flujo tienen mayor vida útil que las baterías de Ion -Litio, el LAES resultó comparable con el uso de baterías de Ion-Litio para valores de desperdicio de energía cercanos a 17,4%, esto debido principalmente debido a que LAES presenta mayor vida útil que las baterías de Ion-Litio.

3.5 Estación de intercambio de Baterías

Al evaluar la aplicación de una estación de cambio de baterías para vehículos eléctricos como estrategia para el aprovechamiento de energía desperdiciada en la Isla San Cristóbal se pudo determinar que las características que permiten la máxima rentabilidad para la estación intercambio de baterías para vehículos eléctricos son las que se detallan en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Parámetros de funcionamiento de la estación de intercambio de baterías que permite la máxima rentabilidad.

Número de vehículos	1254
Pago mensual por servicio	\$ 20
Capacidad de cada batería	16 KWh
Autonomía de cada batería	80Km
Potencia de Inversor-Regulador de carga	650 KW
Número de baterías en stock	376

La cobertura de la carga total del sistema eléctrico de la isla San Cristóbal con la estación de intercambio de baterías operando se muestra en la Imagen 3.17.

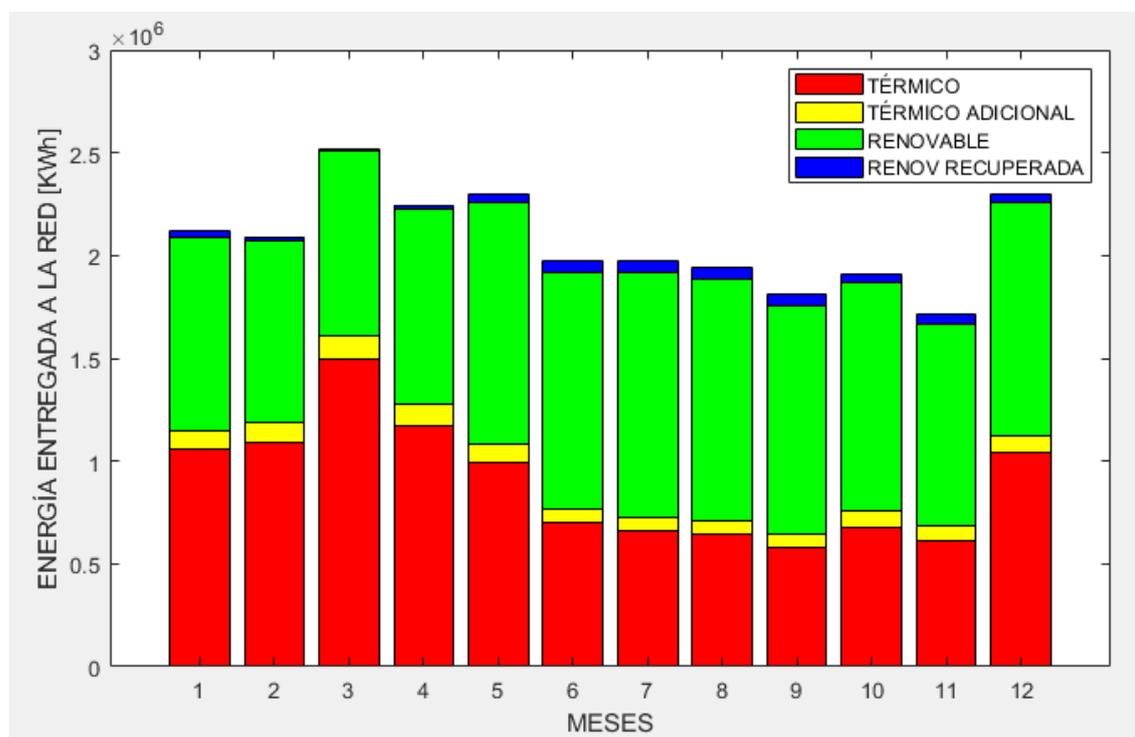


Imagen 3.17. Despacho de energía al incorporarse la estación de intercambio de baterías al sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal.

En la imagen 3.17 se muestra en azul la energía que hubiera sido desperdiciada, pero se usó para la carga de baterías, la franja amarilla corresponde a la generación térmica adicional, que se suma a la generación térmica normal y que se necesitará para cubrir la demanda eléctrica adicional producto de la entrada en operación de la estación de intercambio de baterías. Esto involucra más transporte de combustible hacia la isla San

Cristóbal para generación térmica y aumento en las emisiones de CO₂, pero este efecto negativo se ve opacado por la cantidad de combustible que se evitará ser transportado hacia la isla para uso en vehículos de motor a combustión, y la consecuente reducción de emisiones de CO₂.

Los principales beneficios obtenidos debido a la incorporación de una estación de intercambio de baterías para EVs se detallan en la tabla 3.11.

Tabla 3.11. Beneficios del ingreso de la estación de intercambio de baterías.

Energía recuperada	464.452,6 KWh/año
Ingresos anuales	300960 \$ anuales
Ton de CO₂ evitadas	707.659,24 Ton CO ₂
Galones de Diesel ahorrados	69238,43 Gal
Desperdicio de energía	19,7 %
VAN	\$ 873.218,66

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Para realizar un dimensionamiento correcto de un sistema de almacenamiento de energía es necesario optimizar el tamaño y capacidad de los componentes de forma que se consigan los mejores resultados con la menor inversión posible.
- Los sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en sistemas eléctricos deberán estar acorde al perfil de carga y al perfil de generación renovable del sitio en análisis.
- Para el diseño de un sistema de almacenamiento criogénico de energía debe determinarse cuidadosamente la potencia del sistema de licuefacción de aire, pues dependiendo del perfil de generación renovable del sitio donde se desee instalar, existe un punto en el que aumentar la potencia de entrada provoca que la cantidad de energía que se pueda almacenar se reduzca.
- El sistema de almacenamiento criogénico de energía presenta una mejor rentabilidad para sistemas de potencia de gran escala, con desperdicios de energía grandes, para sistemas pequeños como el de la isla San Cristóbal que presentan desperdicios de energía solamente durante cierta época del año la aplicación de este sistema de almacenamiento es poco rentable.
- El costo nivelado de almacenamiento de energía en baterías de flujo es menor que el de baterías de Ion-Litio, lo que demuestra que las baterías de flujo probablemente sustituyan el uso de baterías de Ion-Litio en aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala. Esto gracias a que el mecanismo de funcionamiento de las baterías de flujo no degrada de forma acelerada los electrodos permitiendo una mayor vida útil.
- Entre las alternativas de almacenamiento de energía, la más conveniente es el uso de baterías de flujo, aunque no posee un VAN positivo para esta aplicación, es la alternativa que permite una mayor reducción del desperdicio de energía con menores costos de inversión.

- Los costos nivelados del sistema de almacenamiento de energía en baterías de Ion-Litio duplican los costos nivelados del sistema de almacenamiento en baterías de flujo, adicionalmente para desperdicios de energía cercanos al 17.4% los costos nivelados del sistema de almacenamiento en baterías de Ion-Litio es mayor que el costo nivelado asociado al uso de un LAES.
- La implementación de una estación de intercambio de baterías como estrategia para la reducción de desperdicio de energía renovable no generó un impacto tan significativo en la reducción del desperdicio. Sin embargo, es la alternativa que posee la mayor rentabilidad.
- La aplicación de una estación de intercambio de baterías dependerá de políticas locales que fomenten el uso de vehículos eléctricos, de tal forma que permita contar con el número de usuarios programados para cuando ya entre en operación dentro de la Isla.

Recomendaciones

- Para futuros estudios de este tipo en las Islas Galápagos se recomienda analizar los beneficios generados al estado al reducir costos de transporte de combustibles, de almacenamiento y gastos en subsidios de energía y combustible.
- Se recomienda complementar este estudio considerando las pérdidas de transmisión y distribución, y la ubicación óptima la instalación de cada alternativa de acuerdo con la topología del sistema.
- Evaluar la posibilidad de incluir la instalación de almacenamiento de energía para operar junto a centrales térmicas de la isla de forma que se aumente la eficiencia de la planta de almacenamiento criogénico, mejorando su rentabilidad.
- Realizar evaluaciones económicas que permitan determinar si es más conveniente la implementación de centrales de generación o sistemas de almacenamiento de energía al realizar estudios para la planificación de la generación en la Isla San Cristóbal.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. Zeinalzadeh y V. Gupta, «Minimizing Risk of Load Shedding and Renewable Energy Curtailment in a Microgrid with Energy Storage,» de *American Control Conference*, Seattle, 2017.
- [2] Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, «Plan Maestro de Electricidad,» 2019.
- [3] PNUD, GEF y MEER, «Energía Verde para Galápagos Inagotable, Limpia y Segura,» PNUD, Quito, 2016.
- [4] K. Mongird, V. Viswanathan, P. Balducci, J. Alam, V. Fotedar, V. Koritarov y B. Hadjerioua, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report,» U.S. Department of Energy, Chicago, 2019.
- [5] R. Barreto, O. Gomis y J. Heredia, «Operación Óptima del Sistema Eléctrico Aislado de la Isla San Cristóbal, con Generación Renovable y Vehículos Eléctricos,» *energía*, vol. 14, pp. 110-121, 2017.
- [6] EADIC, MÓDULO III – ENERGÍA EÓLICA Conceptos Generales de la Energía Eólica, Madrid: Universidad de Alcalá, 2011.
- [7] Secretaría de Energía, «Energía de Gobierno Argentino,» 2008. [En línea]. Available: http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_eolica.pdf. [Último acceso: 18 Junio 2020].
- [8] E. R. SÁNCHEZ, «OBTENCIÓN DE LA CURVA DE POTENCIA DE UN AEROGENERADOR DE 2MW, MEDIANTE UN MODELO CFD, PARA EL PRONÓSTICO DE GENERACIÓN,» UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS, CUERNAVACA, 2019.
- [9] Coordinación de Energías Renovables; Dirección Nacional de Promoción; Subsecretaría de Energía Eléctrica, Energías Renovables Energía Solar, Secretaría de Energía de Argentina., 2008.
- [10] D. B. Santos, «Bibing,» [En línea]. Available: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+LA+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+En+erg%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf>. [Último acceso: 18 Junio 2020].
- [11] J. C. y X. W. Lori Bird, «NREL,» Marzo 2014. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf>.
- [12] N. Zhang, X. Lu, M. B. McElroy, C. P. Neisel, X. Chen, Y. Deng y C. Kang, «Reducing curtailment of wind electricity in China by employing electric boilers for heat and pumped hydro for energy storage,» Elsevier Ltd., Beijing, 2015.
- [13] J. Gallegos, «APLICACIONES DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICAS,» Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Sevilla, 2016.
- [14] J. PÉREZ y Y. WALTEROS, «SISTEMA DE GESTIÓN DE CARGA PARA BATERÍAS DE ION-LITIO,» PONTIFICIA UNIVERSIDAD JAVERIANA, BOGOTÁ , 2016.

- [15] Isidor Buchmann, «Battery University,» [En línea]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/archive/understanding_lithium_ion. [Último acceso: 11 Septiembre 2020].
- [16] A. Barbón, «Análisis de ventajas e inconvenientes de las baterías de flujo Redox frente a las baterías de lones de Litio en aplicaciones de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica,» Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón, Gijón, 2018.
- [17] American Association for the Advance of Science, «ScienceMag,» 25 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://science.sciencemag.org/content/349/6255/1529.abstract>. [Último acceso: 11 Septiembre 2020].
- [18] J. Meza y E. García, «Asignación de recursos para la recarga de vehículos eléctricos en estaciones de servicios basado en la respuesta a la demanda,» *I+D Tecnológico*, vol. 14, nº 2, pp. 66-73, 2018.
- [19] B. Dimitrov, K. Hayatleh, S. Barker, G. Collier, S. Sharkh y A. Cruden, «A Buck-Boost Transformerless DC–DC Converter Based on IGBT Modules for Fast Charge of Electric Vehicles,» *Electronics*, vol. 9, p. 397, 2020.
- [20] M. P. Lingshu Zhong, «Optimal Design for a Shared Swap Charging System,» MDPI, China, 2020.
- [21] ELEGALÁPAGOS, «PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA COCCIÓN POR INDUCCIÓN Y CALENTAMIENTO DE AGUA CON ELECTRICIDAD EN LA ISLA SAN CRISTÓBAL,» ELEGALÁPAGOS, Puerto Baquerizo Moreno, 2013.
- [22] W. Spark, «Weather Spark,» 19 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/12232/Clima-promedio-en-Puerto-Baquerizo-Moreno-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o>.
- [23] B. Lin, W. Wu, M. Bai y C. Xie, «Liquid Air Energy Storage: Price Arbitrage Operations and Sizing Optimization in the GB Real-Time Electricity Market,» *Energy Economics*, vol. 78, pp. 647-655, 2018.
- [24] A. Tafone, Y. Ding, Y. Lib, C. Xie y A. Romagnoli, «Levelised Cost of Storage (LCOS) analysis of liquid air energy storage system integrated with Organic Rankine Cycle,» *Energy The International Journal*, vol. 198, 2020.
- [25] ARCONEL, «Estadísticas Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano,» Quito, 2018.
- [26] C. Xie, Y. Li, Y. Ding y J. Radcliffe, «Evaluating Levelized Cost of Storage (LCOS) Based on Price Arbitrage Operations: with Liquid Air Energy Storage (LAES) as an Example,» *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 4852-4860, 2019.
- [27] J. Kim, Y. Noh y D. Chang, «Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas,» *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1417-1432, 2018.
- [28] Y. N. D. C. Juwon Kim, «Storage system for distributed-energy generation using liquid air combined with liquefied natural gas,» Elsevier, República de Corea, 2017.
- [29] Y. Zeng, T. Zhao, X. Zhou, L. Wei y H. Jiang, «A low-cost iron-cadmium redox flow battery for large-scale energy storage,» *POWER SOURCES*, vol. 31, pp. 55-60, 2016.
- [30] G. J. H. ORTEGA, «PROYECTO DE FACTIBILIDAD PARA LA COMERCIALIZACION DE UN VEHÍCULO ECOLOGICO PARA LA PROVINCIA DE

GALAPAGOS, ISLA SANTA CRUZ,» UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL, Quito, 2016.

- [31] H. D. P. ESPINALEZ, «ESTUDIO DEL USO DE ENERGÍA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL TRANSPORTE DE SANTO DOMINGO.,» UNIVERSIDAD UTE, Santo Domingo, 2019.
- [32] W. Jaramillo, «Taxis eléctricos en la ciudad de Loja - Ecuador,» *ESPACIOS*, vol. 40, nº 18, p. 27, 2019.
- [33] D. Vega y R. Parra, «Caracterización de la intensidad media diaria y de los perfiles horarios del tráfico vehicular del Distrito Metropolitano de Quito,» *AVANCES EN CIENCIAS E INGENIERÍAS*, vol. 6, nº 2, pp. 40-45, 2014.
- [34] ARCONEL, «PLIEGO TARIFARIO PARA LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN,» ARCONEL, 2020.
- [35] Y. Ding, Z. P. Cano, A. Yu, J. Lu y Z. Chen, «Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives,» *Electrochemical Energy Reviews*, vol. 2, pp. 1-28, 2019.
- [36] I. F. Mantilla, Interviewee, *Precios de Transformadores de la empresa INTRANSFORMAN S.A.* [Entrevista]. 25 Julio 2020.
- [37] X. Yu y A. Khambadkone, «Reliability Analysis and Cost Optimization of Parallel-Inverter System,» *TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS*, vol. 59, nº 10, 2012.
- [38] CATERPILLAR, «GRUPO ELECTRÓGENO CATERPILLAR 3512 PKG,» AENOR, 2012.
- [39] A. Waqas, N. Muhammad Salman, N. Abdul, R. Haroon, A. Iqra, G. Syed Hamza y L. Muhammad Jawad, «ASSESSMENT OF CARBON FOOTPRINTS IN TERMS OF CO2 OF DIESEL GENERATOR,» *Earth Sciences Pakistan*, vol. 2, pp. 15-17, 2018.
- [40] H. D. P. ESPINALEZ, «ESTUDIO DEL USO DE ENERGÍA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL TRANSPORTE DE SANTO DOMINGO.,» UNIVERSIDAD UTE, Santo Domingo, 2019.
- [41] D. M. C. Tato, Junio 2001. [En línea]. Available: <https://pdfs.semanticscholar.org/a278/b7ae9ab509adb84325470bce9e204b08c4d0.pdf>.
- [42] S. M. A. H. I. S. Oliver Schmidt, «Reader Elsevier,» 16 Enero 2019. [En línea]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S254243511830583X?token=6D1CE231E122AFAE78D01277111D0DEA456A87DAC6CB09E51A4B90B2494853C1713DF892F5370EF20ECCC345CBB10B2C>.

5. ANEXOS

Expresiones usadas en la evaluación económica de cada alternativa

Para la fórmula de VAN, se considera una tasa de interés de actualización del 6% para todos los escenarios, el cual es un valor promedio para análisis de los proyectos en base a referencia de estudios similares, los flujos, desembolso inicial y el tiempo de vida útil dependerán de las características que presenta el tipo de almacenamiento que se encuentra analizando.

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

[41]

En donde:

F_t = Flujo de cada para el periodo t.

I_o = Desembolso inicial.

k = Tasa de descuento de actualización.

t = Tiempo de vida útil del proyecto.

Para el precio de costo nivelado de almacenamiento, se toma en cuenta el desembolso inicial y los gastos de operación y mantenimiento durante los años de vida útil del proyecto además de la suma total de energía proporcionada por el sistema de almacenamiento analizado.

$$LCOS = \frac{-I_o + \sum_{t=1}^n \frac{O\&M_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{kWh_t}{(1+k)^t}}$$

[42]

En donde:

I_o = Desembolso inicial.

$O\&M_t$ = Costos de Operación y mantenimiento.

kWh_t = Energía suministrada por el almacenamiento.