

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UCSC

“Dimensionamiento óptimo de una planta de hidrógeno verde para arbitraje eléctrico”

Erwin Alex Lemp Melo

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Profesores Patrocinante:

Dr. Guillermo Ramírez
Dr. Aníbal Morales

Profesor Guía:

MsC. Ricardo I. León C.

Concepción, Marzo 2023

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesores Patrocinantes:
Dr. Guillermo Ramírez
Dr. Aníbal Morales

“Dimensionamiento óptimo de una planta de hidrógeno verde para arbitraje eléctrico”

Erwin Alex Lemp Melo

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2023

Resumen

Como motivación a un desarrollo sustentable y a una transición energética amigable con el medio ambiente, en este trabajo se abordarán temáticas relacionadas a una óptima implementación de tecnologías referentes a la producción, almacenamiento y reconversión energética de hidrógeno verde en Chile. Considerado un vector energético clave para frenar el impacto ambiental proveniente de fuentes de generación tradicionales y posicionándose como un contribuyente activo en la mitigación de efectos negativos derivados del cambio climático, abriendo nuevas oportunidades sociales e impulsando un desarrollo económico sustentable. Es por eso y debido al constante desarrollo tecnológico que se analizará una producción óptima de hidrógeno verde a partir de excedentes de energía eólica. Esto mediante un proceso en el que el elemento producido a partir de la electrólisis del agua será almacenado para posteriormente ser reconvertido en energía eléctrica mediante celdas de combustible con el fin de realizar arbitraje eléctrico, es decir almacenar y vender energía cuando los precios sean más elevados.

En lo que refiere a una ubicación óptima para el desarrollo de este proceso se estableció como caso de estudio una localidad próxima a Mulchén, región del Biobío, debido a altos niveles de vertimiento eólico asociados. Basado en el informe “propuesta de expansión de la transmisión 2021” elaborado por la comisión nacional de energía, se identifican los puntos más conflictivos del sistema de transmisión presentes en la zona centro sur de nuestro país, siendo un punto de conflicto el tramo charrúa-Mulchén debido a la alta congestión en las líneas de transmisión. A partir de todos estos antecedentes se establece como una Zona con potencial a la circundante a la localidad de Renaico. Esto sujeto también a atractivos factores de planta cuyos valores aproximados comprenden un 40 %. No obstante, el establecer una ubicación exacta quedará fuera de los alcances de este trabajo, ya que el principal desafío radica en realizar una correcta selección tecnológica y un correcto dimensionamiento del sistema para así lograr maximizar las ganancias derivadas de la venta de energía previamente almacenada en hidrógeno. De este modo la ubicación solo proporcionara los datos de entrada para evaluar el correcto dimensionamiento del sistema y su rentabilidad.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi profesor guía Ricardo I. León C, por el apoyo brindado a lo largo de toda la carrera ya que parte de mi formación como futuro profesional ha sido con él, mediante la toma de sus ramos optativos, así como también agradecer por su buena disposición y consejos brindados. También a todos los profesores presentes mi proceso de formación.

En segundo lugar, agradecer a mi madre, por darme el apoyo incondicional en todo momento y a mi familia en general.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XII
ABREVIACIONES.....	XIII
 CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO.	 1
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL.	1
1.1 CONTEXTO Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.	3
1.2 PRODUCCIÓN DE HIDROGENO.	8
1.2.1 TIPOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	9
1.3.2 HIDRÓGENO VERDE.....	10
1.3.3 PRODUCCIÓN DE HIDROGENO VERDE.....	12
1.4 TRABAJOS PREVIOS.	13
1.4.1 De los Contenidos.....	13
1.4.2 Discusión.	16
1.5 HIPÓTESIS DE TRABAJO.	17
1.6 OBJETIVOS.....	17
1.6.1 Objetivo General.	17
1.6.2 Objetivos Específicos.....	18
1.7 ALCANCES Y LIMITACIONES.	18
1.8 TEMARIO Y METODOLOGÍA.....	19
 CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO VERDE.	 23
2.1 INTRODUCCIÓN.	23
2.2 ELECTROLIZADOR.	24
2.2.1 EFICIENCIA DE UN ELECTROLIZADOR.....	25
2.2.2 TIPOS DE ELECTROLIZADORES.	28
2.2.3 ELECTROLIZADOR ALCALINO.	29
2.2.3.1 COMPONENTES DE CELDAS Y DISEÑO DE PILA.	29
2.2.3.2 DISPOSICIÓN DEL SISTEMA.	31
2.2.4 ELECTROLIZADOR PEM.....	33
2.2.4.1 COMPONENTES DE CELDAS Y DISEÑO DE PILA.	34
2.2.4.2 DISPOSICIÓN DEL SISTEMA.	35
2.2.5 COMPARACIÓN Y COSTOS ELECTROLIZADORES.....	36
2.3 COMPRESIÓN.....	41
2.4 ALMACENAMIENTO.	44
2.5 PILAS DE COMBUSTIBLE.	46
2.5.1. TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE.....	47
2.6 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.	55
 CAPÍTULO 3. DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO.....	 56
3.1 INTRODUCCIÓN.....	56
3.2 DEFINICIÓN CASO BASE.	57
3.3 METODOLOGÍA DE DIMENSIONAMIENTO.	62
3.4 DEFINICIÓN DE FUNCIÓN OBJETIVO.....	64
3.4.1 CONSTRUCCIÓN FUNCIÓN OBJETIVO.....	64
3.4.2 PRINCIPALES ECUACIONES DEL SISTEMA.....	67
3.4.3 FUNCIÓN OBJETIVO.	70
3.4.4 RESTRICCIONES DEL SISTEMA.....	71

3.5 DIAGRAMA DE OPTIMIZACIÓN.....	75
3.6 RESULTADOS SIMULACIONES.	86
3.7 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	93
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	94
4.1 INTRODUCCIÓN	94
4.2 SIMULACIONES ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.	96
4.3 ANÁLISIS CASO MENOS PROBABLE.	105
4.4 DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	108
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.....	110
2.2. SUMARIO	110
2.3. CONCLUSIONES	111
2.4. TRABAJOS FUTUROS.....	113
ANEXOS.....	117
A.1 GENERACIÓN PROMEDIO PARQUE EÓLICO MODELADO.	117
A.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TECNOLOGÍA ELECTROLIZADORES.....	118
A.3 RANGO EVALUACIÓN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA CASO MENOS PROBABLE.....	119
A.4 CÓDIGO MATLAB IMPLEMENTADO.....	122
A.3 CÓDIGO DE GRÁFICOS.	154

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Niveles de vertimiento eólico región del Biobío por bloque horario.....	7
Tabla 2.1 Indicadores claves de rendimiento electrolizadores Alcalinos y PEM año 2020-2050....	37
Tabla 2.2 Características Principales Electrolizadores AEM y Óxido Solido	40
Tabla 2.3 Consumo energía estimado para proceso de compresión.....	44
Tabla 2.4 Tipos de tanques de almacenamiento para hidrógeno.....	45
Tabla 2.5 Características Principales Celdas de Combustible.....	54
Tabla 3.1 velocidad del viento asociado a colores dispuestos en geografía de mapa.....	58
Tabla 3.2 Energía vertida en un parque eólico típico de 100 MW.....	59
Tabla 3.3 Intervalos Temporales Para el Cálculo de Precios acorde al artículo 18 del DS88/2020.....	61
Tabla 3.4 Precio Estabilizado Por Intervalo Temporal [\$/kWh] para nudo de Charrúa.....	61
Tabla 3.5 Resumen Características metodológicas Evaluadas para dimensionamiento óptimo.....	63
Tabla 3.6 Valores CAPEX Y OPEX del sistema a evaluar	83
Tabla 3.7 Datos Curva I-V.....	85
Tabla 3.8 Datos Curva eficiencia sistema electrolisis inversa.....	85
Tabla 3.9 Valores CAPEX asociados a la implementación de sistemas de compresión.....	89
Tabla 3.10 Máxima potencia en celda previa a sobredimensionamiento.....	91
Tabla 3.11 Principales Datos escenario base (considerando 30 bar de almacenamiento).....	92
Tabla 4.1 Principales datos escenario 1 (Reducción CAPEX 10%-Aumento eficiencia 2%).....	99
Tabla 4.2 Principales datos escenario 2 (Reducción CAPEX 20%-Aumento eficiencia 4%).....	99
Tabla 4.3 Principales datos escenario 3 (Reducción CAPEX 30%-Aumento eficiencia 6%).....	100
Tabla 4.4 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 40%-Aumento eficiencia 8%).....	100

Tabla 4.5 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 40%-Aumento eficiencia 10%).....	101
Tabla 4.6 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 60%-Aumento eficiencia 12%).....	101
Tabla 4.7 Comparación escenario base y análisis de sensibilidad.....	104
Tabla 4.8 Principales datos dimensionamiento óptimo caso menos probable (Reducción CAPEX 72%-Aumento eficiencia 14%) Fuente: elaboración propia.....	107
Tabla 4.9 % Cargabilidad en sistema de electrólisis. Fuente: elaboración propia.....	107
Tabla 4.10 % Cargabilidad en sistema de electrólisis inversa. Fuente: elaboración propia.....	107

Lista de Figuras

Fig.1.1 Porcentajes de Recorte Anuales Identificados en cada Zona Geográfica por Bloque Horario.....	4
Fig.1.2 Fuentes de Producción hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales.....	8
Fig.1.3 Colores típicos asociados al hidrógeno según tipo de extracción	9
Fig.1.4 Densidad Energética Gravimétrica en [kWh/ KG] del Hidrógeno.....	11
Fig.1.5 Densidad Energética Volumétrica en[kWh/ l] del Hidrógeno.....	11
Fig.1.6 Esquema de producción de hidrógeno mediante proceso de electrolisis a partir de ERNC...	12
Fig.1.7 Esquema general metodología de trabajo. Fuente: Elaboración propia.....	21
Fig.2.1 Dinámica celda de electrolisis.....	24
Fig.2.2 Principales Componentes De Celda Alcalina.....	30
Fig.2.3 Disposición Típica del Sistema en un Electrolizador Tipo Alcalino.....	32
Fig.2.4 Principales Componentes Celda PEM.....	34
Fig.2.5 Disposición Típica del Sistema en un Electrolizador Tipo PEM.....	35
Fig.2.6 Desglose de costos para un Sistema Electrolizador PEM de 1 MW.....	39
Fig.2.7 Subdivisión para distintos tipos de compresores.....	41
Fig.2.8. Esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible.....	46
Fig.2.9 Esquema básico de una pila de combustible PAFC.....	48
Fig.2.10 Esquema básico de una pila de combustible PEMFC.....	49
Fig.2.11 Esquema básico de una pila de combustible SOFC.....	50
Fig.2.12 Esquema básico de una pila de combustible MCFC.....	51
Fig.2.13 Esquema básico de una pila de combustible AFC.....	52

Fig.3.1 Mapa velocidad del viento (m/s).....	58
Fig.3.2 Energía vertida diariamente en un parque eólico típico de 100 MW.....	60
Fig.3.3 diagrama de flujo metodología de dimensionamiento.....	75
Fig.3.4 diagrama secuencial de ciclos y evaluación función objetivo.....	82
Fig.3.5 Curvas I-V electrolizadores.....	84
Fig.3.6 Curva eficiencia sistema electrolisis inversa.....	84
Fig.3.7 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo para presiones de 200,50 y 30 Bar respectivamente, con potencias máximas de 1.8 MW para electrolizador y 4.2 MW para celda de combustible.....	87
Fig.3.8 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo superpuesta para presiones de 200,50 y 30 Bar respectivamente.....	88
Fig 3.9 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo para almacenamiento a 30 Bar.....	90
Fig.4.1 Análisis de sensibilidad con reducciones de 10% - 20% - 30% en CAPEX y aumentos de 2% 4% 6% en eficiencias.....	96
Fig.4.2 Análisis de sensibilidad con reducciones de 40% - 50% - 60% en CAPEX y aumentos de 8%-10% -12% en eficiencias.....	97
Fig.4.3 Superposición Análisis de sensibilidad con reducciones de 10% - 20%- 30% - 40% - 50% - 60% en CAPEX y aumentos de 1%-2%-3%-4%-5% - 6% en eficiencias.....	98
Fig.4.4. Comparación escenario base vs mejor resultado análisis de sensibilidad.....	103
Fig.4.5 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14%. Fuente: Elaboración propia.....	106

Nomenclatura

ε_E^{HHV} : Eficiencia eléctrica del sistema

ΔH_R^0 : Entalpia estándar de reacción.

ΔH_V^0 : Entalpia de

n_{H_2} : Caudal molar o flujo de hidrógeno

p_{el} : Potencia eléctrica del electrolizador

ε_{cell} : Eficiencia de celda

ε_V : Eficiencia de voltaje

ε_I : Eficiencia de Faraday

$n_{h2,real}$: Valor real de producción de hidrógeno

$n_{h2,ideal}$: valor teorico de producción de hidrógeno

Abreviaciones

Mayúsculas

IEA: International Energy Agenci

CO_2 : Dióxido de carbono

CH_4 : Metano

N_2O : Óxido de nitrógeno

H_2O : Agua

ZrO_2 : Óxido de circonio

KOH: Hidróxido de Potasio

PFSA: ácido perfluorosulfónico

H_2 : Hidrógeno

O_2 : Oxígeno

CO_2 : Dióxido de Carbono

$O_2 (g)$: Oxígeno gaseoso

$H_2 (g)$: Hidrógeno gaseoso

H^+ : Ion Hidrógeno (cation)

OH^- : Ion Hidrógeno (anion)

HHV: High Heating Value

LHV: Low Heating Value

PEM: Proton Exchange Membrane

AEM: Anion Exchange Membrane

SOEC: Solid Oxide Electrolyzer Cell

PAFC: Phosphoric Acid Fuel Cell

PEMFC: Proton Exchange Membrane Fuel Cell

SOFC: Solid Oxide Fuel Cell

MCFC: Molten Carbonate Fuel Cell

KOH: Hidróxido de potasio

MEA: Membrane Electrode Assembly

CAPEX: Capital Expenditure

OPEX: Operating Expenses

CC: Corriente continua

CA: Corriente Alterna

KW: Kilo Watts

MW: Mega Watts

MWh: Mega Watts Hora

CORFO: Corporación de Fomento de la Producción

FRC: Factor de Recuperación de Capital

Capítulo 1. Introducción Y Contexto.

1.1 Introducción General.

A través de la historia los métodos de generación energética convencionales han sido un activo contribuyente a efectos negativos ocasionados al planeta. Principalmente mediante el aporte de gases de efecto invernadero.

Según la International Energy Agency (IEA) al año 2018, los niveles de CO_2 derivados del uso de la energía representan un 90% de las emisiones globales, seguido de CH_4 con un aporte del 9% y N_2O 1%, gases que en su conjunto y producto de la quema de combustibles fósiles aportan al calentamiento global, produciendo a la vez impactos negativos en salud de las personas. Esto debido a que en el proceso de combustión se libera material particulado al ambiente, incidiendo en mayor o menor medida en problemas pulmonares y respiratorios en las personas.

Producto de esto y como una medida mitigatoria a los efectos negativos mencionados anteriormente, es importante para las economías mundiales el poder descarbonizar sus sistemas energéticos aumentando gradualmente la integración de energías renovables, cuyo nivel de participación en nuestro país según la base de datos generadoras de Chile es de un 57,8 % actualizado a mayo del año 2022 (23,1% hidráulica, 20,8% solar, 11,9% eólico, 1,9% biomasa y 0,2 % biomasa). En cuanto a la generación correspondiente a fuentes térmicas se indica que su aporte es de un 42,2 %, desglosado en un 15,8% de centrales a carbón, 15,7 % a gas natural y 10,7 % petróleo, con una capacidad instalada de 32.038 MW asociados al 100% de las fuentes de generación mencionadas.

Referente a lo mencionado anteriormente es importante implementar a la vez medidas de seguridad, confiabilidad y continuidad en la asistencia de demanda que apunten hacia un desarrollo sustentable.

En lo que respecta a nuestro país, “Chile se posiciona como un país rico en energías renovables donde gran cantidad de esta puede ser utilizada en aplicaciones que directamente contribuyan a un desarrollo económico del país” [1], siendo una de estas la generación de hidrógeno como alternativa a la habilitación de una transición hacia sistemas energéticos más limpios y carbono neutrales

Mediante el presente trabajo se buscará ofrecer una solución mediante la generación y almacenamiento de hidrógeno verde a partir de excedentes de energía eólica para la realización de arbitraje eléctrico, lo cual tiene como finalidad otorgar estabilidad al sistema ya que el gran paradigma de las energías renovables se asocia recurrentemente a la tasa de variabilidad presente en el recurso, asociado principalmente a variaciones climáticas.

Como punto de partida hacia un desarrollo sustentable basado en la implementación de tecnologías de generación sin emisiones de gases de efecto invernadero, se presentarán en el siguiente capítulo aspectos claves que apuntan a una correcta comprensión del trabajo de investigación, así como lo es el definir una zona tentativa para establecer el análisis que tiene como motivación realizar un dimensionamiento óptimo para un sistema que produce, almacena y reconvierte hidrógeno verde en energía eléctrica para su posterior comercialización en la región del Biobío. Es por eso que en una primera instancia se hará revisión de los principales antecedentes que inciden en el rendimiento del sistema, sentando sus bases en el establecimiento de una zona geográfica de interés e introduciendo el concepto denominado curtailment o vertimiento energético, que consiste básicamente en la reducción de potencia por parte de las centrales de energía renovable que impide su funcionamiento a capacidad nominal, “desaprovechando” el verdadero potencial en cuanto a generación que pudiesen entregar al sistema.

Referente a la problemática mencionada se presenta como solución el concepto de hidrógeno e hidrógeno verde haciendo alusión al tipo de proceso involucrado en su extracción, en el que este último será obtenido a partir de excedentes de energía eólica presentes en la región. Avanzando de este modo hacia un nuevo paradigma de desarrollo sustentable y estableciendo de este modo la meta país de carbono neutralidad al año 2050 impulsando activamente la participación e integración de fuentes de energía renovable no convencionales, logrando de este modo un mayor aprovechamiento del recurso eólico disponible y potenciando el uso de uno de los elementos más abundantes en el planeta tal y como lo es el hidrógeno. Es por eso que mediante el presente capítulo se realizará una breve descripción de este elemento y sus principales características, así como también el presentar una revisión bibliográfica.

1.1 Contexto y definición del problema.

La constante investigación y desarrollo de tecnologías asociadas a la generación de electricidad basada en energías renovables no convencionales, hacen cada día más viable una economía basada en la integración de estas fuentes energéticas al sistema eléctrico nacional. Según la empresa de generadoras de Chile, a la fecha 22 de mayo 2022, el 57,8% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables de energía (23,1% hidráulica, 20,8% solar, 11,9% eólica, 1,9% biomasa y 0,2 % geotérmica), presentando un aumento del 22,6% respecto al año 2011. Análogamente, la integración activa en estas fuentes de generación se relaciona estrechamente con una serie de desafíos y necesidades a suplir en términos de confiabilidad, definida según la ley 19.940 como “cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, seguridad y calidad de servicio”. Esto asociado principalmente a la variabilidad del recurso determinada en gran medida por las variaciones climáticas del entorno. Lo que impulsa una creciente necesidad en la determinación de un método de almacenamiento adecuado y eficiente destinado a suplir las necesidades energéticas en determinados momentos.

Por otro lado, dicha integración también se ve limitada debido a características propias del sistema de transmisión, ya que la capacidad de las líneas idealmente no debe superar sus valores nominales, en el que los cálculos de los límites en conductores corresponden al dado por el estándar IEEE 738/2012 contemplando parámetros ambientales, constructivos y geográficos. Otras restricciones presentes en el sistema están ligadas a la operación del sistema y al voltaje, ya que una variación en este puede provocar problemas en los equipos. Bajo este punto el decreto 397, artículo primero establece que esta variación debe ser mayor al 7,5 % para sistemas de alta tensión y 10% para baja tensión.

Estos aspectos hacen que inevitablemente las centrales no puedan despachar todo su potencial energético en determinados momentos, provocando un desaprovechamiento del recurso presente. En este aspecto es de principal interés cuantificar la cantidad de energía eólica vertida, termino conocido como curtailment.

Ceñido a estos ejes, es de interés el evaluar un método de almacenamiento óptimo capaz de aprovechar eficazmente el recurso eólico que eventualmente no podrá ser suministrado al sistema como energía eléctrica, ya que como se mencionó anteriormente por un lado es necesaria una adecuada confiabilidad del sistema, otorgada en gran medida por las centrales de generación convencionales

basadas en el uso de combustibles fósiles, pudiendo asistir a la demanda en todo momento y limitando el aporte energético proveniente de energías renovables no convencionales como la solar y eólica.

El curtailment o vertimiento energético corresponde a un fenómeno que ocurre cuando la producción de energía renovable supera el consumo en determinadas zonas y cuando la capacidad de transporte en las líneas de transmisión ve superado su valor nominal de cargabilidad dando prioridad a centrales de energías convencionales encargadas poder satisfacer la demanda en todo momento dada la no variabilidad del recurso presente.

Como eje fundamental, un estudio realizado por CORFO denominado “Identificación de Nuevos Modelos de Negocios Duales, Energía e Hidrógeno Verde, para Empresas Pequeñas y Medianas con Plantas de Energías Renovables No convencionales”. identifica claramente las principales zonas con mayores potenciales de vertimiento energético, desarrollando un estudio que “investiga la posibilidad de producir hidrógeno a partir de plantas duales, es decir, de plantas renovables que pueden generar tanto electricidad como hidrógeno”, optimizando de este modo sus operaciones [1].

A continuación, y con el fin de cuantificar satisfactoriamente la cantidad de energía eléctrica que eventualmente no será suministrada al sistema se presenta la siguiente figura.

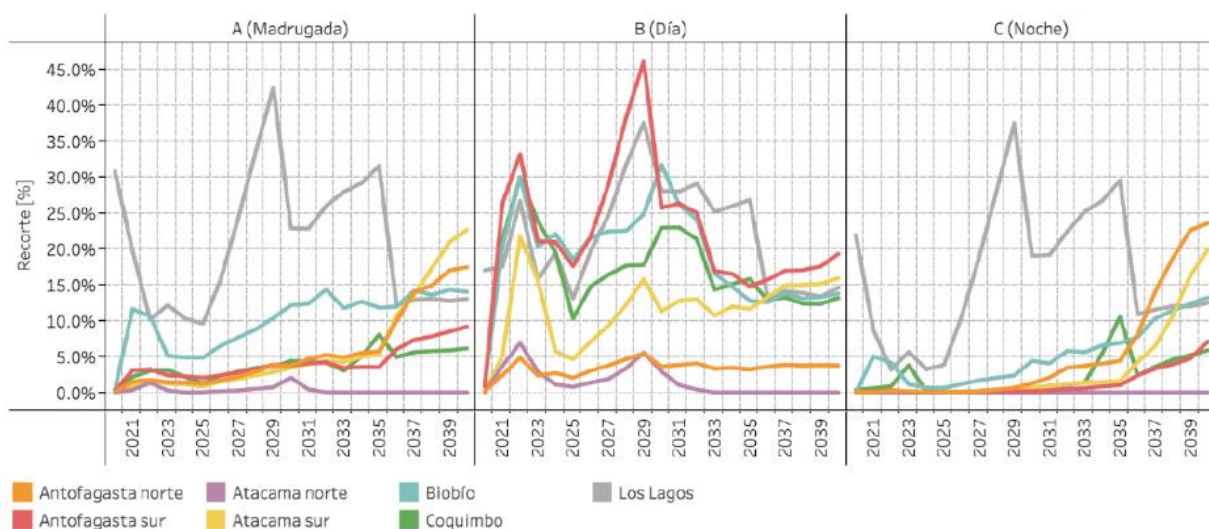


Fig.1.1 Porcentajes de Recorte Anuales Identificados en cada Zona Geográfica por Bloque Horario. Fuente [1].

De la figura 1.1 se puede desprender que las regiones con mayores niveles de vertimiento asociado corresponden a la región de Los Lagos, Biobío y Antofagasta. No obstante, se observa que los recortes de mayor volumen están concentrados en el bloque horario B (Día) asociados mayoritariamente a generación solar para la región Antofagasta sur, siendo significativamente inferiores en bloques horarios A y C. En cuanto porcentajes, se evidencia un notorio incremento proyectado a partir del año 2025, logrando alcanzar niveles máximos aproximados de un 42% de vertimiento para un bloque horario de madrugada y 37 % en día, ambos situados en la región de Los Lagos al año 2029. Si bien se espera que para el periodo 2030-2040 la generación en esta zona aumente significativamente, el vertimiento se vea afectado en menor medida con respecto al periodo anterior, ya que es muy probable que la baja de vertimiento a partir del año 2030 este asociado a proyectos de ampliación de capacidad en las líneas de transmisión comprometidos en la zona emplazada entre Charrúa y Chiloé, generando así una mayor holgura entre generación y capacidad de transmisión.

En cuanto a la región del Biobío se prevén niveles de vertimientos máximos de un 32% hacia el año 2030, sin embargo, en el periodo actual la región del Biobío supera los niveles de vertimiento con respecto a los lagos hasta el año 2027 para el bloque horario diurno, lo cual podría dar indicios de mayores congestiones en el sistema de transmisión para esta zona, situación que se invierte a partir del año 2027, en el que a futuro los niveles de vertimiento en la región de los lagos tenderán a ser levemente superiores con respecto a Biobío. En cuanto a potenciales de producción de hidrógeno se establece que hacia el año 2030 la región de Los Lagos presenta niveles de recortes asociados a 30 mil toneladas de hidrógeno al año. Respecto a la región del Biobío se menciona que la producción asociada rondaría las 25 mil toneladas de hidrógeno al año ambas asociadas al desarrollo de energía eólica [1].

Respecto a lo mencionado anteriormente, es posible identificar una atractiva oportunidad respecto a las plantas de generación duales, esto debido a la producción de hidrógeno verde a precios relativamente bajos, justificado principalmente por 2 razones [1].

- La primera corresponde al que el costo marginal de la energía eléctrica empleada en la producción de este elemento es cercano a 0 USD/MWh, dado que, al no ser utilizada en la extracción de este, se generaría una pérdida producto de no poder ser utilizada para inyectar al sistema, dada las restricciones de la red eléctrica.

- La segunda razón radica en el hecho de poder establecer ingreso proveniente de varios mercados, tal y como lo pueden ser:
 - Ingresos por venta de hidrógeno
 - Ingresos por venta de energía a la red
 - Ingresos por pagos por suficiencia (mercados de capacidad)
 - Potenciales ingresos por prestación de servicios complementarios (a futuro)
 - Potenciales ingresos por venta de oxígeno (a futuro)

En este caso es de interés evaluar la oportunidad para usar la producción de hidrógeno como medio de almacenamiento, de forma tal de utilizar el hidrógeno almacenado inyectándolo a la red eléctrica, mediante su reconversión en energía en horas sin congestión y de altos precios. No obstante, esta aplicación involucra un alza en los costos de inversión debido a la utilización de producir electricidad mediante celdas de combustible.

Como motivación a la evaluación de una oportunidad tentativa, se establece la preferencia por la región del Biobío con respecto a Los Lagos. Esto debido al tipo de aplicación a evaluar ya que si bien estas dos regiones representan una mayor oportunidad de negocio frente a las demás posicionando a la segunda como una mejor alternativa debido a los mayores niveles de vertimiento presentes prácticamente en todo el periodo de evaluación, se podría establecer como hipótesis a partir de la figura 1.1 que el alto porcentaje de recortes presentes en la región de Los Lagos se asociaría a su vez a mayores restricciones técnicas presentes en la red de distribución, obteniendo niveles máximos de 37 % aproximadamente, respecto a 2,5 % presentados para la región del Biobío según proyecciones establecidas para el año 2029 en horarios en el que el precio de la energía representa una alta oportunidad si se quiere considerar la venta de energía, posicionando de este modo a la región del Biobío como una mejor alternativa dada la aplicación de interés. Por el contrario, si la prioridad radica en exportar hidrógeno para otras aplicaciones, sin la necesidad de vender e inyectar a la red, la Región De Los Lagos podría posicionarse como una mejor alternativa.

A raíz de esto la siguiente tabla tiene por objetivo el clarificar de una mejor manera los niveles de recorte presentados en la figura 1.2 para la zona de interés.

Tabla 1.1. Niveles de vertimiento eólico región del Biobío por bloque horario. Fuente [1].

Año Nivel	2021 %	2023 %	2025 %	2027 %	2029 %	2031 %	2033 %	2035 %	2037 %	2039 %
Madrugada (00-8:59 hrs)	12	5	4,8	7,5	10	12,3	11,5	12	14	14
Día (9:00-17:59 hrs)	23	20	17	22,5	25	27	16	13	14	14
Noche (18:00-23:59 hrs)	5	5	1	2	2,5	4	5,2	7	10,5	12

Respecto a los nodos con mayores niveles de congestión, se pronostica que estos comprendan la zona correspondiente a Puerto Montt, incluyendo Chiloé y nodos en torno a la zona de Mulchén para la región del Biobío [1]. Es en este eje donde el documento expuesto por la comisión nacional de energía denominado “Propuesta de expansión de la transmisión, enero 2022”, identifica zonas críticas, recomendando para estas, planes de expansión de la transmisión siendo estas las comprendidas entre las zonas de Arica-Diego de Almagro, Zona Diego de Almagro- Quillota, Zona Región Metropolitana, Zona Alto Jahuel-Charrúa y zona Charrúa-Chiloé, siendo esta última la de interés debido a que la disposición geográfica se emplaza en la zona de interés, estableciendo una clara concordancia con [1], que establece como punto de congestión los nodos en torno a la localidad de Mulchén, lo que indica que la mayor zona de vertimiento se verá emplazada en esa localidad debido a una mayor congestión del sistema.

Definido esto, a continuación, será de interés mencionar algunos aspectos relevantes que conforman una etapa informativa acerca del hidrógeno.

1.2 Producción de hidrógeno.

Actualmente la producción de hidrógeno está asociada a diferentes procesos, en la que la obtención de este recurso a partir de agua es la menos utilizada. Mediante la siguiente figura, se dará a conocer la participación de diferentes elementos para la producción de hidrógeno.

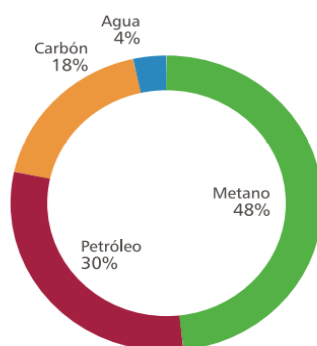


Fig.1.2 Fuentes de Producción hidrógeno para utilización mundial en refinerías, industria química y gases industriales. Fuente[2].

Como se puede apreciar solo el 4% de la producción está asociado a producción de hidrógeno verde, generalmente mientras más hidrógeno contenga una sustancia será más económico separarlo. En este sentido se puede observar que el gas metano es el principal insumo para la producción de este elemento, ya que contiene alrededor de un 25% wt (% en peso), en el petróleo y agua 12 % wt y en el carbón entre un 4% y 6%. Cabe destacar a partir de la figura que, si bien el agua no es la principal fuente de producción, es la única alternativa posicionada para la producción de hidrógeno “verde” a gran escala.

Según el documento “informe final mercado de hidrógeno verde en Chile”, entregado por CORFO, la demanda actual del hidrógeno a nivel nacional es de 59.000 toneladas al año, con un alza significativa al año 2030, cuyo valor de demanda esperado asciende a unas 32.600 toneladas al año a nivel nacional. Por otro lado, se menciona que el potencial de exportación bajo ciertas condiciones podría llegar a 3.850.00 toneladas al año, para el 2030.

1.2.1 Tipos de Producción de hidrógeno.

Actualmente diversos son los métodos de obtención de este elemento ya que no se encuentra en la tierra en si forma elemental, es por eso que la ruta elegida para producir hidrógeno determinara el color con el que describe dicho elemento.



Fig.1.3 Colores típicos asociados al hidrógeno según tipo de extracción. Fuente[14].

De la figura 1.3 se puede decir que el hidrógeno gris hace referencia a la obtención de este elemento mediante el uso de combustibles fósiles, desprendiendo gases de efecto invernadero al medio ambiente, generalmente obtenido a partir de procesos como el reformado de gas natural o gasificación del carbón. En cuanto al hidrógeno azul, este representa una etapa intermedia entre el gris y verde, el cual si bien proviene de las mismas fuentes de producción que el H_2 gris, este posee la particularidad de no generar emisiones, ya que en el proceso se hace captura y se almacena el dióxido de carbono de modo que este no sea liberado directamente a la atmósfera. Por último, se posiciona como una alternativa más ecológica la producción de hidrógeno verde ya que este es obtenido a partir de fuentes de energía renovable no generando dióxido de carbono en su procedo de extracción.

1.3.2 Hidrógeno Verde.

El término “hidrógeno verde”, está estrechamente asociado al proceso involucrado en su producción, involucrando fuentes de energía renovables. Este proceso se realiza a través de electrólisis del agua, cuyos principales insumos para la producción de hidrógeno son agua y electricidad, reduciendo así la emisión de gases de efecto invernadero, “con emisiones de carbono un 60% por debajo del umbral de emisiones de referencia” [2]. Otra ventaja en cuanto a la implementación de esta tecnología es la cantidad de recurso disponible, ya que el hidrógeno, H_2 es el elemento más abundante en el universo, además de ser el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa, es decir el que mayor cantidad de energía almacena por una determinada cantidad de masa o volumen, y con un gran potencial de aplicación, siendo versátil, limpio y produciendo cero emisiones en el punto de uso, pudiendo ser almacenado y transportado con seguridad para finalmente ser quemado o transformado en energía eléctrica a través de una celda de combustible, representando una ventaja en nuestro territorio, debido a la existencia de un gran potencial de generación de energías renovables a precios competitivos, presentándose una gran oportunidad en la producción de hidrógeno a bajo costo.

Cabe mencionar que el hidrógeno es un gas inflamable que no se encuentra en su estado puro en la naturaleza, por ende, no puede ser considerado como una fuente de energía primaria, ya que debe ser fabricado. Mundialmente se producen 65 millones de toneladas de hidrógeno, siendo el 96% a partir de combustibles fósiles [2], no obstante, existen diversos métodos para su producción, los cuales tienen cabida en procesos termoquímicos, electrolíticos, biológicos y otros. En particular para este análisis se hará énfasis en el proceso de electrólisis del agua, ya que actualmente es la única forma desarrollada masivamente para la producción de hidrógeno verde en el mundo, representando un 4% de la producción de este elemento [2].

Algunas características relevantes del gas hidrógeno radican en su alta densidad energética gravimétrica, además de ser un gas incoloro e inodoro, lo cual hace que no represente peligros nocivos para la salud al ser inhalado. Este elemento se encuentra principalmente en el agua, hidrocarburos o minerales. Los principales valores energéticos característicos en este elemento serán presentados y comparados con otro tipo de combustibles a través de las siguientes figuras [2].

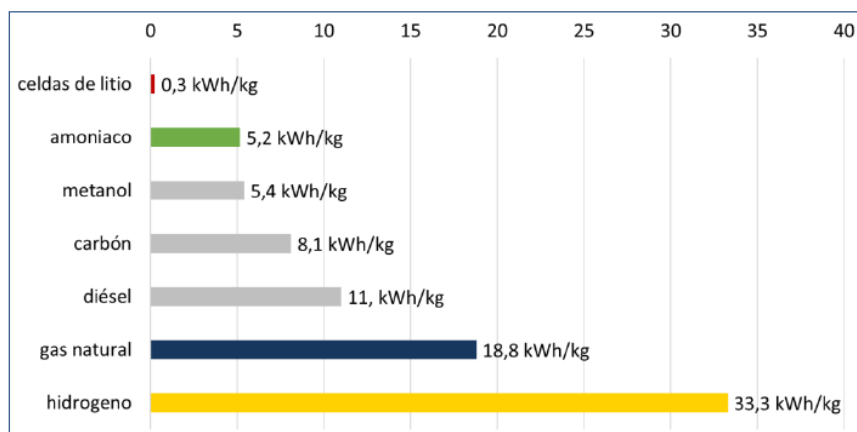


Fig.1.4 Densidad Energética Gravimétrica del Hidrógeno [kWh/ KG]
Fuente [17]

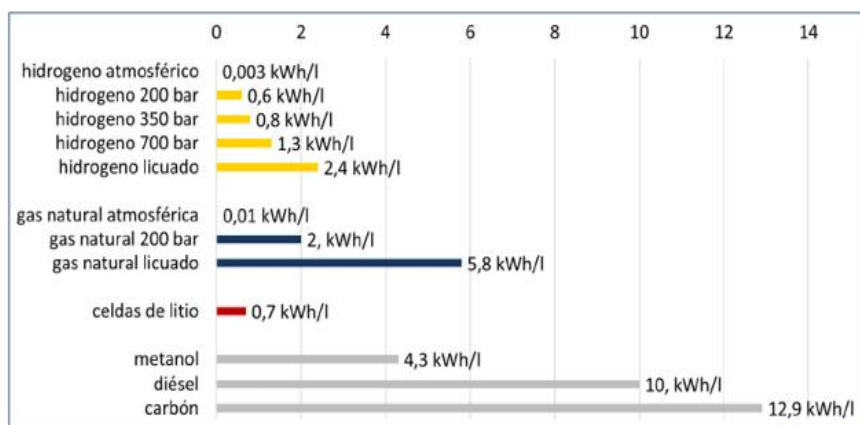


Fig.1.5 Densidad Energética Volumétrica del Hidrógeno [kWh/ l]
Fuente [17]

En comparación con otros portadores de energía, el hidrógeno posee un alto valor calorífico gravimétrico y bajo valor calorífico volumétrico, esto quiere decir que la densidad energética es baja, por lo que para su almacenamiento es indispensable realizar una compresión, siendo el estándar más alto de 700 bar en aplicaciones móviles. Cabe destacar que el método de almacenamiento basado en la compresión es el más desarrollado y utilizado actualmente.

1.3.3 Producción de hidrógeno Verde.

Actualmente la única alternativa para la producción de hidrógeno verde está asociada a un proceso denominado “electrólisis del agua” cuyos insumos principales son agua y electricidad. Este proceso consiste en la separación de la molécula de hidrógeno y oxígeno, lo que es posible gracias a la utilización de un electrolizador. En el proceso productivo se produce la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo), los cuales están en contacto con el agua, lo que permite separar las moléculas en hidrógeno y oxígeno. Es una tecnología desarrollada y la más conocida para obtener hidrógeno a partir del agua mediante el uso de fuentes renovables. El siguiente esquema ilustra de una manera simplificada dicho proceso.

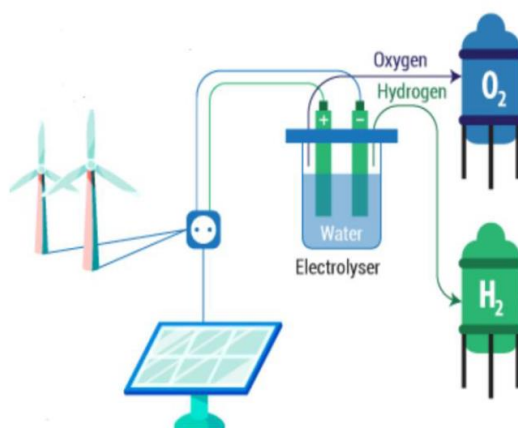


Fig.1.6 Esquema de producción de hidrógeno mediante proceso de electrólisis a partir de ERNC. Fuente [2].

Para la producción de este elemento, es necesario que la corriente fluya por los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso tal y como se puede observar en la figura 2.6, utilizando un separador para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno, siendo el agua utilizada para este proceso tratada previamente para lograr un nivel de pureza que evite la deposición de minerales y el deterioro de los elementos de las celdas. Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que configuran una celda electrolítica, siendo el elemento básico que compone el sistema el electrolizador, la conexión de las celdas puede ser en paralelo o en serie.

En cuanto a los procesos para realizar la electrolisis del agua, según [2], Existen dos formas para su realización, siendo la primera la de baja temperatura y la electrolisis de vapor a alta temperatura. Del primer proceso, el más común es el de electrolisis alcalina, siendo una tecnología madura y utilizada hace más de 100 años, seguida del proceso de separación de moléculas asociado a la tecnología de membrana de intercambio de protones. En cuanto a la electrolisis de vapor a alta temperatura se puede decir que aún es un método en investigación y desarrollo. En particular de las primeras 2 tecnologías mencionadas, la alcalina es la más viable económicamente, no obstante, se espera que a partir del 2025 la segunda sea más viable, esto debido al desarrollo tecnológico que se espera alcanzar.

1.4 Trabajos Previos.

A continuación, se presentará la revisión bibliográfica que destaca los principales documentos revisados para la realización de este trabajo, además de aspectos metodológicos que definen las premisas básicas para la correcta comprensión en el desarrollo de esta investigación.

1.4.1 De los Contenidos.

- ♣ R. Moreno, E. Pereira, H. Otárola, F. Bradford, C. Sepúlveda, D. Alvarado “Identificación de Nuevos Modelos de Negocios Duales, Energía e Hidrogeno Verde, para Empresas Pequeñas y medianas con Plantas de Energía Renovables no Convencionales”, CORFO, Chile, diciembre 2020.

Mediante este documento se presenta un estudio destinado a la producción de hidrogeno verde a partir de plantas de generación renovables duales, es decir destinadas a producir tanto electricidad como hidrógeno, este último a partir de excedentes energéticos o curtiment. Es por esto que estudia y resalta una variable fundamental, haciendo mención al vertimiento de energía renovable como una motivación para impulsar negocios duales, determinando recortes de energía tanto a pequeña como gran escala, identificando zonas prometedoras dentro de la red para dichos negocios.

- ♣ R. Vásquez y F. Salinas, “Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile”, Giz, Segunda Edición, Chile, Mayo 2019 (libro).

Documento que ilustra aspectos relevantes en lo que respecta a hidrogeno verde, como aplicaciones, situacion del hidrogeno en chile, tecnologías adecuadas para su producción, métodos de almacenamiento, costes de producción y datos relevantes para evaluar las diferentes alternativas de producción de hidrógeno. En este caso se hará uso de excedentes eólicos, por lo que el proceso adecuado será mediante la electrólisis del agua.

- ♣ R. Cancino “Producción y Almacenamiento de Hidrógeno Verde para Aplicaciones Energéticas en Chile”, Memoria de Cálculo, Ingeniero Civil Mecánico, Santiago, 2021, Universidad de Chile.

En este documento se presenta como una solución a la intermitencia de centrales solares el uso de hidrogeno verde almacenado, entregando una evaluación técnico-económica pertinente a la producción y almacenamiento de este. La metodología empleada consiste en dimensionar una planta fotovoltaica ubicada en el norte de chile que abastezca de energía eléctrica una planta PEM de electrolisis del agua, en la que se analizan la tecnología del electrolizador y se realiza una comparación entre métodos de almacenamiento de hidrogeno líquido y comprimido.

- ♣ A. Moeckel “Producción de Hidrogeno a Partir del Excedente de Energía eléctrica proveniente de Renovables”, Trabajo Fin de Grado, Sevilla, 2018, Universidad de Sevilla.

Mediante este documento se analiza el uso de excedentes de energía eólica para la producción de hidrogeno verde, con el objetivo de ser utilizado en aplicaciones aisladas u reconversión en energía eléctrica para ofrecer servicios a la red, para esto se presenta un estudio de mercado de los electrolizadores de alta potencia, analizando a su vez las diferentes aplicaciones de estos equipos en proyectos actuales.

♣ A. Díaz “Estudio de Factibilidad Técnico-Económica de un Sistema de Generación Híbrido para Zonas no Interconectadas de Colombia”, Máster en energías renovables y Sostenibilidad Energética, Barcelona, 2019-2020, Universidad de Barcelona.

Mediante este documento se presentan propuestas de generación híbrida tipo isla “off grid” de energía solar fotovoltaica e hidrógeno en zonas no interconectadas de Colombia, para lo que se realiza un diseño conceptual de los elementos necesarios en la implementación del proyecto, así como son los paneles, inversores, electrolizador, sistema de almacenamiento y celda de combustible entre otros, estimando tanto costes de inversión comprometidos en las configuraciones de los sistemas híbridos, así como costes de operación. Finalmente se estima el coste nivelado de generación de energía eléctrica para cada zona evaluada.

♣ M. Valenzuela, O. Solorza, R. González, O. Galán, S. Hernández, R. Flores, Y. Matsumoto, K. Alcántara, J Cabañas, A. Robledo, G. Contreras, M. Sánchez, J. Varela, S. Hernández, M. Díaz, P. Padmadas, B. Zapata, G. Oskam, E. Martínez, R. Patiño “Tecnologías Solar-Eólica-Hidrógeno- Pilas de Combustible como Fuentes de Energía”, Libro de Ciencia y Tecnología N°2, Primera edición, México, 2009.

A lo largo de este libro se describe detalladamente aspectos referentes a celdas solares, energía eólica, procesos termoquímicos para producción de hidrógeno y almacenamiento de este entre otros. En particular el atractivo de este libro para el enfoque del presente trabajo confluye en el análisis de las diferentes tecnologías empleadas en celdas de combustible y aplicación de estas en sistemas energéticos.

♣ P. Bilbao “Dimensionamiento Óptimo de Sistemas de Almacenamiento para Centrales Eólicas”, Memoria De Cálculo, Ingeniero Civil Eléctrico, Santiago, noviembre, 2013, Universidad de Chile.

Este documento consiste en una memoria de título que tiene por objetivo general el dimensionamiento óptimo de parámetros de almacenamiento energético asociado a un parque eólico almacenando energía durante periodos de precios bajos del mercado e inyectando en periodos de precios altos. En el presente documento se indican algunos mecanismos y procedimientos de optimización, de los cuales genera una metodología global que permite dar solución al problema planteado.

1.4.2 Discusión.

El principal paradigma en la implementación de nuevas fuentes de energía renovable radica en el nivel de desarrollo y eficiencias de estas.

Actualmente el termino hidrógeno verde ha despertado gran interés a nivel mundial, ya que es considerado un vector energético con un gran potencial para ser posicionado como el combustible del futuro.

Si bien el presente capítulo muestra los niveles de vertimiento pronosticados en [1], indicando claramente las regiones que presentan mayores porcentajes, posicionando a Los Lagos sobre Biobío, dado que dichos niveles se mantienen altos durante la jornada correspondiente a la madrugada, Día y noche, es posible inferir en base a lo expuesto que el nivel de restricciones en el sistema de transmisión asociado a la región mencionada es mayor, estableciendo cierta concordancia con lo indicado en [24].

Teniendo lo anterior en perspectiva, es fundamental realizar una revisión de las tecnologías utilizadas referentes a la producción, acondicionamiento y reconversión de hidrógeno verde, destinadas a la realización de arbitraje eléctrico, el cual consiste principalmente en guardar energía y vender cuando los precios representen un mayor beneficio. Es por eso que en [2] se mencionan las diferentes tecnologías utilizadas, posicionando a los electrolizadores alcalinos y PEM como dos candidatos a tener en consideración debido a su madurez comercial. Por otro lado [14] indica las principales fortalezas y debilidades de estas tecnologías.

Considerado todo esto y en conjunto con información analizada por [16] y [19] se logró un mejor análisis y se estableció que la tecnología adecuada para ser evaluada en el equipo de electrólisis y celda de combustible será del tipo PEM, debido a sus características de respuesta dinámica y alta densidad de corriente soportada entre otros, además de presentar proyecciones favorables en cuanto a niveles de inversión. Respecto a sistemas de almacenamiento se establece una concordancia entre los autores optando como el gas comprimido en estanques a la tecnología más madura y desarrollada comercialmente.

Otro aspecto importante radica en el correcto dimensionamiento de los elementos, ya que la literatura analizada coincide en el alto valor de inversión capital para la implementación de estos sistemas, estableciendo un promedio de 946 USD/kW la celda de electrolisis y 1.300 UDS/KW para la celda de combustible [5]. Para esto en [11] se presenta una metodología basada en la optimización de una función objetivo en que inicialmente se comparan y contrastan diferentes maneras de abordar el problema. La revisión realizada posiciona como alternativas atractivas a las presentadas en [12] y [13], en que la primera establece un método de optimización por calculo directo y en la segunda se presenta programación dinámica. En este trabajo se consideró lo expuesto por los autores en [12] en conjunto con lo presentado en [10], dado que la implementación de una optimización basada en programación dinámica representaría un mayor grado de complejidad matemática y computacional.

1.5 Hipótesis de Trabajo.

El dimensionamiento óptimo en una planta que produce, almacena y reconvierte hidrógeno verde en electricidad a partir de excedentes de energía eólica, genera un aumento en las ganancias netas derivadas de la venta de energía asociada a arbitraje eléctrico.

1.6 Objetivos.

1.6.1 Objetivo General.

Evaluar un modelo técnico-económico de las principales tecnologías relacionadas con el uso de hidrógeno, que permita generar un modelo matemático asociado a una adecuada optimización en el dimensionamiento de una planta de hidrógeno verde, maximizando de este modo las ganancias derivadas de la venta de energía eléctrica mediante arbitraje.

1.6.2 Objetivos Específicos.

- Realizar una revisión de los principales elementos vinculados con la producción, almacenamiento y reconversión de hidrógeno verde, así como lo son el electrolizador, compresor, estanques de almacenamiento y celdas de combustible.
- Establecer un caso de estudio, Identificar y comparar información relacionada con distintos modelos de optimización asociados a un correcto dimensionamiento de sistemas.
- Desarrollar un modelo de optimización que maximice las utilidades y minimice la potencia de los equipos a utilizar.
- Mostrar un análisis de sensibilidad referente a la tecnología empleada incluyendo costos y beneficios para diferentes escenarios.

1.7 Alcances y Limitaciones.

En el desarrollo de este trabajo se hará uso de información proveniente de entidades gubernamentales, publicaciones científicas y literatura clásica entre otras. Para esto se planteará un análisis técnico y económico de las tecnologías utilizadas en la producción, almacenamiento y reconversión de hidrogeno verde. No obstante, quedarán fuera de alcance aspectos tales como la implementación, pruebas experimentales y puesta en marcha del sistema.

Posteriormente será necesaria la incorporación y estudio de diversos mecanismos de optimización, dado que los valores de estos elementos representan un elevado coste, no obstante, se proyecta una disminución paulatina en sus valores. Dicho esto, será de interés desarrollar un modelo matemático que garantice la optimización de algunas variables de interés con el fin de evaluar la relación existente entre el dimensionamiento de una planta de hidrogeno y las ganancias derivadas de la venta de energía eléctrica en bloques de mayor precio, también conocido como arbitraje.

Un aspecto clave es la correcta identificación e interpretación de las variables a optimizar, para así asegurar un correcto modelo de optimización. En lo que respecta a la ubicación óptima, se estableció como zona tentativa una localidad cercana a Renaico, regio del Biobío, esto debido a 3 factores relevantes, los cuales fueron mencionaron anteriormente en el apartado de resumen, por lo que quedará fuera de los objetivos el realizar una evaluación a profundidad referente a este apartado,

así como también el determinar una ubicación definitiva, estableciendo de este modo una zona tentativa para la evaluación del sistema, de la cual se extraerán los datos de generación eólica mediante la herramienta explorador solar y se realizará el cruce con los niveles de vertimiento esperados en la región del Biobío, obteniendo de esta manera los datos de entrada para la evaluación del sistema, teniendo la flexibilidad de poder ser evaluado en diferentes puntos asociados a la zona de interés, no obstante quedará fuera de los alcances el realizar múltiples evaluaciones, presentando una evaluación de lo que podría ser una zona tentativa para el análisis de un correcto dimensionamiento del sistema. Es importante mencionar que este análisis se realizará teniendo en consideración un parque eólico típico de 100 MW, con aerogeneradores de 5 MW, lo que será abarcado en el capítulo cuarto.

Finalmente es importante destacar que los resultados del proyecto se basan 100% en el uso de simulaciones, donde no se consideran pruebas experimentales reales, basándose de este modo en aspectos teóricos. De igual modo cabe mencionar que el ambiente de simulación seleccionado corresponde al uso conjunto de los programas Excel y Matlab.

1.8 Temario y Metodología.

El primer capítulo establece las bases para la comprensión de características y aspectos relevantes asociados al hidrógeno verde y su forma de obtención, introduciendo en una primera instancia el concepto de vertimiento energético asociado a centrales de energía renovables no convencionales, el cual consiste básicamente en dejar de inyectar energía al sistema debido a limitaciones técnicas o logísticas de la red, presentando proyecciones en cuanto a niveles de vertimiento que serán utilizadas para generar una base de datos que represente uno de los parámetros de entrada destinado a la evaluación del sistema, así como también el presentar una zona geográfica de interés para la región del Biobío. De igual modo en esta capítulo también se presentan aspectos relacionado a la revisión bibliográfica, indicando las principales fuentes de información referentes a las tecnologías involucradas en el proceso de producción, almacenamiento y reconversión de hidrógeno en energía eléctrica, indicando también fuentes relevantes que apuntan a un correcto dimensionamiento en los principales equipos utilizados, presentando de este modo técnicas de optimización y generando una pequeña discusión respecto a las temáticas más importantes.

Este capítulo también abarca aspectos importantes como el planteamiento de la hipótesis de trabajo, estableciendo análogamente los objetivos necesarios para la correcta ejecución del trabajo de investigación, definiendo claramente los alcances y limitaciones.

En el capítulo segundo se mencionan aspectos importantes acerca de las principales tecnologías destinadas a la producción de hidrógeno verde basadas en procesos electrolíticos, así como lo son electrolizadores tipo PEM, alcalinos, AEM Y Óxido sólido, haciendo especial énfasis en las dos primeras tecnologías mencionadas, indicando principios de funcionamiento, eficiencias y disposición del sistema entre otros. Referente a la etapa acondicionamiento, se indica en el presente capítulo la tecnología utilizada en compresores y tipo de estanque de almacenamiento para hidrógeno gaseoso a alta presión, estableciendo una comparación entre distintas alternativas e identificando la óptima para la aplicación requerida, todo esto teniendo en consideración la disponibilidad y desarrollo tecnológico actual.

Finalmente se evalúan los aspectos más relevantes en la implementación de celdas de combustible, estableciendo una comparación y justificación sobre las demás tecnologías destinadas a la reconversión energética óptima del elemento acondicionado y almacenado, logrando de este modo inyectar energía al sistema en los bloques horarios de precios más elevados, práctica conocida como arbitraje eléctrico.

El capítulo tercero establece la metodología para la implementación un modelo matemático destinado a impulsar una correcta optimización en el dimensionamiento de una planta de hidrogeno verde destinada al arbitraje, minimizando de este modo los costos capitales del sistema y maximizando así las ganancias derivadas de la venta de energía eléctrica. Una implementación eficaz en el modelo mencionado, podría así impulsar una iniciativa productiva con mayores índices de rentabilidad, basada en prácticas recurrentes asociadas a la implementación de estos modelos, ya que una limitante contemporánea se ve reflejada en los elevados precios de estas tecnologías, emergentes en nuestro país, es importante mencionar que esta metodología se basa en la implementación de una función objetivo.

Definida la función objetivo en el presente capítulo se evaluará con los principales datos de entrada correspondientes a los costos marginales del sistema y niveles de vertimiento eólico asociados a un parque eólico típico de 100 MW de capacidad, variando los parámetros de potencia de los elementos mencionados anteriormente y almacenamiento del sistema dando a conocer los principales parámetros de evaluación del proyecto y estableciendo conclusiones referentes a la rentabilidad de este.

En cuarto lugar, se presentará un capítulo destinado a la realización de un análisis de sensibilidad, teniendo en perspectiva los resultados presentados en el capítulo cuarto y variando los principales parámetros que afectan en la rentabilidad del proyecto con el fin de maximizar las ganancias netas procedentes de la venta de energía almacenada, así como lo son por ejemplo los distintos costos CAPEX de los elementos involucrados y estableciendo conclusiones respecto a rentabilidades esperadas.

En última instancia se presentan las conclusiones de la evaluación realizada, identificando claramente las principales limitantes que inciden directamente en la rentabilidad del proyecto, estableciendo comparaciones con los resultados obtenidos en el capítulo segundo y tercero.

A continuación, se presenta esquema general de la metodología empleada que indica la realización secuencial del trabajo realizado, desde lo general hacia lo específico.

Es importante mencionar que, para una mayor comprensión metodológica, en la figura 3.3 perteneciente al capítulo tercero se indica detalladamente el proceso asociado al procedimiento de optimización.

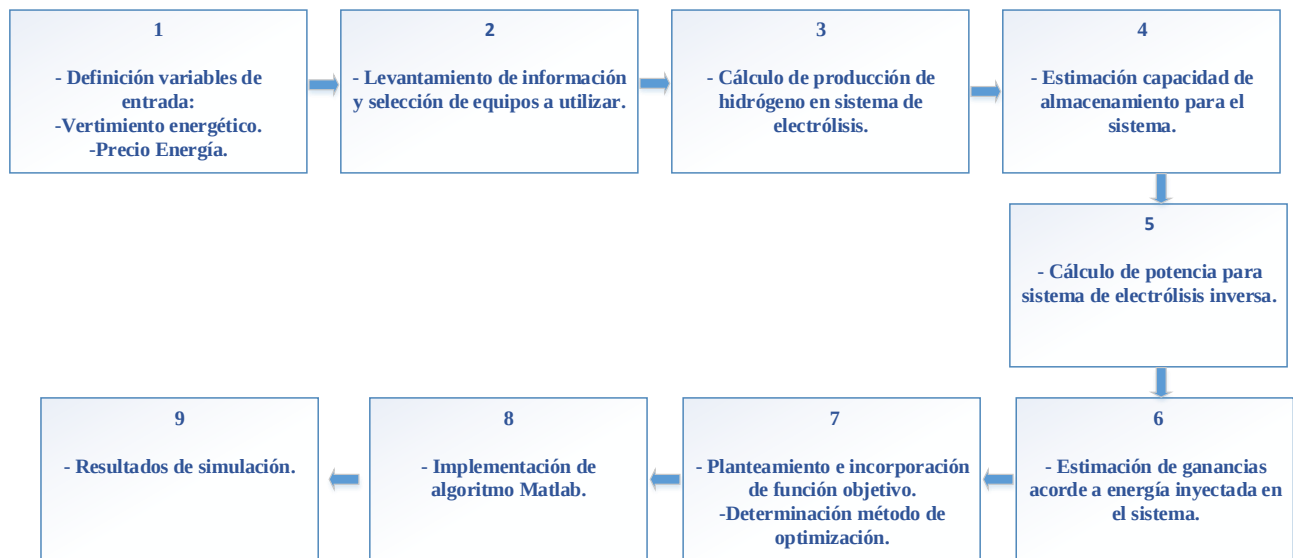


Fig.1.7 Esquema general metodología de trabajo. Fuente: Elaboración propia.

El esquema presentado ilustra secuencialmente la metodología seguida en la resolución del trabajo. Donde en primer lugar es importante definir las variables de entrada del sistema (1) dado que estas determinan el comportamiento de este. Una de las principales variables consideradas corresponde al vertimiento energético, calculado por el cruce entre la generación asociada a un parque eólico hipotético (indicado en capítulo 3) y los niveles de vertimiento eólicos asociados a la región de interés. Otra variable considerada radica en los precios asignados a la venta de energía en determinado bloque horario.

Una vez establecidas las variables, se realizó una revisión tecnológica de los principales elementos involucrados en la implementación del sistema (electrolizador, sistema de compresión, almacenamiento y celda de combustible), identificando fortalezas, debilidades y características principales. Todo esto con el fin de justificar una adecuada selección de los elementos a utilizar (2).

Definida la selección y las variables de entrada se procedió a evaluar de manera preliminar el comportamiento del sistema. En primer lugar se debe estimar la producción de hidrógeno asociada a una potencia arbitraria (3), donde acorde a esta se estima un tamaño de almacenamiento (4) y tamaño de celda de combustible (5). Posteriormente se deben estimar los ingresos asociados a la cantidad de energía inyectada al sistema(6).

Realizado el modelamiento preliminar del sistema es importante construir y implementar una función objetivo destinada a maximizar los ingresos derivados de la venta de energía. Esta función considera los ingresos y CAPEX del sistema incluyendo OPEX.

Implementada la función objetivo (7), es importante definir un método de optimización para la resolución del problema(7). Es en este eje donde el método seleccionado radica en la optimización por cálculo directo con desplazamiento de carga, es decir, se calcula un valor de función objetivo para cada dimensión del sistema.

Tras la modelación del sistema en Excel y implementación de la función objetivo se procedió a implementar un algoritmo en Matlab (8). Este código es el encargado de adjudicar potencias a los diferentes elementos del sistema, guardar y entregar los valores asociados a la función objetivo, capacidades y potencias de equipos.

Finalmente los resultados de las simulaciones realizadas en Matlab se presentan gráficamente (9). Esto con el fin de identificar los principales factores asociados a la rentabilidad y establecer las conclusiones pertinentes a cada caso.

Capítulo 2. Estado del Arte Tecnologías del Hidrógeno Verde.

2.1 Introducción.

La creciente integración de energías renovables en el sistema eléctrico nacional se ha visto impulsada por un constante desarrollo tecnológico basado en la mitigación activa de impactos ambientales, impulsando así una transición energética limpia y carbono neutral como eje fundamental en la integración de nuevas economías.

Dicho lo anterior, en este capítulo será de principal interés evaluar ciertas tecnologías basadas en la economía del hidrógeno.

En este eje, el método de interés asociado a la extracción de hidrógeno sienta sus bases en el proceso de electrólisis del agua. Cabe mencionar que a nivel mundial la producción de este elemento es realizada a través de la descomposición de la molécula de H_2O empleando electricidad, correspondiente aproximadamente a un 4% de la extracción mundial asociada a dicho proceso [2]. Para llevar a cabo esto, es indispensable el uso de un electrolizador, definiendo en primera instancia las características principales asociadas al tipo de tecnología empleada para este equipo.

Otro aspecto clave pertinente a este capítulo será definir el tipo de acondicionamiento, almacenamiento y requerimientos necesarios para una correcta implementación.

Finalmente se dará por concluido este capítulo abordando aspectos característicos referentes a pilas de combustibles, cuya función principal es convertir el hidrogeno almacenado en energía eléctrica mediante reacciones de oxidación y reducción producidas en su interior.

2.2 Electrolizador.

Como elemento principal de análisis se presenta el electrolizador, cuyo principio de funcionamiento se basa en la electrólisis del agua. Proceso en el que esta es disociada en oxígeno e hidrógeno obteniendo purezas en torno al 99,9% para el segundo elemento mencionado.

En cuanto al nivel de desarrollo, esta se considera una tecnología madura, posicionándose como el método más conocido y limpio en la obtención de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables empleando H_2O como materia prima [2].

La unidad básica que compone a un electrolizador se denomina celda electrolítica. En particular esta está formado por un arreglo de celdas, en el que la cantidad de estas determinaran en gran medida la potencia total del sistema.

La siguiente figura ilustra de manera sencilla la dinámica llevada a cabo en una celda electrolítica asociada al proceso de electrólisis.

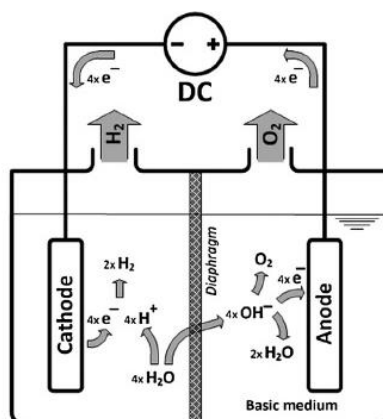


Fig.2.1 Dinámica celda de electrólisis. Fuente: [8].

La electrólisis del agua se realiza mediante la circulación de corriente continua a través de esta, con el objetivo de separar sus moléculas en H_2 y O_2 . La corriente suministrada fluye entre 2 electrodos (un ánodo y un cátodo), separados e inmersos en un electrolito acuoso empleado para elevar la conductividad iónica [7].

En la figura 2.1 se puede apreciar como los electrones fluyen desde el circuito exterior al cátodo, polarizándolo así negativamente y atrayendo los iones positivos del hidrógeno H^+ (cationes) desprendidos en la reacción. En cuanto al flujo de electrones procedentes del ánodo, estos son liberados al circuito exterior polarizándolo positivamente. Como consecuencia de la reacción los iones OH^- (aniones) son atraídos a dicho electrodo. Es en los electrodos donde por un lado se da lugar a una semireacción de reducción procedente del cátodo liberando hidrógeno y por otro lado en el electrodo llamado ánodo se produce la semirreacción de oxidación liberando oxígeno del sistema [7].

Con respecto a la reacción global del sistema es importante mencionar que es de tipo endotérmica que requiere el aporte de energía, en la que se descompone la molécula agua formando hidrógeno y oxígeno, ambos en estado gaseoso, pudiendo ser expresada de la siguiente manera:



Es importante mencionar que los electrodos deben estar compuestos por materiales “resistentes a la corrosión, tener una buena conductividad eléctrica, exhibir buenas propiedades catalíticas y mostrar una adecuada integridad estructural” [7].

Con respecto a la implementación de un separador o diafragma, tal y como su nombre lo indica, tiene como función principal el separar los electrodos, evitando así una recombinación de los gases producidos producto de las semireacciones.

2.2.1 Eficiencia de un electrolizador.

En particular el termino eficiencia se relaciona con una medida técnica implementada en la evaluación de cierta tecnología. Así la eficiencia en un proceso de conversión energético queda definida por la relación entre la salida útil de energía y la entrada de esta al sistema. En base a este enfoque, únicamente el hidrógeno será considerado como salida útil en un sistema de electrolisis, no obstante, se sabe que el sistema produce en menor medida oxígeno y calor, sin embargo, estos elementos no serán considerados como tal, debido a que la aplicación se basa particularmente en producción y almacenamiento de hidrógeno para arbitraje eléctrico.

La expresión general para la eficiencia queda determinada por la relación entre el contenido energético del hidrógeno producido por unidad de tiempo y la potencia eléctrica necesaria para su producción [8].

$$\varepsilon_E^{HHV} = \frac{(\Delta H_R^0 - \Delta H_V^0) * n_{H_2}}{p_{el}} = \frac{HHV * n_{H_2}}{p_{el}} \quad (2.2)$$

Donde:

ε_E^{HHV} : Eficiencia eléctrica del sistema (kWh/kg_{h_2}).

ΔH_R^0 : Entalpia estándar de reacción.

ΔH_V^0 : Entalpia de vaporización (HHV-LHV).

HHV : $285.8 \text{ kJ mol}^{-1}$, para agua líquida a 25°C (asociado al más alto poder calorífico).

LHV : $241,8 \text{ kJ mol}^{-1}$ (asociado al poder calorífico inferior).

n_{H_2} : Caudal molar o flujo de hidrógeno.

p_{el} : Potencia eléctrica del electrolizador.

La ecuación (2.2), define la eficiencia energética en términos del consumo de energía en el electrolizador, indicando cuanta cantidad de electricidad consume el proceso para producir un metro cubico estándar de hidrógeno (kWh/Nm^3) o kilogramo de h_2 (kWh/kg_{h_2}) en el que la cantidad de energía requerida para la descomposición del agua se asocia al bajo poder calorífico del hidrógeno (LHV).

A diferencia de lo indicado en (3.2), si lo que se desea es obtener una expresión que represente una eficiencia a nivel de celda, se deben tener cuenta consideraciones que involucran un mayor grado de complejidad. Definiendo así la eficiencia total de la celda como el producto entre la eficiencia del voltaje (ε_V) y la eficiencia actual o eficiencia de Faraday (ε_I), que explica entre otros las corrientes parásitas dentro de la celda, la difusión de gases a través del diafragma/membrana y las fugas a los alrededores, dando origen a la siguiente expresión general [8].

$$\varepsilon_{cell} = \varepsilon_V * \varepsilon_I \quad (2.3)$$

Donde ε_V se define como la relación entre el voltaje teórico mínimo de la celda a una temperatura dada y el voltaje real de la celda durante el funcionamiento a su temperatura de operación, quedando expresado como:

$$\varepsilon_V = \frac{V_{th}(T)}{V_{cell}(T,i)} \quad (2.4)$$

Esta expresión considera todas las pérdidas óhmicas dentro de la celda y sobre potenciales en electrodos. Una segunda eficiencia importante es la ya mencionada ε_I , cuya expresión queda determinada de la siguiente manera:

$$\varepsilon_I = \frac{n_{h2,real}}{n_{h2,ideal}} \quad (2.5)$$

Donde el término $n_{h2,real}$ hace referencia a la cantidad de hidrógeno producido y $n_{h2,ideal}$ es el valor teórico debido a la ley de Faraday, quedando definido acorde a la expresión [15] :

$$n_{h2,ideal} = \frac{I \cdot t \cdot f \cdot R \cdot T}{2 \cdot F \cdot P} \quad (2.6)$$

Siendo:

I: valor de corriente promedio [A].

t: Tiempo experimental (s).

f: Porcentaje de intermitencia.

R: constante particular del hidrógeno (8,314 J/mol*K).

F: Constante de Faraday (96485,3321 C/mol).

2.2.2 Tipos de electrolizadores.

Como consecuencia de un continuo desarrollo tecnológico se han ido desarrollado distintos tipos de electrolizadores, cuya principal diferencia entre uno y otro radica en el tipo de electrolito empleado para su funcionamiento, temperatura de operación, eficiencia y vida útil. En la actualidad existen 4 tipos de tecnologías referentes a electrolizadores.

En primer lugar y con un mayor grado de desarrollo tecnológico, se presenta el alcalino (AEL), cuyo principio de funcionamiento se basa en la utilización de un electrolito líquido básico.

En segundo lugar, se posiciona el de membrana de intercambio de protones (PEM), en este caso el electrolito utilizado consiste en una membrana polimérica sólida encargada de conducir iones H^+ .

En tercer lugar y con un menor grado de desarrollo respecto a sus antecesores se ubica el electrolizador de membrana de intercambio de aniones (AEM), utilizando una membrana polimérica con carácter alcalino, responsable del intercambio de aniones OH^- .

Finalmente se encuentra el electrolizador de óxido sólido (SOEC), siendo el electrolito empleado una membrana sólida cerámica encargada de la conductividad iónica.

A continuación, se revisará en mayor grado de profundidad las principales características y aspectos generales referentes a las tecnologías más desarrolladas, correspondientes a electrolizadores alcalinos y PEM, ya que al día de hoy su buena integración en el mercado permite ofrecer soluciones efectivas y tangibles dependiendo de la aplicación y necesidades de generación en hidrógeno.

Con respecto a los últimos dos tipos de electrolizadores, será solo de interés mencionar algunas de sus principales características mediante una tabla comparativa, ya que actualmente se encuentran en etapa de desarrollo e investigación, presentando en el mercado casi nula disponibilidad, esto sumado a potencias reducidas hacen que a la fecha estas tecnologías no sean aptas para satisfacer las necesidades del mercado actual en cuanto a aplicaciones hidrogenarias, no obstante, el desarrollo futuro podría posicionarlas como una prometedora alternativa para dar soluciones eficientes al sector energético.

2.2.3 Electrolizador alcalino.

Conocido por su gran madurez tecnológica, este tipo de electrolizador emplea comúnmente un líquido electrolítico de solución acuosa compuesto por hidróxido de potasio (KOH) en concentraciones de 20 a 40 % [8]. En otros casos el electrolito usado es hidróxido de sodio ($NaOH$). En particular la implementación del primer electrolito se posiciona de una mejor manera, esto debido a que, a menor concentración y temperatura, la conductividad del hidróxido de potasio es mayor respecto al hidróxido de sodio.

En cuanto al tamaño, estos pueden llegar hasta capacidades de entre 2 y 3 MW, produciendo entre 40-70 Kg H_2/h con niveles de purzas superiores a 99,5% y temperaturas de operación que oscilan entre los 60 y 80° C típicamente a presión atmosférica [2]. Se estima que esta tecnología tiene vida útil de 25 años y entre 60.000 a 90.000 horas de operación para las celdas, con eficiencias asociadas de entre 47 y 82 %, no obstante, a nivel de sistema estos porcentajes descienden típicamente a valores de entre un 42% y 66% [2] y [10].

Como complemento a la producción de energías renovables esta tecnología aporta una baja flexibilidad, ya que la dinámica del proceso requiere de tiempos de partida en frio de entre 10 y 40 minutos.

2.2.3.1 Componentes de celdas y diseño de pila.

Como una tecnología posicionada en el mercado y desarrollada hace más de 100 años, los primeros electrolizadores (monopolares) implementaban un diseño simple basado en un concepto unipolar, empleando una interconexión de celdas en paralelo con el fin de utilizar elevadas corrientes y bajos voltajes. Hoy en día este diseño se ve desplazado por la integración de sistemas más eficientes, en el que la interconexión de celdas se realiza en serie en un diseño bipolar produciendo un flujo paralelo del electrolito en cada lado a través de las celdas [8]. Entre las ventajas de esta disposición se tienen:

- Simplificación en el sistema de acondicionamiento de potencia.
- Disminución de pérdidas, debido a que la placa separadora entre celdas adyacentes cumple la función de ánodo para una celda y cátodo para la otra, requiriendo menos material en las barras colectoras.
- Construcción más compacta.

En cuanto a los principales componentes de una celda alcalina, estos serán representados esquemáticamente en la siguiente figura.

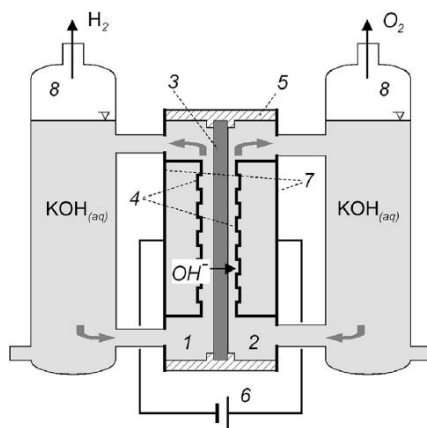


Fig.2.2 Principales Componentes de Celda Alcalina. Fuente: [8]

Como se puede apreciar en el esquema de la figura 2.2, el electrolito empleado es de hidróxido de potasio, en el que los compartimientos de la celda (8) se encuentran separados por un diafragma permeable a iones OH^- . En diseños convencionales los electrodos (4) están constituidos por láminas de metal perforadas con una superficie porosa con una orientación cercana al diafragma (3) y se encuentran conectados a las placas finales (7), ubicadas entre los dos compartimientos (Ánodo 1 y cátodo 2) a pocos milímetros del diafragma dispuestos en el interior de la estructura de la celda (5) [8].

Una de las principales desventajas en la configuración presentada es la distancia entre los electrodos, propiciando mayores pérdidas óhmicas y facilitando el sobre potencial de burbujas.

Como solución a dicho inconveniente, posteriormente se desarrolló un diseño de electrodo denominado “Brecha Zero”, implementado por primera vez en el electrolizador Lurgi a mediados de la década de los 70, en donde los electrodos son fijados al diafragma desde ambos lados en forma de sándwich, logrando disminuir significativamente la distancia ánodo-cátodo. Como consecuencia la caída de voltaje producto de la resistencia generada por el electrolito es menor, además de reducir el sobrepotencial de burbujas, ya que la parte posterior de los electrodos oprimen las burbujas generadas.

Mencionado todo esto es importante enfatizar aspectos referentes a los materiales empleados en los elementos que conforman la pila electrolítica. Por un lado, los requerimientos constructivos en el separador o diafragma deben proporcionar impermeabilidad al oxígeno, hidrógeno y otorgar buena conductividad iónica, además de tener una composición estable en un entorno caustico a temperaturas superiores a 373 °k y presiones elevadas. La composición de estos materiales se basa en el uso de “polímeros micro porosos o materiales cerámicos, así como lo son las membranas de polisulfona con partículas de ZrO_2 incrustadas, Compuestos de sulfuro de polifenileno reforzado con vidrio, matriz porosa formada por capas de óxido de níquel sobre una malla de níquel entre otros” [8]. En el pasado la composición típica en un diafragma estándar constaba de asbesto, el cual proporcionaba una buena durabilidad, no obstante, y debido a su carcinogeneicidad, este material fue prohibido por las normas sanitarias.

Con respecto a los electrodos presentes en electrolizadores convencionales, comúnmente se emplean electrodos de hierro, níquel, hierro niquelado, activados por sulfuro de níquel y de níquel Raney, formado por una aleación de níquel con aluminio, material utilizado durante décadas en electrolizadores alcalinos, procesos industriales y síntesis orgánica [8].

2.2.3.2 Disposición del sistema.

Si bien los elementos que conforman una pila electrolítica fueron abarcados anteriormente, es importante destacar que el funcionamiento del sistema en su conjunto requiere de una serie de componentes y equipos auxiliares. La electrónica de potencia para su alimentación consta de un transformador y un rectificador, convirtiendo así la corriente alterna en una entrada de corriente continua regulada. Con el fin de otorgar una mejor comprensión en cuanto al funcionamiento del sistema, a continuación, será presentada la siguiente figura, en la que se ve representado un sistema típico en su totalidad.

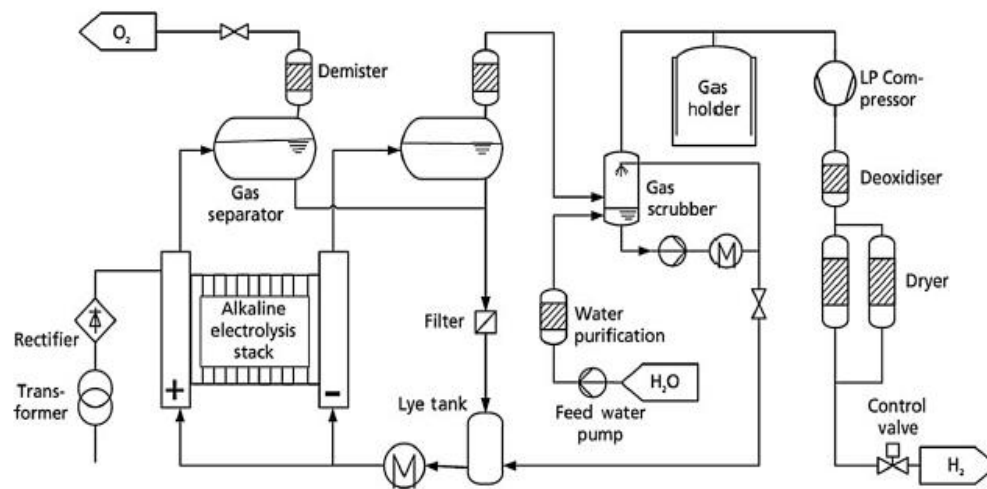


Fig.2.3 Disposición Típica del Sistema en un Electrolizador Tipo Alcalino. Fuente: [8].

- En el sistema los gases son desprendidos desde el ánodo (+) y cátodo (-) con contenidos extremadamente elevados de oxígeno e hidrógeno respectivamente, arrastrando al electrolito en un flujo bifásico hacia los separadores de gas próximos a la pila electrolítica. Estos separadores incorporan intercambiadores de calor y deflectores, logrando así un enfriamiento óptimo del electrolito reduciendo a su vez el contenido de aerosol de H_2 y O_2 .
- Concluido este proceso los gases fluyen a través de filtros coalescentes (demister) que retienen gotas finas de hidróxido de potasio líquido producto de la circulación del electrolito.
- Las válvulas de control son las encargadas de regular la presión dentro del sistema este
- En el lado de producción de hidrogeno el KOH restante es eliminado por lavado en el depurador de gases (gas scrubber)
- Luego de este proceso el electrolito evacuado en ambos lados se vuelve a mezclar

- Usualmente se emplea un depósito de gas a baja presión de hidrógeno (gas holder), para así garantizar un flujo gaseoso constante en la aplicación aguas abajo, en donde la función principal de la última etapa presente en el sistema se encarga de extraer la humedad presente en el gas para su posterior utilización.

2.2.4 Electrolizador PEM.

El desarrollo de esta tecnología está estrechamente relacionado con el descubrimiento de las membranas de intercambio iónico perfluoradas, siendo desarrollados en primera instancia en la década de los 60 por la empresa General Electrics [9]

Los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM), implementan una membrana polimérica con carácter ácido, responsable del intercambio de portones de hidrógeno. Estos electrolizadores se encuentran disponible comercialmente siendo utilizados en aplicaciones de menor escala, con tamaños de hasta 2 MW por electrolizador [2]. La pureza del hidrogeno suele ser mayor a la de los electrolizadores alcalinos, siendo esta sobre el 99,9% sin la necesidad de equipos auxiliares, debido a la baja tasa de cruce de gases. En cuanto a la vida útil de las celdas, se estima que esta sea de entre 20 mil a 60 mil horas, pudiendo llegar a las 80 mil horas, con eficiencias asociadas de entre un 48% y 78%, sus temperaturas de operación oscilan típicamente entre los 323 a 343°K.

Es importante mencionar que, a diferencia de los electrolizadores alcalinos, este posee la característica de responder rápidamente a las fluctuaciones en la alimentación eléctrica, haciéndolo ideal para aplicaciones que presentes constantes variaciones de potencia. Cabe destacar que la operación de estos equipos se da a altas densidades de corriente (entre 0.5 y 2.5 A/ Cm^2), con voltajes de celda que oscilan entre 1,7 y 2,1 V.

2.2.4.1 Componentes de celdas y diseño de pila.

En el núcleo y con un grosor de entre 100-175 μm se encuentra la membrana compuesta por un polímero de ácido perfluorosulfónico (PFSA) usada tradicionalmente como electrolito sólido [9]. Entre sus principales características es importante mencionar su elevada conductividad de protones, alta estabilidad química, mecánica, térmica y baja permeabilidad a los gases. En cuanto al límite térmico, es importante mencionar que a temperaturas superiores a 373°K estas membranas tienden a perder agua provocando, por consiguiente, una pérdida en la conductividad de protones, viendo también afectada su estabilidad mecánica producto de una eventual distorsión irreversible del ionómero [8].

La siguiente figura tiene por objetivo el presentar un diseño típico de celda para un electrolizador tipo PEM.

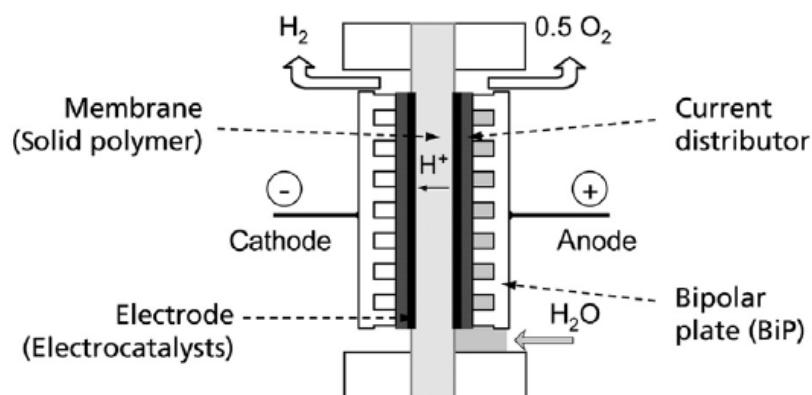


Fig.2.4 Principales Componentes de Celda PEM. Fuente: [8].

El corazón de esta tecnología se compone por la conjunción entre la membrana y los electrodos, conocida comúnmente como MEA. Estos últimos están compuestos por una estructura de catalizador poroso parcialmente rellena con el ionómero de la membrana, con el fin de facilitar el transporte de protones y electrones. Comúnmente se emplean metales preciosos como el platino e iridio en los catalizadores presentes en el cátodo y ánodo respectivamente [8].

Otro elemento presente en el diseño de la celda electrolítica presentado en la figura 3.4 corresponde al colector de corriente. Situado entre el corazón del electrolizador y la placa bipolar, presente tanto en el lado del ánodo como del cátodo, se encarga de permitir el transportarte de electrones hacia la capa catalítica, así como también de facilitar el flujo de agua desde la placa bipolar a la capa catalítica y el transporte de gases desde la capa catalítica a la placa bipolar.

La composición de la placa colectora porosa contempla la utilización de titanio en lado del ánodo debido principalmente a su excelente resistencia a la corrosión. En el lado del cátodo donde la corrosión no es un problema la solución más simple en usar materiales porosos a hechos a base de carbono, ya que el grafito presenta una estabilidad mucho mayor que la mayoría de los metales en presencia de hidrógeno.

Finalmente, en la capa más externa se encuentran las placas bipolares ubicadas entre celdas adyacentes, una de sus funciones principales es la de separar físicamente los gases y conducir la corriente eléctrica de una celda a la siguiente, proporcionando una ruta de suministro y evacuación para el agua reactiva.

2.2.4.2 Disposición del sistema.

La configuración básica puede ser observada en siguiente figura, se podrá apreciar cierta similitud a la de una unidad de tipo alcalino presentada en la figura 3.4, no obstante, la disposición del sistema PEM es más simple debido a la ausencia de las sustancias que componen el electrolito líquido.

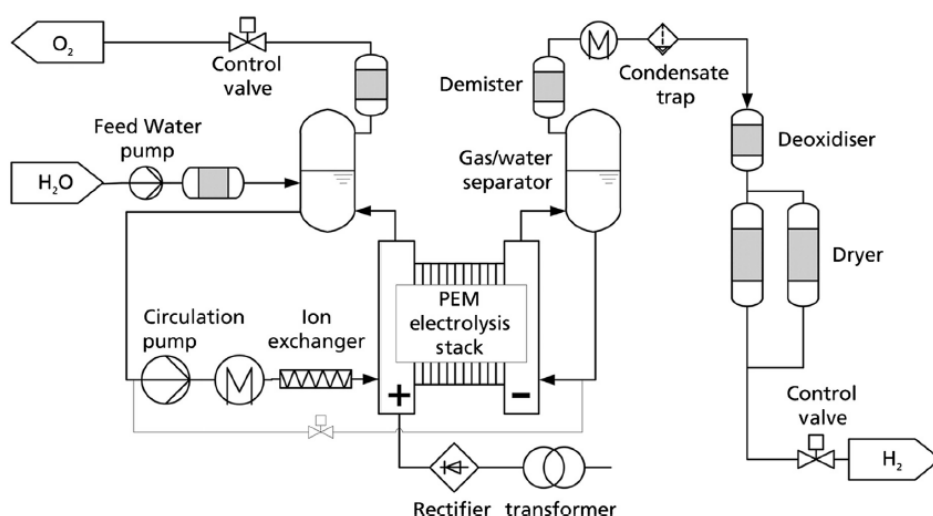


Fig.2.5 Disposición Típica del Sistema en un Electrolizador Tipo PEM.

Fuente: [8].

- La electrónica de potencia en la entrada del electrolizador consta de un transformador y un rectificador, encargado de convertir la corriente CA en una CC regulada.
- El suministro de agua se realiza mediante la bomba (Circulation Pump), por el lado del ánodo al separador de agua/gas, opcionalmente se puede implementar un intercambiador de iones como una etapa de purificación del agua, con el objetivo de aumentar su conductividad o suministrar agua des ionizada.
- Es en el separador de gas/agua donde se produce un flujo de circulación a baja presión en el lado del oxígeno, estos separadores incorporan intercambiadores de calor con el fin de mantener una temperatura controlada del fluido ya que como se mencionó en 3.3.5, la membrana usada como electrolito solido es propensa a la deshidratación a altas temperaturas viéndose afectada su integridad estructural. Luego el oxígeno fluye a través de un filtro encargado de separar las partículas eliminando gotas y aerosoles del flujo de gas.
- En el lado de producción de hidrogeno, se incorpora de igual manera un separador de gas con realimentación de líquido en el hacia el cátodo, así como intercambiadores de calor y filtros (demister) encargados de eliminar partículas presentes en el flujo de gas.
- Una etapa más avanzada incorpora una trampa de condensación, permitiendo reducir así el punto de rocío del gas, implementando un sistema de purificación y secado del gas hidrogeno para poder ser utilizado y llevado a una etapa posterior de compresión.

2.2.5 Comparación y Costos electrolizadores.

A pesar de su actual desarrollo tecnológico y disponibilidad en el mercado los electrolizadores de agua alcalina y PEM aún se consideran tecnologías con elevados valores desde perspectivas de CAPEX Y OPEX en comparación a la producción de hidrógeno basada en el uso de combustibles fósiles, no obstante, se prevé que el constante desarrollo e inversión futura permita amortiguar considerablemente el impacto económico en la implementación de proyectos futuros.

En cuanto a los electrolizadores AEM y de óxido sólido, representan un escenario más desafiante en la reducción de sus costes, ya que actualmente se encuentran en etapa de desarrollo y su masificación aún no alcanza niveles significativos para ser considerados como una alternativa a las dos primeras tecnologías mencionadas anteriormente [10].

De igual modo es importante mencionar como características importantes que la degradación del sistema corresponde a un 0.5 % anual aproximadamente y un consumo de agua aproximado de 9 litros/ kg de hidrógeno.

La tabla 2.1 presenta las características principales de electrolizadores a la fecha y las esperadas al año 2050 con el fin de hacer de estos una tecnología más competitiva con valores significativamente más reducidos.

Tabla 2.1 Indicadores claves de rendimiento electrolizadores Alcalinos y PEM año 2020-2050.
Fuente: Elaboración propia en base a [10]

Año	2022	2022	2050	2050
Electrolizador	Alcalino	PEM	Alcalino	PEM
Densidad de corriente nominal	0,2-0,8 A/cm^2	1-2 A/cm^2	< 2 A/cm^2	4-6 A/cm^2
Rango de voltaje	1,4-3 V	1,4-2,5 V	< 1,7 V	< 1,7 V
Temperatura de Operación	70-90°C	50-80°C	>90 °C	80°C
Presión de celda	< 30 bares	≤ 30 bares	>70 bares	>70 bares
Rango de carga	15%-100%	5%-120%	5%-300%	5%-300%
Pureza de H_2	99,9%-99,9998%	99,9%-99,9999%	>99,9999%	99,9%-99,9999%
Eficiencia de voltaje (LHV)	50%-68%	50%-68%	>70 %	>80 %
Eficiencia eléctrica (pila)	47-66 kWh/kg H_2	47-66 kWh/kg H_2	< 42 kWh/kg H_2	< 42 kWh/kg H_2
Eficiencia eléctrica (sistema)	50-78 kWh/kg H_2	50- 83 kWh/kg H_2	< 45 kWh/kg H_2	< 45 kWh/kg H_2
Vida útil (pila)	60.000 hrs-90.000 hrs	50.000-80.000 hrs	100.000 hrs	100.000-120.000 hrs
Tamaño de unidad pila	1 MW	1 MW	10 MW	10 MW
Arranque en frio (a carga nominal)	< 50 minutos	< 20 min	<30 minutos	< 5 min
Costo capital (pila) Mínimo 1 MW	270 USD/KW	400 USD/KW	< 100 USD/KW	100 USD/KW

Costo capital (sistema) mínimo 10 MW	USD 500- 1000/ kW	USD 700- 1400/ kW	< 200 USD/KW	< 200 USD/KW
---	-------------------	----------------------	--------------	--------------

Para una mejora en la eficiencia de electrolizadores alcalinos se plantea particularmente un rediseño en la composición de catalizadores, aumentar el área de electrodos y reducir el tamaño de los diafragmas, en el que la implementación de materiales alternativos podría impactar significativamente en el CAPEX de esta tecnología. Referente a electrolizadores PEM, los principales polos de desarrollo se centran en la reducción de cantidades de catalizador, sustituir recubrimientos en placas bipolares con el fin de reducir costos y aumentar el área activa de los electrodos.

La figura 2.6 presenta un desglose de costos para el sistema completo de electrolisis tipo PEM, donde se puede apreciar por un lado que aproximadamente el 55 % del valor de un sistema corresponde al balance de planta, conformado por equipos auxiliares necesarios en la etapa de producción tal y como se detalló en 3.3.6. En cuanto a la pila electrolítica el costo asociado es de un 45 % aproximadamente, donde la placa bipolar tiene un mayor costo asociado a la construcción de la pila. Respecto a electrolizadores alcalinos los porcentajes en valores de pilas y balance de planta son similares, no obstante, el mayor componente de valor para la pila está representado por el diafragma y electrodos.

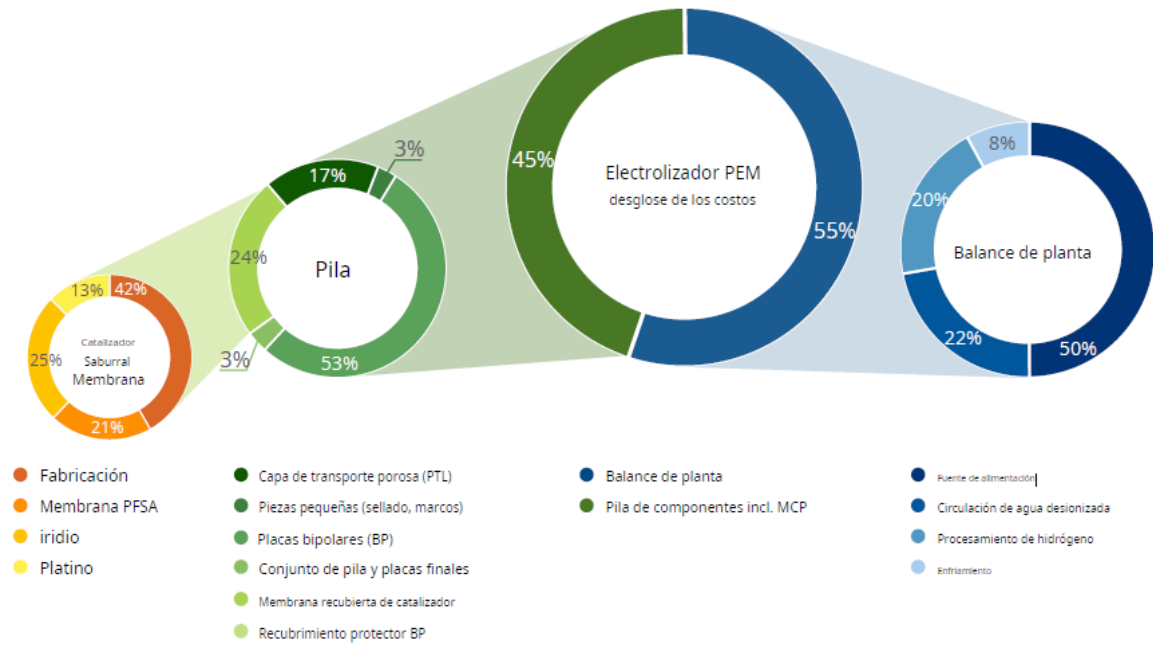


Fig.2.6 Desglose de costos para un Sistema Electrolizador PEM de 1 MW. Fuente: [10].

Al igual que en la tabla 2.1, la siguiente tabla tiene por objetivo el presentar las características principales de electrolizadores AEM Y Óxido solido a la fecha y las esperadas al año 2050.

Tabla 2.2. Indicadores claves de rendimiento electrolizadores AEM Y Óxido Solido año 2020-2050. Fuente: Elaboración propia en base a [10].

Año	2022	2022	2050	2050
Electrolizador	AEM	Óxido Solido	AEM	Óxido Solido
Densidad de corriente nominal	0,2-2 A/cm ²	0.3-1 A/cm ²	< 2 A/cm ²	>2 A/cm ²
Rango de voltaje	1,4-2 V	1-1,5 V	< 1.48 V	< 1,7 V
Temperatura de Operación	40-60°C	700-850°C	>80 °C	< 600°C
Presión de celda	< 35 bares	1 bar	>20 bares	>70 bares
Rango de carga	5%-100%	30%-120%	5%-200%	0%-200%
Pureza de H ₂	99,9%-99,9998%	99,9%	>99,9999%	99,9999%
Eficiencia de voltaje (LHV)	52%-67%	75%-85%	>75 %	>85 %
Eficiencia eléctrica (pila)	51.5-66 kWh/kg H ₂	35-50 kWh/kg H ₂	< 42 kWh/kg H ₂	< 35 kWh/kg H ₂
Eficiencia eléctrica (sistema)	57-69 kWh/kg H ₂	40- 50 kWh/kg H ₂	< 45 kWh/kg H ₂	< 40 kWh/kg H ₂
Vida útil (pila)	> 5000 hrs	< 20.000 hrs	100.000 hrs	80.000 hrs
Tamaño de unidad pila	2.5 kW	5 kW	2 MW	200 MW
Arranque en frio (a carga nominal)	< 20 minutos	< 600 min	<5 minutos	< 300 min
Costo capital (pila)				
Mínimo 1 MW	Desconocido	2.000 USD/KW	< 100 USD/KW	200 USD/KW
Costo capital (sistema)				
mínimo 10 MW	Desconocido	Desconocido	< 200 USD/KW	< 300 USD/KW

2.3 Compresión.

Debido al bajo valor calorífico volumétrico del hidrógeno (0,003 kWh/l) en comparación con otros portadores de energía como el diésel (10 kWh/l) y el carbón (12,9 kWh/l), se hace necesaria una etapa de compresión, ya que naturalmente es un gas muy ligero, necesitando de este modo una gran cantidad de espacio para ser almacenado o transportado [17].

El método más utilizado en el almacenamiento de este gas radica en la utilización de compresores, logrando de este modo disminuir su volumen, aumentando la densidad energética de este.

Actualmente dos son las categorías de compresores de hidrógeno, correspondientes a compresores mecánicos y no mecánicos, representados esquemáticamente en la siguiente figura.

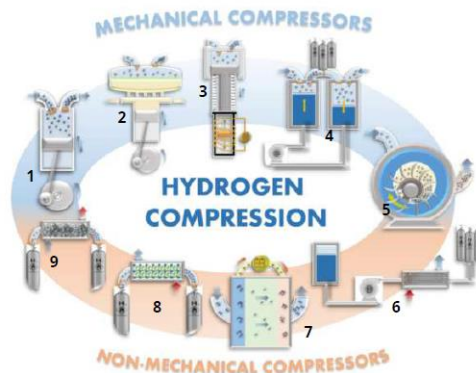


Fig.2.7 Subdivisión para distintos tipos de compresores. Fuente: [18].

En la figura se logra apreciar que el tipo de compresores mecánicos se subdivide en 4 grupos principales, siendo estos compresores de pistón alternativos (1), compresores de diafragma (2), compresores lineales (3), compresores de pistones líquidos (4) y compresores rotativos líquidos (5), ordenados de menor a mayor. Respecto a los compresores no mecánicos, su agrupación corresponde en primer lugar a compresores criogénicos de hidrógeno (6), compresores electroquímicos (7), compresores de hidrógeno de hidruro metálico de una etapa (8) y compresores de adsorción (9), [18].

Sin embargo, las aplicaciones comerciales existentes generalmente se limitan a compresores de pistón alternativo (1), de diafragma (2) y a compresores pistón líquido (4).

En lo que respecta a compresores de pistón alternativos, estos son utilizados cuando se requieren presiones de hidrógeno superiores a 30 bar, empleando configuraciones de una o varias etapas en función de la relación de presión requerida definida por el fabricante para la aplicación deseada, estos compresores no se posicionan como la mejor opción para caudales altos, debido a las altas fuerzas de inercia que requieren la utilización de componentes más grandes y pesados.

Como desventajas al poseer gran cantidad de partes móviles se aumenta el costo capital del sistema y opex, además de requerir altos niveles de pureza en el gas para evitar la condensación de este, así como también el alto nivel de vibraciones y niveles de ruido asociados al funcionamiento del sistema.

Con respecto a los compresores de diafragma, a diferencia de los de pistón poseen un diafragma que genera una aislación entre las piezas mecánicas de este y el gas. Su composición radica básicamente en un pistón, una válvula de admisión que permite la entrada de admisión en la que se produce la entrada del gas, una válvula de escape, una biela y un cigüeñal. Como desventaja para este tipo de tecnología se tiene una reducción de la vida útil debido a las altas tensiones mecánicas y el requerimiento de un diseño sofisticado para evitar fallas prematuras del diafragma [18].

Por último, los compresores de pistón líquido se posicionan como una tecnología relativamente reciente, basada en la utilización de líquidos para comprimir directamente el gas sin necesidad de sellos deslizantes o mecánicos. A pesar de las ventajas respecto a otros compresores, como un menor consumo energético y ruido, actualmente existen varios inconvenientes que dificultan su aceptación en el mercado, como los altos costes de mantenimiento debido a la potencial corrosión de los líquidos iónicos, posibles problemas de cavitación en el caso de que se genera una fuga de gas en la sección del líquido, etc.

Es por esto que en la actualidad las únicas tecnologías viables para aplicaciones de hidrógeno radican se limitan a compresores de pistón y de diafragma, siendo estos últimos los mejor posicionados para la aplicación de interés.

Referente al gasto capital para estos equipos, este se ve representado por un parámetro de coste basado en el flujo másico de hidrógeno a comprimir y diferencia de presión entre una entrada y la salida deseada. Cuanto mayor sea la tasa de flujo y diferencia de presión que debe superarse, se asumen mayores costes. Basado en [18] y [19], se presenta la siguiente ecuación adaptada que permite estimar el costo capital del sistema de compresión incluidos los componentes auxiliares como sistema de refrigeración y control, comúnmente usados en la industria de las energías renovables, con un OPEX aproximado de un 5%.

$$Capex \left[\frac{USD}{kg \text{ H}_2/h} \right] = B * \left(\frac{m}{m_{ref}} \right)^b * \left(\frac{\frac{P_0}{P_i}}{p_{ref}} \right)^c * \left(\frac{P_0}{p_{ref}} \right)^d \quad (2.7)$$

Donde:

- m : Flujo másico de hidrógeno [kg/h].
- m_{ref} : Flujo másico de referencia 50 [kg/h].
- P_0 : Presión de almacenamiento (deseada) [bar].
- P_i : presión de entrada (salida del electrolizador), [bar].
- p_{ref} : Presión entrada de referencia 30 [bar].
- B : 300.000 €
- b : 0,66
- c : 0,25
- d : 0,25

En cuanto al consumo energético, la literatura indica un modelo aproximado de compresión adiabática con una eficiencia eléctrica del 50%, considerando los sistemas auxiliares. A continuación, la siguiente tabla ilustra los principales resultados referente al consumo energético del sistema a diferentes presiones.

Tabla 2.3. Consumo energético estimado para proceso de compresión.
Fuente: Elaboración propia en base a [19].

Presión de entrada	Presión de salida	Numero de etapas	Consumo energético
Atmosférica	200	4	5 kWh / kg
	500	5	6,3 kWh / kg
30 Bar.	200	2	1,7 kWh / kg
	500	3	2,7 kWh / kg
15 Bar.	200	2	2,4 kWh / kg
	500	3	3,5 kWh / kg
60 Bar.	200	1	1,1 kWh / kg
	500	2	2,0 kWh / kg

2.4 Almacenamiento.

El método considerado para este análisis se basa en el almacenamiento estacionario para gas comprimido ya que actualmente se posiciona como el más desarrollado en la industria. En la actualidad cinco son los tipos de tanques utilizados para el almacenamiento de hidrógeno, donde sus características varían en función de los materiales empleados en su construcción y las presiones admisibles [16].

Tabla 2.4. Tipos de tanque para almacenamiento de hidrogeno. Fuente: [16].

Tipo de Tanque	Presión máxima admitida [Bar]	Construcción	Aplicaciones
Tipo I	300	Completamente de acero o aluminio	Estacionarias como laboratorios o uso en industria química.
Tipo II	200	Aluminio recubierto parcialmente con fibra de vidrio	Estacionarias como hidrogeneras
Tipo III	700	Aluminio recubierto completamente con fibra de vidrio o carbono	Móviles como vehículos con celdas de combustible
Tipo IV	700	Fibra de carbono con revestimiento polimérico	Móviles como vehículos con celdas de combustibles
Tipo V	1000	Únicamente fibra de carbono	Investigación, industria aeroespacial

2.5 Pilas de Combustible.

Al igual que un electrolizador, una celda de combustible es un dispositivo electroquímico. A diferencia de este, su función principal es producir electricidad a partir del uso de elementos químicos como el hidrógeno y oxígeno o en su defecto combustibles ricos en hidrógeno [1]. La composición de una pila de combustible radica en un conjunto de celdas, en el que “cada celda está compuesta por dos electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito, en el cual el ánodo es alimentado por hidrógeno y el cátodo por oxígeno” [3].

En este sistema el catalizador es el encargado de separar los electrones de los protones presentes en la molécula de hidrógeno, así cada tipo de partícula recorre un camino diferente en dirección al cátodo, el camino recorrido por los electrones se realiza a través de un circuito externo dando lugar a energía eléctrica. En cuanto al desplazamiento de protones, este es realizado a través del electrolito. Finalmente, en el cátodo las partículas (electrones y protones) se reúnen y reaccionan con el oxígeno produciendo agua y calor [3]. En la siguiente figura se presenta el diagrama clásico para una celda de combustible.

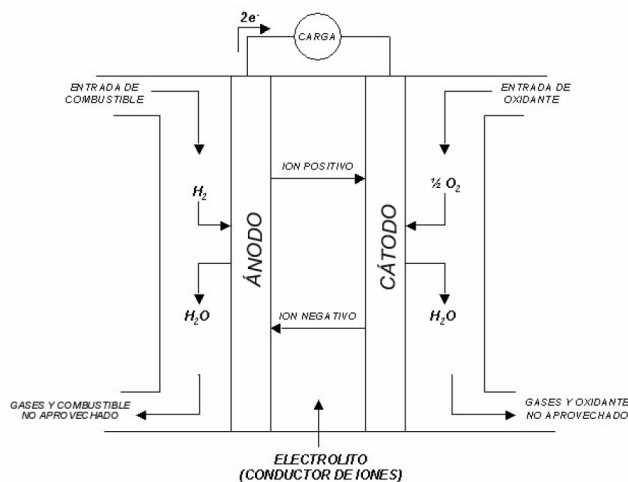


Fig.2.8. Esquema básico del funcionamiento de una pila de combustible. Fuente [6].

A continuación, se mencionarán las ecuaciones más relevantes que determinan tanto la potencia eléctrica producida por una celda de combustible y la eficiencia [5].

La potencia eléctrica producida por una celda de combustible queda determinada por la siguiente ecuación.

$$p_{celda} = N * V_C * I_c \quad (2.8)$$

Donde:

N = número de células en serie de la celda.

V_C = Voltaje de la célula [V].

I_c = Corriente de la Célula [A].

En lo que respecta a la eficiencia eléctrica de la celda, esta quedará determinada mediante la siguiente expresión.

$$\eta_{celda} = \frac{p_{celda}}{m * LHV_{H_2}} \quad (2.9)$$

Con:

η_{celda} = Eficiencia de la celda de combustible

LHV_{H_2} = poder calorífico bajo del hidrogeno (33,3 Kwh/Kg)

m = Flujo másico del hidrogeno (Kg/h)

p_{celda} = Potencia suministrada por celda de combustible (Kw)

2.5.1. Tipos de Celdas de Combustible.

En la actualidad existen diversos tipos de pilas de combustible, estas pueden ser diferenciadas según su composición, electrolito empleado, temperatura de operación y rangos de potencia entre otros. Según el tipo de tecnología empleada en su construcción, estas pueden aceptar diversos grados de pureza del hidrógeno suministrado, siendo característicamente más eficientes las que emplean una mayor pureza de este elemento, esta cualidad hace a una celda más o menos idónea dependiendo de la aplicación [6]. Según el tipo de electrolito se presentarán a continuación los tipos de pilas de combustible existentes.

I) Ácido fosfórico (PAFC):

Comúnmente, la fuente de combustible en la utilización este tipo de pilas se basa en hidrocarburos como el gas natural o el metano que deben pasar previamente por un proceso de reformado para extracción de la molécula hidrógeno, pudiendo suministrar de igual modo hidrógeno puro sin la necesidad de pasar por un proceso de reformado. A diferencia de las celdas alcalinas la presencia de CO_2 , no reacciona con el electrolito, pudiendo aceptar hidrogeno con pequeños contenidos de impurezas provenientes del proceso de reformado[7], del cual se obtiene principalmente hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y otros compuestos.

La temperatura típica operacional asociada a este tipo de celda ronda entre los 150 °C y 200 °C, garantizando así una buena conductividad iónica en el electrolito.

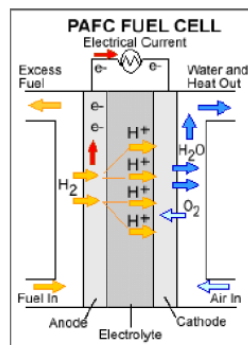


Fig.2.9 Esquema básico de una pila de combustible PAFC. Fuente [20]

Su composición se basa en la implementación de un electrolito de ácido fosfórico a una concentración del 100% contenido en una matriz de carburo de silicio, utiliza electrodos de carbono poroso que contienen platino. La principal ventaja en la utilización de este ácido radica en la presentar una alta estabilidad termoquímica y volatilidad muy baja a altas temperaturas, posicionándolo como el único ácido inorgánico empleado como electrolito en pilas de combustible.

Las reacciones presentes en los electrodos son:



II) Polímetro solido o membrana de intercambio protónico (PEMFC):

Este tipo de celda de combustible es utilizado mayoritariamente en aplicaciones de pequeño y mediano tamaño. El uso de esta tecnología dentro del mercado se ve impulsada por lo avanzado de su tecnología y la baja relación peso/volumen con respecto a la energía producida, lo cual las hace ideales para aplicaciones de automoción [3]. En cuanto a su temperatura de operación esta es relativamente baja, rondando los 80 grados Celsius y no superando los 120 grados, debido a operación a bajas temperaturas las reacciones que se llevan a cabo en los electrodos son más lentas, por lo que es necesario que estos tengan un alto contenido de sustancias catalizadoras. Como consecuencia de esto, un factor a considerar radica en la composición de sus electrodos, ya que al ser de platino nanodispersado, hacen que el precio de este tipo de celda sea elevado, este material presente en el electrodo también cumple la función de actuar como catalizador [3]. A continuación, se presenta un esquema simplificado de una celda de combustible tipo PEMFC.

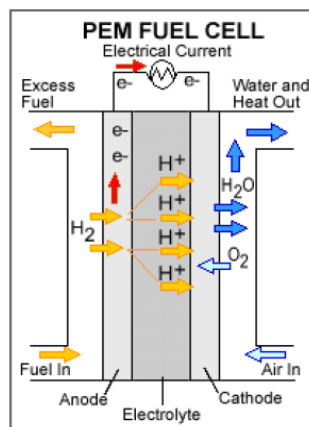


Fig.2.10 Esquema básico de una pila de combustible PEMFC. Fuente [20]

Este tipo de celda emplea un electrolito formado por una membrana polimérica compuesta de grupos sulfónicos CF_2 , en el que los protones H^+ saltan [3]. Una de las ventajas de esta celda es su bajo nivel de corrosión producto de su operación, ya que el único líquido presente es agua, no obstante, el nivel de agua presente en el interior debe respetar un estrecho margen, ya que, si el agua que se forma como consecuencia de las reacciones presentes en el cátodo se evapora más rápido de lo que se genera, el funcionamiento del sistema empeora debido a la deshidratación de la membrana [6]. El aire suministrado por la celda que pasa por el cátodo es extraído del ambiente, ya que el dióxido de carbono no representa un peligro de envenenamiento para la membrana.

Las reacciones presentes en los electrodos son:



III) Oxido solido (SOFC):

A diferencia de otras celdas de combustible, esta posee la particularidad de poder ser alimentada por otros tipos de combustibles para producir energía eléctrica, lo cuales pueden ser combustibles fósiles como el gas natural y el hidrogeno suministrado generalmente es obtenido por reformado ya que al igual que las pilas de carbonatos fundidos las altas temperaturas de operación permiten realizar el reformado de combustibles en el propio ánodo, favoreciendo de igual modo la cinética de las reacciones de oxidación-reducción en los electrodos, eliminando así la necesidad de emplear catalizadores costosos [6].

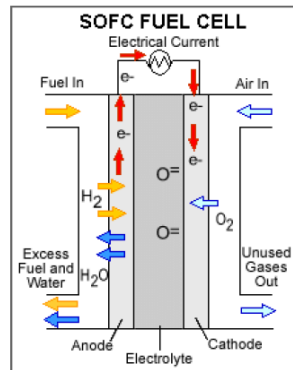


Fig.2.11 Esquema básico de una pila de combustible SOFC. Fuente [20]

De la figura, es importante mencionar que el electrolito está formado por una membrana sólida de cerámica no porosa de óxido de zirconio ZrO_2 . Su temperatura de operación es cercana a los 1000 grados Celsius

Las reacciones presentes en los electrodos son:



IV) Carbonato fundido (MCFC):

Una característica relevante de este tipo de celda es que pueden no utilizar directamente el hidrogeno para su funcionamiento, sino CO_2 , generalmente procedente de gas natural o carbón gasificado [3], esto debido a que las altas temperaturas de operación permiten in reformado interno para este tipo de pilas.

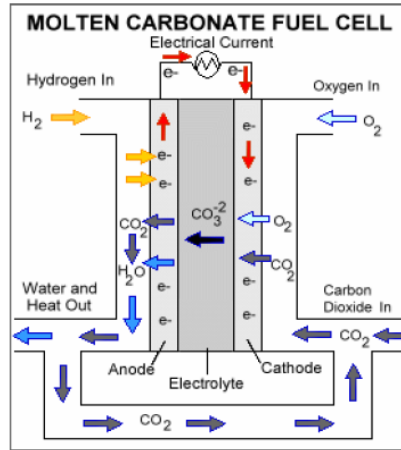


Fig.2.12 Esquema básico de una pila de combustible MCFC. Fuente [20]

Utilizan un electrolito compuesto por una sal de carbonato fundido, suspendido en una cerámica de óxido de aluminio y litio $LiAlO_2$, operan a temperaturas superiores a los 650 grados Celsius, por lo que no necesitan catalizadores basados en metales preciosos (generalmente se implementa níquel como alternativa al platino). A diferencia de las celdas de combustible alcalinas, ácido fosfórico y de membrana de intercambio de protones, estas no requieren de un reformador externo para convertir combustibles energéticamente densos en hidrogeno, debido a que la alta temperatura de operación hace que estos se descompongan en hidrogeno por si mismos dentro de la celda mediante un proceso denominado reformado interno

Las reacciones presentes en los electrodos son:



V) Pilas de combustible alcalinas (AFC):

Constituyen una de las primeras tecnologías basadas en el uso de hidrógeno para alimentar cargas eléctricas en ser desarrolladas. Sus primeras aplicaciones datan de los años 60, siendo utilizadas en vehículos espaciales [6]. La alta eficiencia asociada a esta tecnología se debe al ambiente en el que se produce la reacción, ya que al ser alcalino se favorece la “cinética química de la reacción de reducción del oxígeno a baja temperatura” [6], en particular este tipo de tecnologías presenta una eficiencia que ronda entre el 60% - 70% de eficiencia y su temperatura de operación dependerá de la concentración del electrolito empleado. Los primeros modelos emplearon un 85% de concentración operando a temperaturas de 250°C, desarrollando modelos capaces de operar a temperaturas inferiores a 120 °C con concentraciones de entre 35% y 50%.

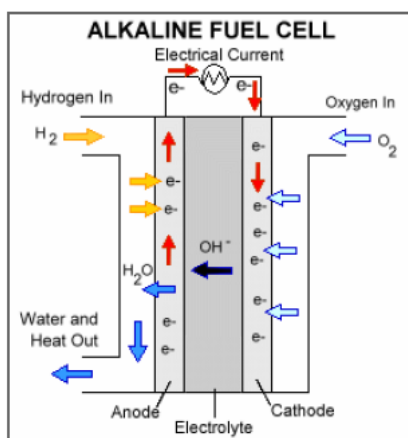


Fig.2.13 Esquema básico de una pila de combustible AFC. Fuente [20]

A diferencia de la celda PEM, el transporte de carga realizado través del electrolito se produce en dirección opuesta, el electrolito empleado para esta tecnología corresponde a una disolución acuosa de hidróxido de potasio KOH. En cuanto a los electros catalizadores, no son necesarios los de metales nobles, pudiendo emplear elementos como Níquel, Plata, óxidos metálicos, no obstante, generalmente los electrodos se componen de carbono poroso dopados con platino [6] y [7].

Un aspecto relevante a considerar es la utilización de gases de alta pureza para su correcto funcionamiento, así como lo son el hidrógeno y el oxígeno suministrado en la celda, ya que la presencia de CO_2 en esta, eventualmente ocasionaría una reacción con el electrolito presente, produciendo depósitos sólidos de carbonato de potasio sobre los electrodos porosos, afectando su correcto funcionamiento y reduciendo su eficiencia, debido a esto surge la necesidad de incluir tanques de oxígeno puro para su correcta utilización [7].

Las reacciones presentes en los electrodos son:



Definidos los tipos de celda de combustible y mencionadas sus principales características a continuación se presenta la siguiente tabla en la que se resumen algunas de estas.

Tabla 2.5 Características principales celdas de combustible. Fuente: Elaboración propia en base a [6].

Tipo Celda	T° Op.	Electrolito	Tamaño típico	Eficiencia Típica	Aplicaciones Eléctricas	Ventajas	Desventajas
Polímero o Sólido (PEMFC)	<120 °C	Polímero Sólido.	>1 kW- 100 Kw	60%	- Energía de respaldo. -Energía portable. -Generación distribuida. -Generación estacionaria. -Transporte. -Vehículos especiales.	- El electrolito sólido reduce la corrosión y problemas de manejo. -Operación a baja temperatura (bajo mantenimiento de la pila). -Partida rápida y seguimiento de carga. - Alta eficiencia	- Catalizadores Costosos. -Sensible a impurezas del combustible.
Alcalina (AFC)	< 100° C	Solución acuosa de hidróxido de potasio.	1 kW-100 kW	60%	-Militar. -Espacial -Energía de respaldo. -Transporte.	- Bajo costo de componentes (debido a alto rango de materiales estables) -Operación a baja temperatura -Partida rápida	- Sensible al CO₂ en el combustible y aire.
Ácido fosfórico (PAFC)	150-200 °C	Ácido fosfórico líquido.	5-400 kW (PAFC Líquido) < 10 kW (Membrana polimérica)	40%	-Generación distribuida. -Generación estacionaria.	- Mayor tolerancia a las impurezas del combustible - Adecuada para cogeneración	-Tiempo de arranque prolongado. -Catalizadores costosos. -Baja corriente y potencia, gran peso y volumen.
Carbonato fundido (MCFC)	600-700°C	Solución líquida de litio, sodio y potasio.	300 kW - 3 MW	50%	-Generación estacionaria. -Generación distribuida.	- Alta eficiencia -Flexibilidad de combustible. -Adecuada para cogeneración -Bajo costo de catalizadores	- Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura. -Tiempo de arranque prolongado. -Baja densidad de potencia.
Óxido sólido (SOFC)	500-1000° C	Óxido de zirconio sólido.	1 kW - 2 MW	60%	-Generación estacionaria. -Generación distribuida.	-Alta eficiencia. -Flexibilidad de combustible. -Adecuada para cogeneración. -Bajo costo de catalizadores.	- Corrosión y ruptura de componentes de celda por alta temperatura. -Tiempo de arranque prolongado. -Limitado número de detenciones.

2.6 Discusión y Conclusiones.

Basado en la sustentabilidad y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el proceso de generación y/o conversión energética, la revisión realizada posiciona al proceso de electrólisis del agua para la obtención de hidrógeno verde. Las principales tecnologías asociadas al proceso corresponden a electrolizadores alcalinos y PEM, seguidos de electrolizadores tipo AEM Y de óxido sólido con un bajo nivel de desarrollo, donde las características más relevantes se indican en la tabla 2.1 y 2.2. En cuanto al nivel de desarrollo, autores como [7], [2], [10] y [8], coinciden en que la tecnología más madura y que requiere de una menor inversión de capital corresponde a la alcalina, no obstante, la tecnología PEM presenta características atractivas para la aplicación.

Respecto a las tecnologías de compresión y almacenamiento del proceso, estas se posicionan como relativamente maduras, donde los principales compresores utilizados en la aplicación deseada corresponden a los de diafragma y de pistón alternativo. En cuanto a los tanques de almacenamiento para hidrógeno, estos pueden clasificarse según su tipo de composición y presión admitida (ver tabla 2.3).

En una última instancia la revisión realizada, muestra las tecnologías existentes para la realización del proceso de electrólisis inversa, siendo las celdas de combustible de polímero sólido, alcalinas, de ácido fosfórico, de carbonato fundido y de óxido sólido las revisadas a lo largo de este capítulo.

Dada la revisión presentada a lo largo de este capítulo, finalmente se puede concluir que la tecnología más apropiada para la aplicación en el sistema de electrólisis y electrólisis inversa corresponde al sistema PEM, ya que algunas características como una rápida partida, operación a bajas temperaturas y respuesta dinámica ante el cambio de carga, soportando altas densidades de corriente, la posicionan como la alternativa más adecuada.

En cuanto al sistema de compresión y almacenamiento se estableció el uso de compresores de diafragma y estanques de almacenamiento tipo I como la mejor alternativa, dada su madurez tecnológica en conjunto con las características técnicas asociadas al tipo de aplicación.

Capítulo 3. Dimensionamiento Óptimo.

3.1 Introducción.

El correcto dimensionamiento de un sistema dedicado a la producción y almacenamiento de hidrógeno verde para la realización de arbitraje eléctrico, involucra en una primera instancia una etapa de análisis previa que tiene por objetivo el determinar una localización óptima. Es por esto que en el presente capítulo se abarcarán en primera instancia los aspectos más relevantes asociados al caso de estudio, ya que estos representarán los datos de entrada para la evaluación del sistema, tal y como lo son los datos de generación eólica y precio de energía en el punto de inyección.

Definido todo esto se empleará una metodología de dimensionamiento para tres etapas fundamentales del proceso, las cuales son la potencia del sistema de electrólisis, capacidad del sistema de almacenamiento y potencia eléctrica del sistema de celda de combustible.

Para esto en primera instancia se define la función objetivo en función de los ingresos esperados y los gastos del sistema (CAPEX y OPEX) buscando maximizar las utilidades derivadas de la venta de energía. La importancia de realizar un correcto dimensionamiento radica en el elevado costo capital para los sistemas de electrólisis y electrólisis inversa, ya que, si bien hoy en día estas tecnologías no se posicionan como la alternativa más económica, se espera que las mejoras en los electrolizadores y economías de escala impulsen una mayor competencia que contribuyan a reducciones significativas en cuanto al costo de los principales equipos mencionados [21].

3.2 Definición Caso base.

Como base del estudio y previo a la etapa de optimización, es importante definir claramente aspectos básicos que tienen por objetivo lograr un mejor entendimiento de las principales entradas para el modelo de optimización.

Bajo el eje fundamental de realizar un correcto aprovechamiento del recurso eólico, en el capítulo primero, figura 1.1 se presentaron los niveles de vertimiento esperados para centrales de energía renovables, de la cual se puede desprender que los niveles de vertimiento más críticos asociados a centrales eólicas se ubican en las regiones del Biobío y Los Lagos, no obstante, es de interés el evaluar la primera región con respecto a la segunda. Esto justificado principalmente en la hipótesis de que los mayores niveles de vertimiento presentados en la figura 1.1 y asociados al bloque horario noche para Los Lagos, representarían mayores restricciones técnicas para la inyección de energía en la red ya que estos sobrepasan con creces a los indicados para la octava región, siendo específicamente el bloque horario mencionado, el destinado a la venta de energía debido al alto precio asociado.

Basado en el análisis anterior, el dimensionamiento óptimo del sistema se realizará para un parque eólico hipotético de 100 MW modelado en base a mediciones de viento mediante la herramienta explorador eólico entregada por el ministerio de energía y compuesto por 20 aerogeneradores de 5 MW modelo Gamesa G132 con una altura de datos de 120 metros y un factor de planta asociado de 40,3% con un promedio de generación anual de 17.630.747 kWh por aerogenerador y un total de 352.851.301 para el parque eólico hipotético (para mayor información revisar anexo 1).

En cuanto a la ubicación asociada, se estableció como pionera una localización próxima a Renaico debido a dos factores, el principal radica en la información entregada por la comisión nacional de energía, que mediante el documento denominado “Propuesta de expansión de la transmisión, enero 2022” se identifican los puntos más críticos del sistema, siendo el tramo charrúa-Chiloé el más crítico, identificando posibles puntos de congestión en torno a la localidad de Mulchén. Otro de los factores se asocia al recurso eólico disponible, posicionando los mejores factores de planta en una localidad próxima a Renaico tal y como se muestra en la siguiente figura.

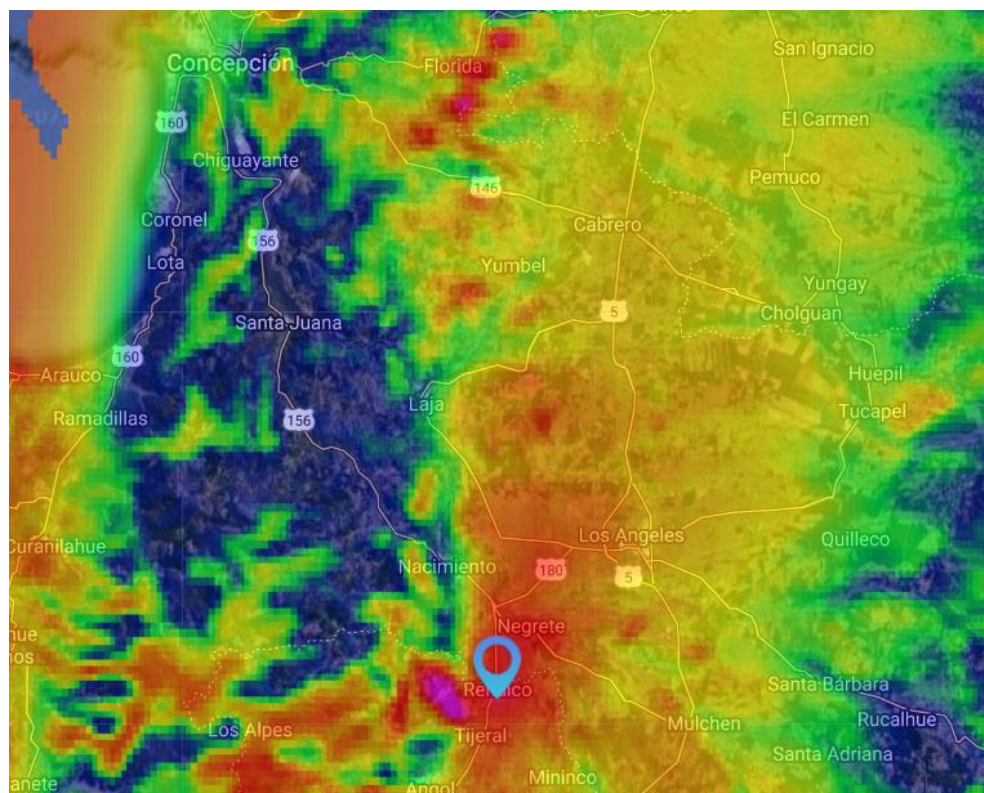


Fig.3.1 Mapa velocidad del viento (m/s). Fuente [23].

En la figura se puede apreciar la presencia del recurso para la zona de interés emplazada en la región del Biobío, en la que los colores representan la velocidad del viento asociada, tal y como se indica en la siguiente tabla.

Tabla 3.1 Velocidad del viento asociado a colores dispuestos en geografía de mapa. Fuente: Elaboración propia

Color	Velocidad del viento [m/s]
Verde	5
Amarillo	6
Naranja	7
Rojo	8
Violeta	9

Definida la zona de interés y los niveles de vertimiento esperados para la región (presentes en figura 1.1 y tabla 1.1, cap. 1), se procede a realizar el cruce de generación vs vertimiento asociados a un parque eólico típico de 100 MW, definiendo de este modo el principal dato de entrada para la evaluación del sistema, esto con el fin de cuantificar satisfactoriamente la cantidad de energía que no podrá ser inyectada al sistema.

La siguiente tabla tiene por objetivo mostrar la cantidad de energía vertida para el parque eólico planteado en la zona de interés.

Tabla 3.2 Energía vertida en MW para un parque eólico típico de 100 MW. Fuente:
Elaboración propia.

Hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
23:00	3,42	3,16	2,67	2,11	1,80	1,58	1,60	1,59	1,89	2,04	2,59	3,41
22:00	3,40	3,16	2,66	2,12	1,85	1,60	1,62	1,59	1,90	2,06	2,67	3,43
21:00	3,38	3,25	2,56	2,08	1,83	1,60	1,61	1,59	1,91	2,08	2,69	3,32
20:00	3,15	3,11	2,48	2,10	1,88	1,65	1,64	1,64	1,92	2,04	2,61	3,11
19:00	2,80	2,86	2,32	2,07	1,93	1,72	1,67	1,65	1,86	1,87	2,30	2,66
18:00	2,53	2,52	1,99	1,85	1,90	1,79	1,76	1,66	1,72	1,66	2,06	2,39
17:00	9,09	9,19	7,22	6,25	6,60	6,39	6,37	5,64	5,96	5,86	7,32	8,38
16:00	8,52	8,81	6,97	6,11	6,05	5,85	5,86	5,42	5,98	5,85	7,03	7,99
15:00	8,26	8,55	6,74	6,00	6,02	5,59	5,68	5,42	6,00	5,66	6,61	7,75
14:00	8,22	8,62	6,85	6,09	6,02	5,46	5,59	5,59	6,21	5,80	6,67	7,72
13:00	8,27	8,64	6,97	6,24	5,97	5,64	5,86	5,86	6,29	5,75	6,39	7,99
12:00	8,59	8,91	7,49	6,62	6,01	5,56	5,86	5,82	6,48	6,10	6,58	8,41
11:00	9,29	9,39	8,12	7,01	6,07	5,46	5,96	5,84	6,68	6,50	7,06	9,03
10:00	9,76	9,75	8,60	7,29	6,16	5,59	5,91	6,05	6,88	6,84	7,41	9,69
9:00	10,33	10,19	9,04	7,28	6,11	5,48	5,80	6,07	6,93	7,06	7,82	10,19
8:00	5,71	5,70	5,02	4,08	3,58	2,98	3,12	3,26	3,67	3,86	4,55	5,82
7:00	6,13	5,94	5,24	4,12	3,56	2,95	3,08	3,26	3,72	3,89	4,68	6,20
6:00	6,39	6,20	5,20	4,17	3,68	3,09	3,23	3,39	3,73	3,88	4,79	6,58
5:00	6,51	6,01	5,23	4,15	3,66	3,01	3,13	3,24	3,79	3,91	4,83	6,84
4:00	6,59	6,07	5,23	4,19	3,84	3,15	3,25	3,30	3,82	3,93	4,93	6,99
3:00	6,65	6,11	5,19	4,10	3,66	3,10	3,20	3,26	3,95	4,04	5,03	6,95
2:00	6,69	6,15	5,31	4,28	3,78	3,18	3,29	3,28	3,96	4,08	5,16	7,08
1:00	6,85	6,30	5,38	4,28	3,65	3,16	3,28	3,28	4,01	4,18	5,24	7,07
00:00	6,81	6,34	5,46	4,41	3,75	3,20	3,28	3,27	4,01	4,18	5,27	7,05
Total Día	157,34	154,93	129,94	109,02	99,36	88,76	91,65	90,99	103,30	103,14	122,27	156,07
Total Mes	4.877	4.371	4.028	3.271	3.080	2.663	2.841	2.821	3.099	3.197	3.668	4.838

La tabla 3.2 representa los principales datos de entrada para la evaluación del sistema, estos serán usados para calcular la producción de hidrógeno asociados al sistema de electrolisis ya que representan la cantidad de energía que no podrá ser inyectada al sistema.

De la tabla presentada es importante realizar una ilustración gráfica de los promedios de energía vertida diariamente asociados al parque eólico, ya que estos permiten cuantificar de una mejor manera la cantidad de energía diaria disponible para ser utilizada en el proceso de electrólisis, dando origen de este modo a la siguiente figura.

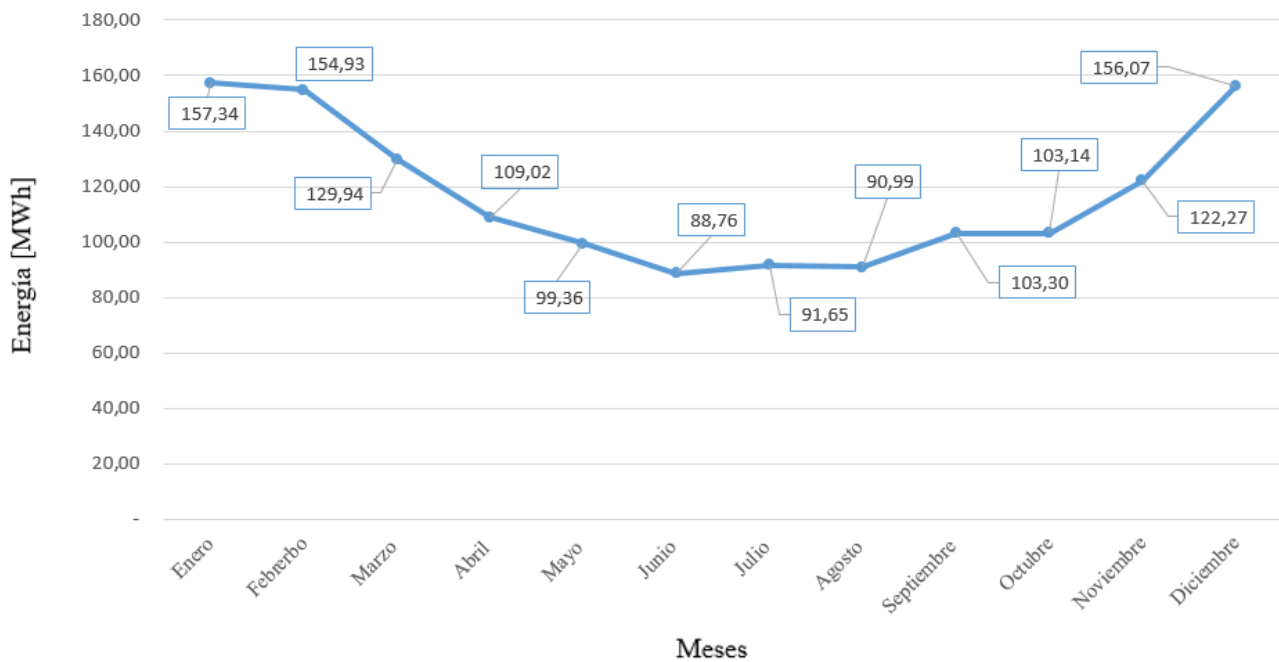


Fig.3.2 Energía vertida diariamente en un parque eólico típico de 100 MW.

Fuente: Elaboración propia.

De la figura es posible observar que los meses con mayores niveles de vertimiento eólico presentes corresponden a los meses de diciembre, enero y febrero, donde la energía asociada se puede observar en la figura 3.2.

En cuanto al total anual, la cantidad de energía promedio asociada al vertimiento eólico corresponde a 42.754,28 [MWh].

Respecto al punto de inyección del sistema, la energía descargada tendría una trayectoria hacia el nodo de Charrúa, en el cual se encontraría la respectiva conexión de derivación, siendo este el punto de interés para la venta de energía al sistema. Es en este eje donde en el informe entregado por la comisión nacional de energía, denominado “Determinación de precios estabilizados, informe técnico definitivo” presenta el precio estabilizado por intervalo temporal, en el que los bloques horarios se subdividen en 6, tal y como se podrá apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 3.3 Intervalos Temporales Para el Cálculo de Precios acorde al artículo 18 del DS88/2020. Fuente [22].

Número intervalo	Hora de inicio	Hora de término
1	00:00	3:59
2	4:00	7:59
3	8:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

Es importante mencionar que cada intervalo temporal indicado tiene asociado un valor, esto dependiendo del nudo donde se desea realizar la inyección de energía, acorde a esto se presenta la siguiente tabla para el nudo de interés.

Tabla 3.4 Precio Estabilizado Por Intervalo Temporal [\$/kWh] para nudo de Charrúa. Fuente [22]

Nudo	Tensión [kV]	1	2	3	4	5	6
Charrúa	220	45,763	45,209	37,615	33,968	37,739	51,118

De la tabla se puede desprender que el intervalo temporal que representa un mayor beneficio en la venta de excedentes energéticos corresponde al 6, con ganancias de 51,118 \$/kWh, equivalentes a 62,34 USD/ MWh aproximadamente.

3.3 Metodología de dimensionamiento.

Actualmente uno de los principales problemas que impiden la inclusión total de centrales eólicas en el sistema se debe a la alta tasa de variabilidad en generación. Es por esto que como método complementario es posible contemplar sistemas de almacenamiento, no obstante, una barrera importante viene de la mano con los altos costos asociados a estos sistemas. En este marco será de interés el realizar un correcto dimensionamiento de los principales elementos involucrados en la producción, almacenamiento y reconversión de hidrógeno en electricidad, almacenando de este modo hidrógeno en los bloques horarios de menor precio e inyectando la energía almacenada en el bloque horario de mayor precio, práctica conocida como arbitraje eléctrico.

La optimización a realizar se basa en un modelo que maximice las ganancias netas obtenidas de dicha práctica.

Las principales metodologías encontradas en la literatura ligadas a la aplicación de interés se presentan a continuación:

En [12] se presenta un problema asociado al dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía para la consolidación de energía eólica, el que es abarcado de dos modos. El Primero, radica en una solución por cálculo directo, en el que se definen un conjunto de dimensiones para el sistema de almacenamiento calculando la utilidad para cada dimensión, seleccionando de este modo la más óptima evaluada sobre una función. La segunda se basa en definir los términos de esta función acorde a las variables a optimizar y calcular este óptimo a través de cálculo diferencial. En general es primer método se posiciona como el más sencillo, dado que el segundo método generalmente involucra funciones no lineales.

En [13] muestra un dimensionamiento del almacenamiento de hidrógeno para centrales eólicas en el mercado eléctrico diario, priorizando la inyección de energía cuando los precios del mercado spot son más altos. Este documento utiliza enfoques de programación lineal donde se fija la operación del sistema, así como también programación dinámica, donde además de fijar dicha operación se optimiza su operación. En última instancia, el estudio presentado establece una comparación entre el enfoque lineal y dinámico, indicando que el primero subestima los resultados y evalúa la rentabilidad de forma más conservadora respecto al enfoque dinámico, posicionando a este último como una alternativa que entrega resultados más asertivos, no obstante, como desventaja se plantea un mayor tiempo de cálculo y recurso computacional.

Finalmente, en [11] se adopta una metodología de estudio basada en [12], donde se aplica la metodología de estudio basada en cálculo directo, definiendo una función objetivo y calculando su valor para cada dimensión, seleccionando así un óptimo global.

Respecto a las principales metodologías analizadas a continuación se presenta la siguiente tabla.

Tabla 3.5 Resumen Características metodológicas Evaluadas para dimensionamiento óptimo. Fuente [11].

Referencia	Función Objetivo	Metodología	Entrada	Ventajas	Desventajas
[12]	Optimizar dimensión del SAE(sistema de almacenamiento), maximizando su utilidad	Cálculo directo	Energía eólica y precios de mercado determinísticos	Modelación simple.	No considerar naturaleza estocástica de entradas.
[13]	Optimizar dimensión y operación del SAE maximizando su utilidad.	Cálculo directo con programación dinámica	Energía eólica y precios de mercado estocásticos	Mayor rendimiento de operación SAE	No considerar naturaleza estocástica de entradas
[11]	Optimizar dimensión del SAE, maximizando su utilidad	Cálculo directo	Energía eólica y precios de mercado determinísticos	Modelación simple	No considerar naturaleza estocástica de entradas.

Según la literatura revisada se estableció que la metodología más adecuada para esta investigación se basa en [11] y [12], dado la semejanza en los objetivos de optimización y evaluación de función objetivo, ya que en una primera instancia se definieron las principales ecuaciones en una hoja de cálculos Excel utilizada para una evaluación preliminar del sistema, las cuales serán expuestas a través del presente capítulo.

3.4 Definición de Función objetivo.

Como se mencionó previamente, la metodología de optimización utilizada en este trabajo se basa en la revisión realizada en [11] y [12], donde la forma de optimizar se centra en calcular el valor de la función objetivo para cada dimensión y luego seleccionar un óptimo. Con respecto a las dimensiones del sistema, mediante el presente capítulo será de interés el realizar una evaluación para la potencia óptima del equipo de electrólisis en conjunto con el tamaño de almacenamiento y potencia de celda de combustible con la finalidad de maximizar las ganancias derivadas de la venta de energía almacenada.

Para esto, es importante definir en primera instancia una primera aproximación de la función objetivo a evaluar, donde los principales parámetros que permiten identificar la utilidad son los ingresos y costos.

3.4.1 Construcción Función objetivo.

$$\text{Máx } < \text{Ingresos} > U = I_V - C_s \quad (3.1)$$

- U : Utilidad total obtenida anualmente, [USD/año].
- I_V : Ingreso por venta de energía almacenada en el sistema, [USD/año].
- C_s : Costo anualizado del sistema. Se refiere al dinero necesario para pagar el monto adeudado o financiar el Capex, incluyendo los costos OPEX, [USD/año].

Donde el ingreso por venta de energía I_V , corresponde al ingreso anual derivado de la venta de energía previamente almacenada en el sistema, calculada como:

$$I_V \left[\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right] = \text{precio de energía} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right] * \text{Energía inyectada a la red [kWh]} \quad (3.2)$$

De la ecuación 3.2, el precio de energía representa un dato de entrada histórico y la energía inyectada a la red corresponde a la cantidad de energía que es capaz de convertir la celda de combustible e inyectar satisfactoriamente al sistema.

Respecto al costo anualizado del sistema C_s , se debe tener en cuenta todos los gastos que la implementación del sistema involucra, incluyendo CAPEX y OPEX.

$$C_s \left[\frac{USD}{año} \right] = FRC * C_{CT}[USD] + C_{O\&M} \left[\frac{USD}{año} \right] + C_{celda} \left[\frac{USD}{Kw} \right] \quad (3.3)$$

- C_s : Costo anualizado del sistema (necesario para la producción, almacenamiento y reconversión de H_2) [USD/año].
- FRC : Factor de recuperación de capital, usado para convertir el costo capital total a una anualidad equivalente.
- C_{celda} : Costo asociado a reinversión en celdas para equipo de electrolisis debido a su cumplimiento de vida útil (180 USD/kw proyectado a 11 años).
- C_{CT} : Costo capital total (capex), [USD/año].
- $C_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento anualizado, [USD/año].

En lo que respecta al costo capital total C_{CT} , es importante tener en consideración los principales elementos que interactúan en el proceso de producción, almacenamiento y reconversión de hidrógeno.

$$C_{CT}[USD] = C_{Pel}[USD] + C_{comp}[USD] + C_{alm}[USD] + C_{Pcell}[USD] \quad (3.4)$$

- C_{Pel} : Costo de inversión de potencia nominal del sistema de electrolisis, [USD].
- C_{comp} : Costo de inversión del sistema de compresión, [USD].
- C_{alm} : Costo de inversión del sistema de almacenamiento de hidrógeno, [USD].
- C_{Pcell} : Costo de inversión de potencia nominal del sistema de electrolisis inversa (sistema celda de combustible), [USD].

Otro aspecto importante en la evaluación del costo anualizado del sistema radica en el costo OPEX de los principales elementos definidos anteriormente, quedando expresados y según la literatura revisada de la siguiente manera:

$$C_{O\&M} \left[\frac{USD}{año} \right] = 0,04 * C_{Pel} + 0,05 * C_{comp} + 0,02C_{alm} + 0,03C_{Pcell} \quad (3.5)$$

$$\bullet \quad C_{Pel} [USD] = Costo potencia \left[\frac{USD}{kW} \right] * potencia nom. electrolizador [kW] \quad (3.6)$$

$$\bullet \quad C_{comp} \left[\frac{USD}{kg H_2/h} \right] = 339.000 * \left(\frac{m}{m_{ref}} \right)^{0.66} * \left(\frac{P_0}{P_i} \right)^{0.25} * \left(\frac{P_0}{p_{ref}} \right)^{0.25} \quad (3.7)$$

Donde:

- m : Flujo másico de hidrógeno [kg/h].
- m_{ref} : Flujo másico de referencia 50 [kg/h].
- P_0 : Presión de almacenamiento (deseada) [bar].
- P_i : presión de entrada (salida del electrolizador), [bar].
- p_{ref} : Presión entrada de referencia 30 [bar].

$$C_{alm}[USD] = Costo almacenamiento \left[\frac{USD}{KG} \right] * hidrógeno producido [KG] \quad (3.8)$$

$$C_{Pcell}[USD] = Costo potencia \left[\frac{USD}{kW} \right] * potencia nom. celda [kW] \quad (3.9)$$

Cabe mencionar que la referencia de parámetros C_{Pel} , C_{comp} , C_{alm} y C_{Pcell} fue descrita previamente en (3.4).

Definido esto es la función descrita en (3.1) puede ser expresada de la siguiente manera:

$$f = \max < Ingresos > \left\{ P_{en} * E_{in} - \left((C_{Pel} + C_{comp} + C_{alm} + C_{Pcell}) * FRC + \left(0,04 * C_{Pel} + 0,05 * C_{comp} + 0,02C_{alm} + 0,03C_{Pcell} \right) + C_{celda} \left[\frac{USD}{Kw} \right] \right) \right\} \quad (3.10)$$

Con:

$$FRC = r * \left(1 - \frac{1}{(1+r)^n} \right)^{-1} \quad (3.11)$$

- r : tasa de descuento de inversión (8%).
- n : vida útil del sistema (electrolizador, celda de combustible, almacenamiento), [años].

3.4.2 Principales ecuaciones del sistema:

La producción de hidrógeno en el sistema de electrólisis se relaciona directamente con la cantidad de energía asociada al vertimiento del parque eólico, indicado en la tabla 3.1, pudiendo ser representado mediante la siguiente expresión:

$$\text{Prod}_{H_2-\text{Día}} : (\text{Prod}_{h_1} + \text{Prod}_{h_2} + \text{Prod}_{h_n} \dots + \text{Prod}_{h_{24}}) \quad (3.12)$$

Donde Prod_{h_n} se asocia a la producción en determinada hora (intervalo temporal de una hora), siendo $\text{Prod}_{h_{23}}$ la cantidad de hidrógeno producido a las 23:00 hrs y $\text{Prod}_{h_{24}}$ a las 00:00 hrs acorde a la tabla 3.2, quedando la siguiente expresión asociada a la producción de hidrógeno para un intervalo temporal de una hora.

$$\text{Prod}_{h_n} [\text{Kg } h_2/\text{h}] = \frac{P_{elect} * \eta_e}{LHV_{H_2}}, \text{ sujeto a } \text{Prod}_{B1} \leq \frac{E_{hn} [\text{kWh}]}{C_{elect} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Kg } h_2} \right]} \quad (3.13)$$

Con:

- P_{elect} : Potencia nominal electrolizador [MW].
- η_e : Eficiencia electrolizador.
- LHV_{H_2} : poder calorífico bajo del hidrógeno, 33,33 [kwh/kg].
- E_{hn} : Energía vertida en parque eólico asociada a determinada hora (intervalo temporal de una hora, ver tabla 3.2).
- C_{elect} : Consumo eléctrico en electrolizador (necesario para producir 1 kg de hidrógeno) [$\text{kWh}/\text{Kg } h_2$], dada la relación existente entre el bajo poder calorífico del hidrógeno sobre la eficiencia del sistema.

De la ecuación, se puede decir que la producción de hidrógeno se asocia a un flujo de hidrógeno por hora, donde la restricción asociada en (3.13), establece matemáticamente que la producción de hidrógeno no puede ser superior al recurso energético disponible, es decir establece el límite de H_2 que un electrolizador es capaz de producir acorde a la energía disponible en el parque eólico, teniendo en consideración la expresión de producción que involucra la Potencia eléctrica del sistema P_{elect} , la eficiencia del sistema y el bajo poder calorífico del hidrógeno.

Con respecto a la utilización de un sistema de compresión, en el capítulo 2 (2.2.7), se definen claramente las principales variables a tener en consideración, siendo las más relevantes las presentadas en (2.7) y tabla 2.3.

Referente al sistema de almacenamiento, es importante establecer que la capacidad de este dependerá directamente de la producción de hidrógeno multiplicada por las pérdidas relacionadas al proceso de compresión, en donde el tamaño óptimo de almacenamiento será seleccionado basado en la producción de hidrógeno máxima y mínima, con:

$$C_{amax}[kg_{h_2}] = \text{Maximo} < \text{Prod}_{H_2-\text{Día}} > * P_c \quad (3.14)$$

$$C_{amin}[kg_{h_2}] = \text{Minimo} < \text{Prod}_{H_2-\text{Día}} > * P_c \quad (3.15)$$

- C_{amax} = Capacidad de almacenamiento máxima [Kg].
- C_{min} = Capacidad de almacenamiento mínima [Kg].
- P_c : Pérdidas por compresión [%].

De las ecuaciones (3.14) y (3.15), es importante mencionar en primera instancia que C_{amax} representa la capacidad máxima del sistema de almacenamiento, considerando la potencia del sistema de electrolisis, presión de compresión y producción máxima diaria de hidrógeno (considerando pérdidas) calculada en base a los datos de entrada presentados en la tabla 3.1, correspondiente al mes de enero. Análogamente y en segundo lugar se puede establecer que C_{amin} representa la capacidad mínima del sistema de almacenamiento, satisfaciendo las mismas condiciones explicadas previamente basadas en la mínima producción diaria correspondiente al mes de junio (ver tabla 3.2).

En cuanto al sistema de celda de electrolisis inversa, la potencia de la celda de combustible viene dada por la siguiente ecuación:

$$P_{\text{nom-FC}} \text{ [kW]}: \eta_s * LHV_{H_2} * m_{fc} \quad (3.16)$$

- $P_{\text{nom-FC}}$: Potencia nominal celda de combustible [kW].
- η_s : Eficiencia sistema celda de combustible .
- LHV_{H_2} : Poder calorífico bajo del hidrógeno, 33,33 [kwh/kg].
- m_{fc} : capacidad de conversión de flujo en celda de combustible $\left[\frac{kg_{h_2}}{h} \right]$.

De la expresión (3.16), es importante mencionar que el flujo de hidrógeno a convertir por hora, se puede calcular mediante la producción total del día multiplicado por las pérdidas que se producen en el proceso de compresión P_c sobre la cantidad de horas destinadas a la venta de energía, es decir que el flujo de hidrógeno a convertir en la celda de combustible depende de la producción total almacenada sobre la cantidad de horas en las que se requiere reconvertir la energía almacenada, siendo inyectada como energía eléctrica al sistema (H_{venta}).

$$m_{fc} \text{ [kg}_{h_2}\text{/h]} : \frac{\text{Prod}_{H_2-\text{Día}} * P_c}{H_{\text{venta}}} \quad (3.17)$$

Por consiguiente, la expresión definida en (3.16) puede quedar expresada de la siguiente manera:

$$P_{\text{nom-FC}} \text{ [kW]}: \eta_s * LHV_{H_2} * \frac{\text{Prod}_{H_2-\text{Día}} * P_c}{H_{\text{venta}}} \quad (3.18)$$

Otra expresión a considerar corresponde a E_{in} expresada en la ecuación 3.10, la cual hace referencia a la energía eléctrica inyectada por la celda de combustible al sistema y depende directamente del flujo másico de hidrógeno convertido en la celda de combustible, la tasa de conversión en celda de combustible para el sistema y el tiempo destinado a la venta de energía, tal y como lo indica la ecuación (3.19).

$$E_{in}[\text{kWh}]: m_{fc} * Conv_{fc} * T_{conv} \quad (3.19)$$

- E_{in} : Energía eléctrica inyectada por celda de combustible al sistema [kWh].
- $Conv_{fc}$: Tasa de conversión de hidrogeno en celda de combustible para el sistema [kWh/kg_{H₂}].
- T_{conv} : Cantidad de horas destinadas a la venta de energía [hrs].

En la expresión anterior, el termino $Conv_{fc}$ depende de la eficiencia del sistema (η_{sist}) y el poder calorífico bajo del hidrógeno (LHV_{H_2}), donde la eficiencia de los equipos auxiliares propios del sistema completo ofrecido por el fabricante, como inversores, resta aproximadamente un 10% de eficiencia al proceso [5], y el flujo de conversión de hidrógeno m_{fc} utilizado se extrajo de la ecuación (3.16), ya que la ecuación (3.17) representa un flujo variable que depende de la producción de hidrógeno asociada a cada día en particular, a diferencia de lo expresado en (3.16), donde el flujo se mantiene fijo ya que el valor de potencia para la celda de combustible se considera constante, dando como resultado la siguiente expresión:

$$E_{in}[\text{kWh}]: \frac{P_{nom-FC}}{(\eta_s * LHV_{H_2})} * (\eta_{sist} * LHV_{H_2} * T_{conv}) \quad (3.20)$$

A partir de esta expresión es posible calcular las ganancias totales del sistema, teniendo en consideración el precio de la energía P_{en} asociado al bloque horario en el que se desea realizar la venta (ver tabla 3.4).

3.4.3 Función objetivo.

Acorde a la metodología establecida y lo definido en 3.4.2, es posible expresar la función objetivo de la siguiente manera:

$$f = \max < Ingresos > \left\{ P_{en} * \frac{P_{nom-FC}}{(\eta_s * LHV_{H_2})} * (\eta_{sist} * LHV_{H_2} * T_{conv}) - \left((C_{Pel} + C_{comp} + C_{alm} + C_{Pcell}) * FRC + (0,03 * C_{Pel} + 0,05 * C_{comp} + 0,02C_{alm} + 0,04C_{Pcell}) + C_{celda} \left[\frac{USD}{KW} \right] \right) \right\} \quad (3.21)$$

En relación a la función objetivo presentada, es de relevancia destacar que los datos de entrada sobre los que se basa el presente análisis corresponden a la cantidad de energía vertida correspondiente al caso de estudio y el precio de venta de la energía, en particular si se quisiesen evaluar las dimensiones óptimas para un sistema similar, bastaría con ingresar los datos de entrada mencionados asociados a la zona de interés y realizar la evaluación correspondiente.

3.4.4 Restricciones del sistema.

Definidas las principales ecuaciones que definen la dinámica del sistema, es importante establecer determinadas restricciones en el sistema que otorgan un espacio factible de soluciones finitas para una correcta evaluación. Es por eso que por consiguiente se presentaran las principales restricciones asociadas al problema de optimización.

En primer lugar, es necesario establecer que la potencia para el sistema de electrólisis, electrólisis inversa, así como también los valores asociados al sistema de almacenamiento deben ser positivos y mayores a cero, dado que la evaluación en un punto negativo o igual a cero no arrojaría un conjunto de soluciones factibles asociado a las simulaciones a realizar, donde:

$$P_{elect}, C_{amax}, C_{amin}, P_{nom-FC} > 0 \quad (3.22)$$

Con:

- P_{elect} : Potencia nominal electrolizador [MW].
- C_{amax} : Capacidad de almacenamiento máxima [Kg].
- C_{min} : Capacidad de almacenamiento mínima [Kg].
- P_{nom-FC} : Potencia nominal celda de combustible [MW].

En segundo lugar, es importante mencionar que la máxima potencia del electrolizador a evaluar se puede asociar directamente con la cantidad de energía disponible para la producción de hidrógeno, donde de la tabla 3.2, se puede desprender que el bloque horario que presenta mayores niveles de vertimiento corresponde al diurno correspondiente a las 9 hrs, con un nivel de energía asociado a 10,33 MWh.

Teniendo en consideración que la eficiencia del sistema de electrolisis evaluada fue de un 61%, es posible establecer el consumo energético a carga nominal del sistema, dado por la siguiente expresión:

$$\text{Consumo} \left[\frac{kWh}{Kg_{H_2}} \right] = \frac{LHV_{H_2}}{\eta_e} = \frac{33,33 K}{0,64} = 54,6 \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] \quad (3.23)$$

De la ecuación anterior es posible desprender que para producir 1 kg de hidrógeno el sistema de electrolisis consumirá un total de $54,6 \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right]$, con lo que la cantidad de hidrógeno máxima a convertir en el bloque horario seleccionado puede ser calculada como:

$$\text{Producción}_{H_2} [Kg] = \frac{\text{Energía vertida [MWh]}}{\text{Consumo [kWh/Kg}_{H_2}]} = \frac{10,33 [MWh]}{54,6 [kWh]} = 189.19 [Kg] \quad (3.24)$$

A partir del resultado obtenido en la ecuación (3.24), se puede establecer que el potencial de conversión de hidrógeno asociado al bloque horario indicado es de 189.19 kg, no obstante, es importante establecer la dimensión para el sistema de electrolisis capaz de producir el flujo de hidrógeno mencionado, utilizando la ecuación (3.13) definida previamente es posible obtener dicha dimensión.

$$\text{Prod}_{h_n} [Kg_{H_2}/h] = \frac{P_{elect} * \eta_e}{LHV_{H_2}} \quad (3.13)$$

Despejando:

$$P_{elect} [MW] = \frac{\text{Prod}_{h_n} \left[\frac{Kg_{H_2}}{h} \right] * LHV_{H_2}}{\eta_e} = \frac{189.19 [kg] * 33.33 [kWh/Kg_{H_2}]}{0.61} = 10.34 [MW] \quad (3.25)$$

Finalmente se puede establecer que la potencia máxima asociada al sistema de electrólisis para convertir toda la energía disponible en el bloque horario con mayores niveles de vertimiento corresponde a 10.34 [MW] operando a carga nominal. En particular evaluar el sistema a mayores potencias no significaría ningún tipo de beneficio adicional, por lo que se establece como una cota superior la restricción de potencia mencionada

$$0[MW] \leq P_{elect} \leq 10,34 [MW] \quad (3.26)$$

En tercer lugar, es importante mencionar que el tamaño de almacenamiento dependerá directamente de la potencia del electrolizador seleccionada, así como también de la cantidad de energía disponible, donde el tamaño máximo para el sistema de almacenamiento puede ser calculado basado en la producción máxima diaria de hidrógeno. Por ejemplo para una potencia de 10.34 MW en el sistema de electrólisis y considerando el mes con mayores niveles de energía asociada a vertimiento correspondiente a enero con 157,34 MWh, la cantidad máxima de hidrógeno que el sistema sería capaz de producir sería de aproximadamente de 2881.685 [Kg]. Por el contrario, el tamaño mínimo en cuanto a almacenamiento dependerá de la menor potencia en el sistema de electrólisis evaluado, donde esta debe ser mayor a cero, por lo que por consiguiente el tamaño mínimo de almacenamiento debe ser mayor a cero.

$$C_{amin} \leq C_{alm} \leq C_{amax} \quad (3.27)$$

Con:

$$C_{amin} > 0 \text{ y } C_{amax} \leq 2881.685 [Kg].$$

En cuarto y último lugar es importante mencionar que el tamaño máximo para el sistema de electrólisis inversa corresponde a la capacidad necesaria para convertir la máxima producción de hidrógeno en energía eléctrica, donde la producción máxima diaria teóricamente corresponde a 2881.685 [Kg] y el tamaño para el sistema puede ser calculado mediante ecuación (3.18) planteada previamente

$$P_{\text{nom-FC}} [\text{kW}]: \eta_s * LHV_{H_2} * \frac{\text{Prod}_{H_2-\text{Día}} * P_c}{H_{\text{venta}}} = 0.54 * 33.33 [\text{kWh}/Kg_{H_2}] * 720.41 [Kg] = 12.96 [MW]$$

Donde las horas de venta equivalente corresponden a 4 horas correspondiente al rango horario destinado a la realización de arbitraje eléctrico (20:00-23:59) y considerando una eficiencia del sistema de 54%.

$$0 [MW] < P_{\text{nom-FC}} \leq 12.96 [MW] \quad (3.28)$$

Las ecuaciones descritas representan las principales restricciones, en donde el cálculo de la potencia máxima del electrolizador se calculó en base a los niveles de vertimiento presentes de modo tal de que el sistema sea capaz de convertir toda la energía disponible en cualquier instante de tiempo. De igual modo análogamente se realizó el cálculo para la potencia de la celda de combustible. Donde los principales resultados obtenidos fueron los siguientes:

Restricciones sistema electrolisis:

- $0 [MW] \leq P_{\text{elect}} \leq 10.34 [MW]$

Restricciones sistema almacenamiento:

- $C_{\text{amin}} > 0 \text{ y } C_{\text{amax}} \leq 2881.685 [Kg]$.

Restricciones sistema de celda de combustible:

- $0 [MW] < P_{\text{nom-FC}} \leq 12.96 [MW]$

3.5 Diagrama de Optimización.

Tras la implementación de las principales ecuaciones que definen la dinámica del sistema, es posible expresar esquemáticamente el proceso de optimización empleado, donde el método empleado basa su fundamento en el cálculo directo [11] y [12], estableciendo valores para cada uno de los parámetros del sistema y calculando sus valores mediante la utilización de una función objetivo.

A continuación, la figura 3.3 presenta un diagrama que representa esquemáticamente la metodología empleada.

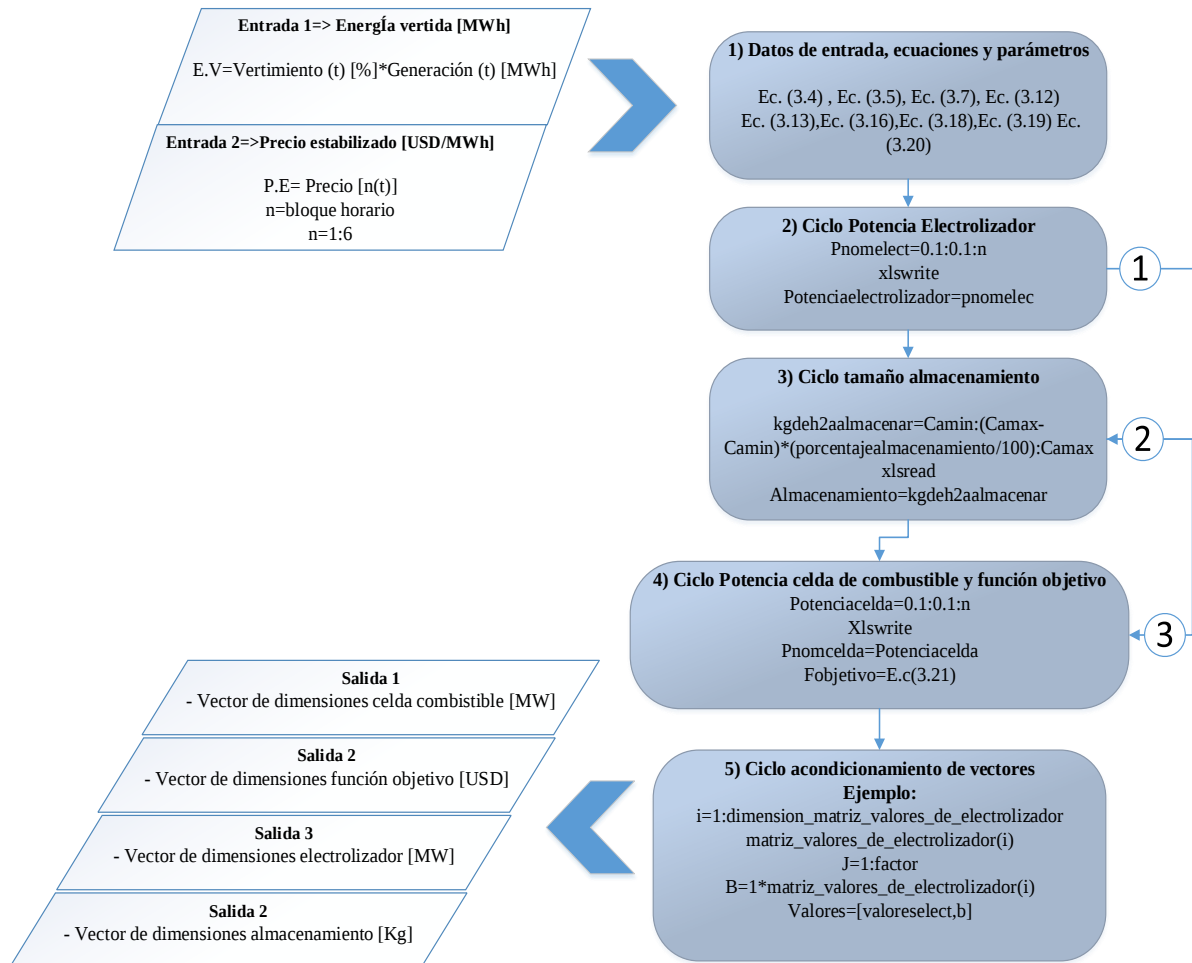


Fig.3.3 Diagrama de flujo metodología de dimensionamiento empleada Fuente:
elaboración propia

1) Datos de entrada, ecuaciones y parámetros:

El primer paso lógico en la metodología aplicada consiste en definir claramente los datos de entrada del área de interés, dado que estos determinarán cual serán los valores más óptimos en la implementación del sistema, siendo los principales datos los mencionados a continuación:

- **Generación eólica:** Calculada mediante la herramienta explorador eólico acorde a mediciones históricas de viento en [m/s]. Esta herramienta entrega la generación para un año con mediciones para cada hora para un aerogenerador de 5 [MW] modelo GAMESA G132 y una altura de datos de 120 mts.
- **Vertimiento:** Corresponde a datos históricos y pronósticos del vertimiento de energía renovable pronosticados [1], donde el valor porcentual de los niveles de energía que las centrales no pueden inyectar al sistema se define por bloques horarios para cada año.
- **Precio estabilizado:** Vector de datos asociados al precio en [UDS/kWh], correspondiente a cada bloque horario en determinado punto de inyección [22].

En esta etapa la integración de los datos de generación y vertimiento fue realizada en una plantilla Excel, donde se guardaron los datos y la programación aplicada efectúa un cruce de generación vs vertimiento, arrojando los valores de energía vertidas para un parque eólico típico de 100 [MW] indicados en la tabla 3.1.

De lo anterior la energía vertida puede ser representada por el producto entre los niveles de vertimiento en función del tiempo y la generación eólica en función del tiempo, dando como resultado la ecuación indicada en la figura 3.3

$$E_v[MWh] = \text{Vertimiento}(t) * \text{Generacion}(t) \quad (3.26)$$

Por otro lado, el vector de datos de precio estabilizado grabados en Excel se utiliza en la evaluación de la función objetivo definida en (3.21). Donde el precio depende del bloque horario considerado para la venta de energía (tabla 3.4).

Una vez definidos los datos de entrada, en esta etapa se integran y definen los principales parámetros y ecuaciones que definen la dinámica del sistema presentadas a lo largo de este capítulo, en el que se evalúa preliminarmente el comportamiento de este integrando los datos en una calculadora Excel, donde se ingresa una dimensión de electrolizador, tamaño de almacenamiento y tamaño de celda de combustible. Es importante mencionar que en esta etapa es fundamental el uso correcto de las ecuaciones, donde la primera mencionada en el diagrama de flujo hace referencia al costo total capital, en la que se consideran los parámetros de costos, definida acorde a la siguiente expresión.

$$C_{CT}[USD] = C_{Pel}[USD] + C_{comp}[USD] + C_{alm}[USD] + C_{Pcell}[USD] \quad (3.4)$$

En esta etapa se integran los costos del sistema acorde a la ecuación descrita, con:

- $C_{Pel} [USD] = \text{Costo potencia} \left[\frac{USD}{kW} \right] * \text{potencia nom. electrolizador} [kW]$
- $C_{comp} \left[\frac{USD}{kg H_2/h} \right] = 339.000 * \left(\frac{m}{m_{ref}} \right)^{0.66} * \left(\frac{P_0}{P_i} \right)^{0.25} * \left(\frac{P_0}{p_{ref}} \right)^{0.25}$

(3.7)

Donde:

- m : Flujo másico de hidrógeno [kg/h].
- m_{ref} : Flujo másico de referencia 50 [kg/h].
- P_0 : Presión de almacenamiento (deseada) [bar].
- P_i : presión de entrada (salida del electrolizador), [bar].
- p_{ref} : Presión entrada de referencia 30 [bar].

- $C_{alm}[USD] = \text{Costo almacenamiento} \left[\frac{USD}{KG} \right] * \text{hidrógeno producido}[KG]$
- $C_{Pcell}[USD] = \text{Costo potencia} \left[\frac{USD}{kW} \right] * \text{potencia nom. celda} [kW]$

Definida la expresión que establece los costos asociados al sistema, es importante determinar la expresión asociada a los gastos OPEX del sistema, quedando representados en la segunda ecuación citada (3.5).

$$C_{O\&M} \left[\frac{USD}{año} \right] = 0,03 * C_{Pel} + 0,05 * C_{comp} + 0,02C_{alm} + 0,03C_{Pcell} \quad (3.5)$$

Luego de definir los parámetros de coste, se procede a integrar las principales ecuaciones que determinan el comportamiento del sistema acorde a los datos de entrada, siendo estas

$$Prod_{H_2-Día}: (Prod_{h_1} + Prod_{h_2} + Prod_{h_n} \dots + Prod_{h_{24}}) \quad (3.12)$$

$$Prod_{h_n} [Kg_{h_2}/h] = \frac{P_{elect} * \eta_e}{LHV_{H_2}}, \text{ sujeto a } Prod_{B1} \leq \frac{E_{hn} [kWh]}{C_{elect} \left[\frac{kWh}{Kg_{h_2}} \right]} \quad (3.13)$$

$$P_{nom-FC} [kW]: \eta_s * LHV_{H_2} * m_{fc} \quad (3.16)$$

$$P_{nom-FC} [kW]: \eta_s * LHV_{H_2} * \frac{Prod_{H_2-Día} * P_c}{H_{venta}} \quad (3.18)$$

$$E_{in} [kWh]: m_{fc} * Conv_{fc} * T_{conv} \quad (3.19)$$

$$E_{in} [kWh]: \frac{P_{nom-FC}}{(\eta_s * LHV_{H_2})} * (\eta_{sist} * LHV_{H_2} * T_{conv}) \quad (3.20)$$

De las ecuaciones es importante indicar a modo general que la lógica aplicada tiene un punto de partida asociado a la producción de hidrógeno diario (3.12), calculado en base a la producción real en función del tiempo h_n (3.13), donde la capacidad de almacenamiento queda determinada por la ecuación descrita en (3.12) multiplicada por las pérdidas de compresión. En segunda instancia es necesario evaluar el tamaño de la celda de combustible necesario para realizar la reconversión de hidrógeno en el bloque horario de interés definido en las ecuaciones (3.18) y (3.19), donde la energía inyectada al sistema depende del tamaño de la celda, bajo poder calorífico del hidrógeno, eficiencia del sistema y tiempo de conversión, tal y como se indica en la ecuación (3.20).

Referente a las ecuaciones mencionadas, cabe destacar que en el presente capítulo apartado 3.4.2 brinda una información completa asociada a las ecuaciones, las cuales fueron referenciadas con el fin de lograr un mejor entendimiento general.

2) Ciclo de potencia electrolizador:

Este ciclo recorre los valores de potencia nominal asociada al sistema de electrólisis acordes a la siguiente lógica general:

- $pnomelect = 0.1:0.1:n$
- $xlswrite$
- $potenciaelectrolizador = pnomelect$

En primera instancia se define el inicio del ciclo con un valor de potencia asociada de 0.1 [MW], con aumentos del mismo tamaño hasta un valor final n de potencia, donde en cada iteración se escribe el valor de potencia nominal de electrolizador en Excel mediante el comando `xlswrite`, en el cual se debe indicar en primera instancia el nombre del archivo Excel, variable a escribir, número de página y celda destinada a la escritura de datos, quedando representado de la siguiente manera:

- `xlswrite('pruebacalsulostesis.xlsx', pnomelect, 4, 'D3');`

En este caso el documento Excel recibe el nombre indicado en letras violetas, donde se guarda la variable `pnomelect` en la hoja 4 del archivo Excel, celda D3.

3) Ciclo tamaño de almacenamiento:

Correspondiente al ciclo designado al tamaño de almacenamiento, donde una vez asignado el valor de potencia para el electrolizador, cada iteración evalúa un tamaño para el sistema de almacenamiento, comenzando desde un C_{amin} y terminando en un C_{amax} , con avances asociados a un porcentaje deseado, quedando expresados de la siguiente manera:

- $kgdeh2aalmacenar = xlsread(camin):(xlsread(camax) - xlsread(camin)) * \left(\frac{porcentajealmacenamiento}{100}\right):xlsread(camax)$
- $xlsread$
- $almacenamiento = kgdeh2aalmacenar$

En la expresión descrita, el tamaño de almacenamiento máximo y mínimo se lee directamente del archivo Excel, donde previamente se escribió un valor de potencia asociada al sistema de electrolisis (ciclo anterior), estos valores están asociados a los cálculos internos realizados en la hoja de cálculos, posterior a la escritura de la potencia mencionada, acorde a las ecuaciones descritas en (3.12) y (3.13), donde la implementación del comando xlsread tiene como entrada el nombre del archivo, nombre de la hoja de cálculo y celda a leer, quedando definido de la siguiente manera:

- `xlsread('pruebacalsulostesis.xlsx','Flujo de caja','B9')`

Finalmente se guardan el valor de almacenamiento asociado a la primera potencia de electrolizador iterada, pasando al siguiente ciclo.

4) Ciclo potencia celda de combustible y función objetivo:

En base a la misma lógica del ciclo anterior, este realiza una evaluación de todos los tamaños de celda de combustible asignados y asociados a la primera iteración del ciclo de potencia de electrolizador y tamaño de almacenamiento. Paralelamente este ciclo también evalúa los valores asociados a la función objetivo descrita en la ecuación (3.21)

$$f = \max < Ingresos > \left\{ P_{en} * \frac{P_{nom-FC}}{(\eta_s * LHV_{H_2})} * (\eta_{sist} * LHV_{H_2} * T_{conv}) - \left((C_{Pel} + C_{comp} + C_{alm} + C_{Pcell}) * FRC + (0,04 * C_{Pel} + 0,05 * C_{comp} + 0,02C_{alm} + 0,03C_{Pcell}) + C_{celda} \left[\frac{USD}{KW} \right] \right) \right\} \quad (3.21)$$

Definido esto, es relevante mencionar que la asignación de potencia para la celda de combustible sigue la misma lógica del ciclo de potencia de electrolizador, donde cada valor de celda asociado a cada iteración se escribe en la hoja de datos Excel implementando el comando xlswrite siguiendo la misma lógica explicada en 2).

5) Ciclo acondicionamiento de vectores:

En una última instancia en este ciclo está destinado a asignar la misma cantidad de elementos a los vectores de potencia de electrolizador y tamaño de almacenamiento, dado que la lógica de programación asigna todos los valores de celda de combustible definidos para una sola iteración tanto en el ciclo de definido en 2) y 3), obteniendo mayores dimensiones del vector asociado a los valores de celda y función objetivo.

Para esto, se debe tener en consideración la creación de un ciclo que recorra los elementos del vector asociado a las potencias en el sistema de electrólisis creadas en el ciclo correspondiente, indicando un factor, donde este repetirá la misma potencia del sistema n veces acorde al este. Por ejemplo, si se asignan un valor máximo de celda de combustible de 4.2 [MW], iniciando en 0.1 [MW], con avances del mismo tamaño, se tiene que para un valor de potencia de electrolizador se evalúan 42 tamaños distintos de celda, donde el factor asociado en tal caso corresponde a 42, dado que en la adecuación el vector de potencia se debe repetir 42 veces, hasta cambiar su valor pasando a la segunda iteración donde se repiten las iteraciones de celdas y la adecuación debe seguir la misma lógica.

En cuanto al algoritmo (descrito en anexo 3), la lógica general se presenta a continuación:

```

i = 1:dimension_matriz_valores_de_electrolizador
      matriz_valores_de_electrolizador(i)
        j = 1:factor
          b = 1 * _matriz_valores_de_electrolizador(i)
            valores = [valoresselect,b]

```

La primera línea recorre todos los valores del vector de valores de potencia de electrolizador almacenados. En la segunda evaluación, cada iteración recorre un elemento del vector evaluado para posteriormente repetir la operación descrita en la línea 4, la cantidad de veces acorde al factor seleccionado, donde finalmente los valores se guardan en una matriz que recibe el nombre de valores.

Respecto a los valores de CAPEX y OPEX de los principales equipos utilizados en la evaluación del sistema, se presenta la siguiente tabla.

Tabla 3.6 Valores CAPEX Y OPEX del sistema a evaluar. Fuente elaboración propia

Tecnología	Capex	Opex
Electrolizador	1.000 [UDS/kW]	4%
Compresor	Ver ecuación (3.7)	5%
Almacenamiento (200 Bar)	531 [USD/kg]	2%
Almacenamiento (50 Bar)	300 [USD/kg]	2%
Almacenamiento (30 Bar)	295 [USD/kg]	2%
Celda de combustible	1.200 [UDS/kW]	3%

Dicha evaluación se llevará a cabo considerando 3 presiones de almacenamiento distintas, con valores de 200, 50 y 30 bar, esto con el fin de evaluar a grandes rasgos el impacto económico sobre el gasto capital del sistema.

En cuanto a la evaluación a carga parcial para el sistema de electrolisis y electrolisis inversa, es importante mencionar que se hizo consideración de las curvas I-V y curva de eficiencia respectivamente, evaluando así la eficiencia dependiendo del nivel de carga del sistema, indicado mediante las siguientes figuras.

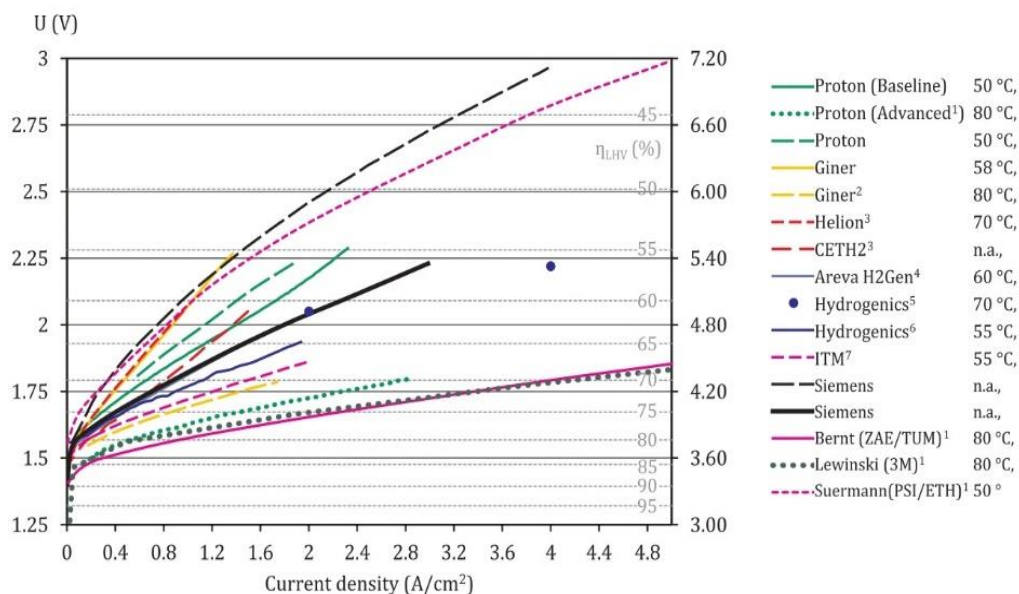


Fig.3.5 Curvas I-V electrolizadores. Fuente [5]

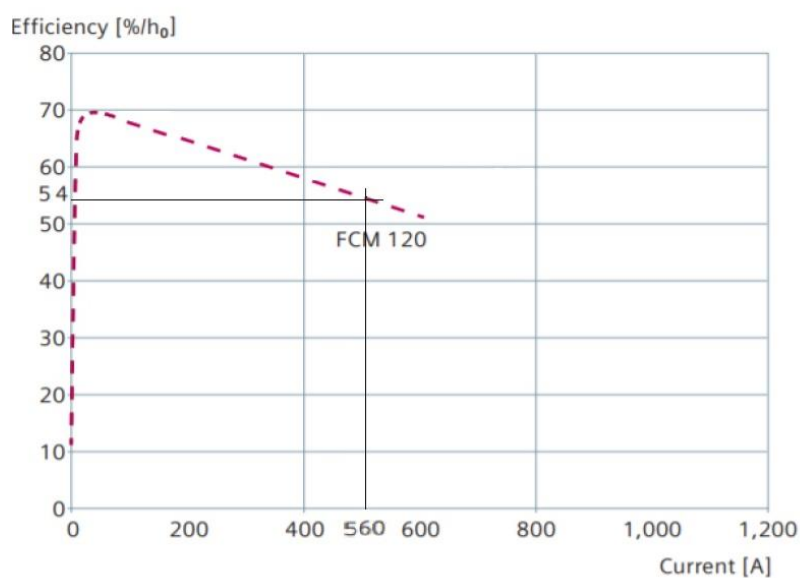


Fig.3.6 Curva eficiencia sistema electrolisis inversa. Fuente [23]

A continuación, las siguientes tablas presentan los principales datos extraídos de las figuras 3.5 y 3.6 respectivamente.

Tabla 3.7 Datos Curva I-V
electrolizadores. Fuente [23]

Eficiencia	% Carga	Aumento Eficiencia
61 %	100 %	0 %
62,5 %	90 %	1,5 %
64 %	80 %	3 %
65,5 %	70 %	4,5 %
67 %	60 %	6 %
68,5 %	50 %	7,5 %
71 %	40 %	10 %
73 %	30 %	12 %
75 %	20 %	14 %
78 %	10 %	17 %

Tabla 3.8 Datos Curva
eficiencia sistema electrolisis inversa.
Fuente [23]

Eficiencia	% Carga	Aumento Eficiencia
54 %	100 %	0 %
55,75 %	90 %	1,75 %
57,5 %	80 %	3,5 %
59,25 %	70 %	5,75 %
61 %	60 %	7 %
62,75 %	50 %	8,75 %
64,5 %	40 %	10,5 %
66,25 %	30 %	12,25 %
68 %	20 %	14 %
68,75 %	10 %	15,75 %

Es importante destacar que en la figura 3.5 se representa un conjunto de curvas I-V relacionadas con distintas tecnologías de electrolizadores disponibles en la industria, desde donde se extrajeron datos de la curva de eficiencia de un electrolizado comercial marca siemens representado por la línea negra, con un 61% de eficiencia. De igual modo la selección de curva de eficiencia para el sistema de electrolisis inversa fue realizada para una celda marca siemens con 54% de eficiencia.

Referente al cambio de eficiencia para ambos sistemas a carga parcial, los datos extraídos y presentados en las tablas 3.7 y 3.8 reflejan claramente el comportamiento del sistema modelado a distintas cargabilidades asociados a cada simulación.

3.6 Resultados simulaciones.

A continuación, la siguiente figura muestra los principales resultados asociados a la simulación del sistema para un rango de potencia del sistema de electrolisis de 0.1 a 1.8 [MW] ya que en este rango de potencia el sistema opera a potencia nominal en todo momento. Dado los niveles de vertimiento indicados en la tabla 3.1, donde una mayor potencia en el electrolizador implica un sobredimensionamiento de este generando diferencias en el sistema de almacenamiento. Esto debido a que los niveles de vertimiento son mayores en el mes de enero y menores en el mes de junio produciendo un sobredimensionamiento para el último mes mencionado, donde el electrolizador no opera a potencia nominal y por ende el sistema de almacenamiento eventualmente no podría ser llenado.

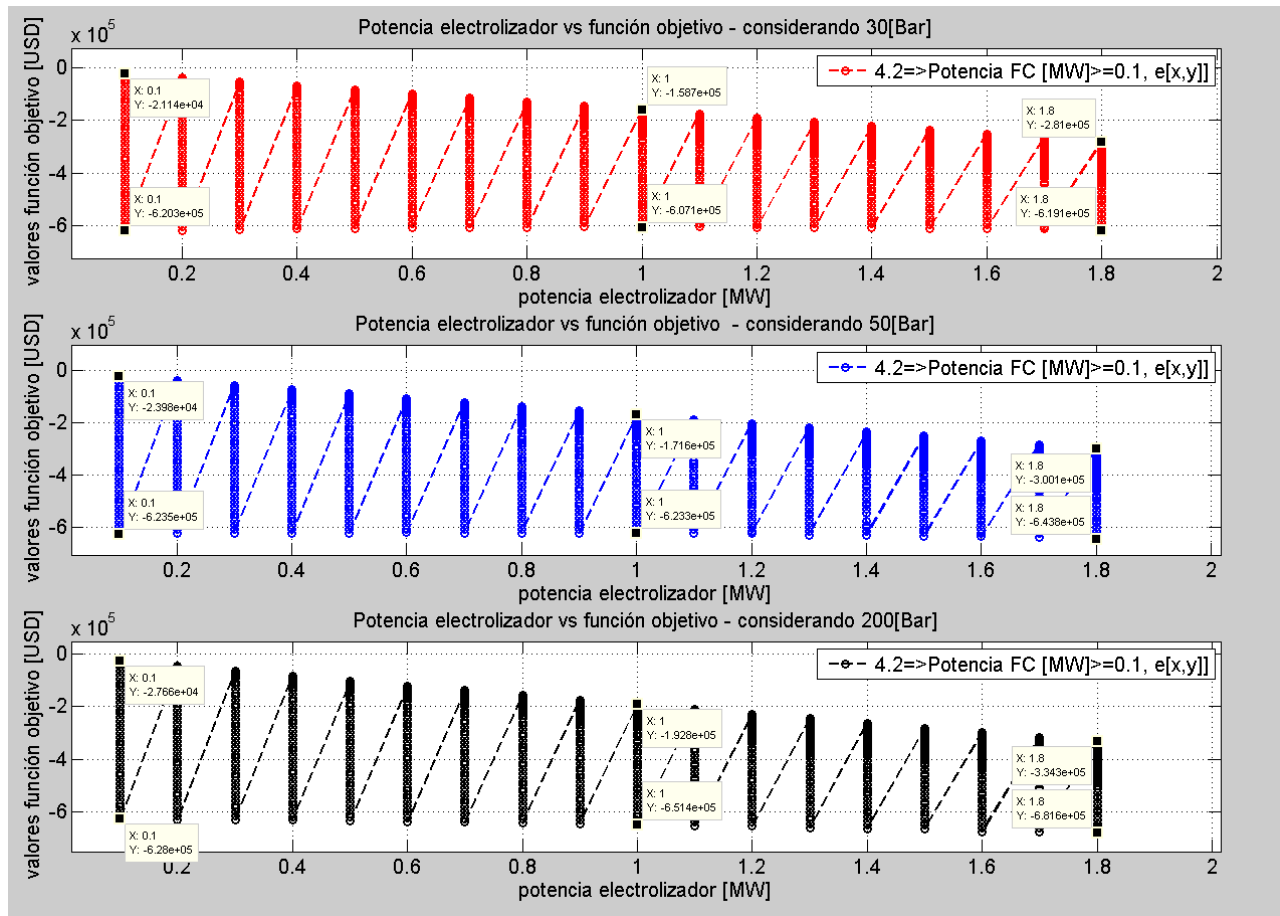


Fig.3.7 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo para presiones de 200,50 y 30 Bar respectivamente, con potencias máximas de 1.8 MW para electrolizador y 4.2 MW para celda de combustible Fuente: elaboración propia

La figura presentada ilustra claramente los resultados obtenidos, donde en primera instancia se logra apreciar que con las dimensiones evaluadas no se logran valores de rentabilidad adecuados para la implementación del sistema, dado que en el eje Y, que representa los valores de la función objetivo expresada en (3.21), no muestra valores positivos. Así mismo, cabe mencionar que esta función relaciona las ganancias derivadas de la venta de energía con los costos CAPEX Y OPEX del sistema llevados a una anualidad equivalente para el periodo de evaluación, donde una diferencia positiva daría indicios de rentabilidad y una negativa como es el caso no otorgaría ningún tipo de beneficio económico dada la implementación del sistema.

Referente a la figura 3.7, es importante mencionar que el eje x para los 3 escenarios planteados indica la potencia del sistema de electrolisis evaluada, donde los círculos del gráfico presentados a lo largo del eje y representan un valor distinto para la función objetivo, dada la evaluación de diferentes potencias para el sistema de electrolisis inversa dentro de esta, correspondientes a rangos comprometidos 0.1 [MW] hasta rangos de 4.2 [MW], donde esta última potencia sería más que suficiente para convertir la totalidad de hidrógeno producido en el sistema de electrolisis evaluado. Todo esto teniendo en consideración las horas destinadas a la realización de arbitraje eléctrico.

Análogamente se plantea la evaluación de almacenamiento en 3 presiones diferentes, con el fin de cuantificar el impacto económico que involucra la implementación de sistemas de compresión, correspondientes a 200 Bar, 50 Bar y 30 Bar respectivamente.

Con este fin la siguiente figura representa una superposición de los resultados mostrados en la figura 3.7.

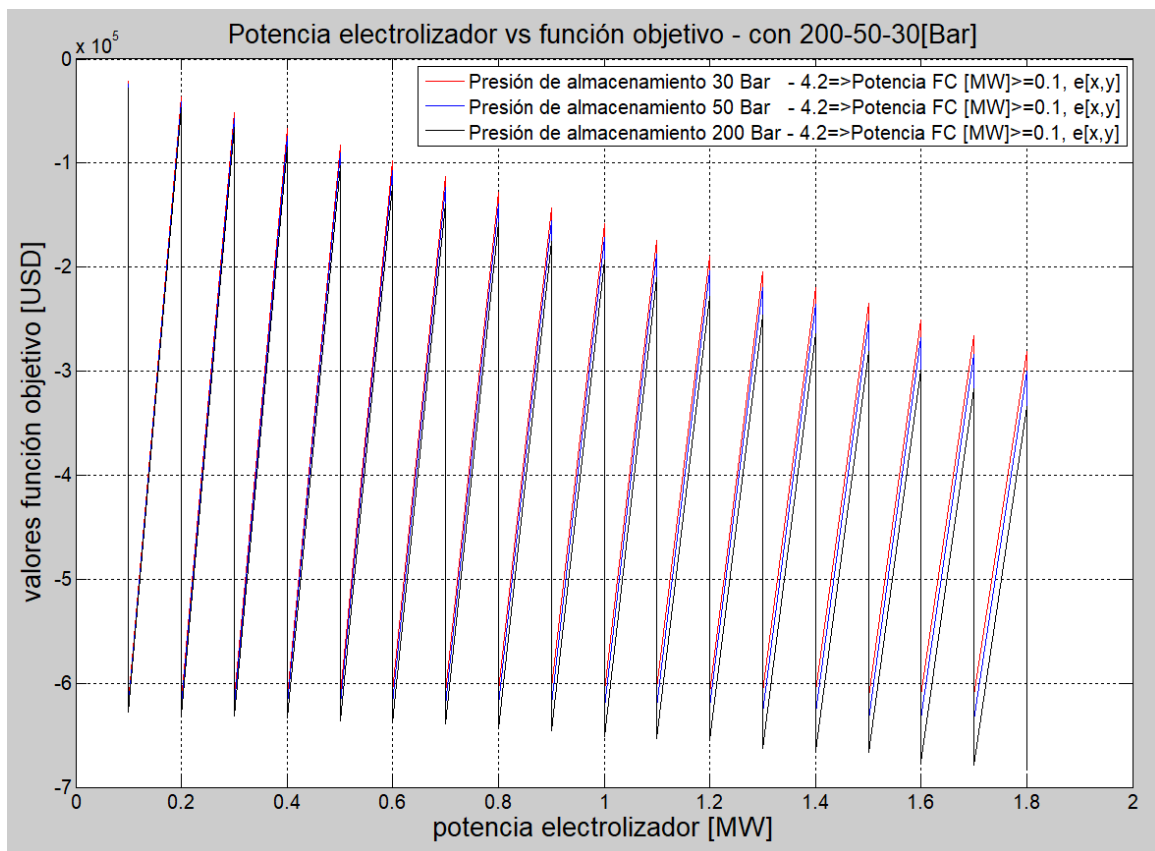


Fig.3.8 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo superpuesta para presiones de 200,50 y 30 Bar respectivamente Fuente: elaboración propia

La figura presentada permite establecer la relación costo/beneficio de la implementación de un sistema de compresión, produciéndose un mayor desacople de la función a potencias de electrolizador más altas, alcanzando una diferencia máxima de 271.852 USD, correspondientes al 10, 85 % del CAPEX total, considerando la mayor y menor presión de almacenamiento evaluadas, donde el almacenamiento de hidrógeno a presiones bajas no requeriría un sistema de compresión adicional al propio sistema de compresión del módulo de electrolizador.

En cuanto al desplazamiento de valores asociados a la función objetivo, es importante mencionar que los valores máximos de correspondientes al eje Y de los gráficos correspondientes a la función objetivo se ven desplazados en promedio un 8,34% hacia los negativos considerando el sistema de almacenamiento de 30 bar con respecto al de 50 bar y un 18,56% contrastando el escenario de 30 bar respecto al de 200 bar referente al sistema de almacenamiento, lo que indica la variación en la rentabilidad al incorporar diferentes sistemas de compresión.

La siguiente tabla tiene por objetivo el mostrar los principales valores asociados a la figura 3.7 donde se puede apreciar el impacto económico que tiene la implementación de los sistemas de compresión a distintas presiones.

Tabla 3.9 Valores CAPEX asociados a la implementación de sistemas de compresión: Fuente elaboración propia

Potencia electrolizador [MW]	Capex [USD] sistema compresión a 200 Bar.	Capex [USD] sistema compresión a 50 Bar.	Capacidad de flujo nominal de compresor[kgh2/h]
0,1	39.912	19.956	1,8
0,2	63.065	31.532	3,7
0,3	82.415	41.207	5,5
0,4	99.647	49.824	7,3
0,5	115.458	51.458	9,2
0,6	130.222	65.111	11
0,7	144	72.084	12,8
0,8	157.451	78.725	14,6
0,9	170.179	85.089	16,5
1	182.434	91.217	18,3
1,1	194.278	97.739	20,1
1,2	205.762	102.881	22
1,3	216.985	108.462	23,8
1,4	227.798	113.899	25,6
1,5	238.411	119.205	27,5
1,6	248.785	124.393	29,3
1,7	260.561	130.281	31,4
1,8	271.852	135.926	33,5

De la tabla anterior es posible determinar que la implementación de sistemas de compresión puede aumentar el costo capital asociado a los principales elementos del sistema en un 14, 03%, para una capacidad de compresión de 200 bar, asociada a 39.912 USD para la potencia de electrolizador más baja evaluada y un 10,85 % para la mayor potencia evaluada, asociada a 1,8 [MW], estableciendo un incremento no lineal del costo del sistema capital a medida que la potencia del sistema de electrolisis va aumentando, esto debido que a mayores potencias del sistema de electrolisis el flujo de hidrógeno a comprimir es mayor. En cuanto a la relación costo/beneficio de la implementación de un sistema de compresión de 50 bar respecto a uno de 200, puede establecerse una diferencia promedio de un 50%, donde en este caso el sistema de compresión a 50 Bar representaría un 50% de ahorros respecto al de 200 bar.

De lo anterior es posible establecer que la mejor alternativa dada la no viabilidad en la implementación del sistema es la no utilización de una etapa de compresión externa, utilizando de este modo el sistema propio de compresión interna del electrolizador, el cual entrega una presión de salida de 30 Bar, presión para la cual se centrará el análisis, para lo que a continuación se presentará la siguiente figura.

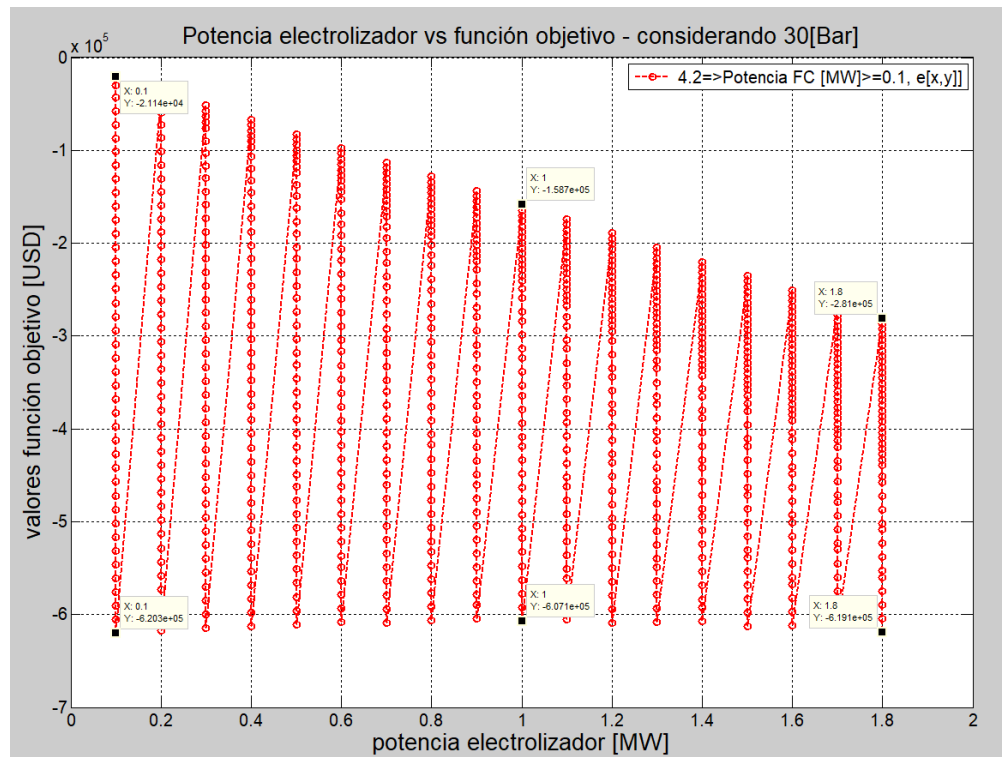


Fig.3.9 Simulación potencia electrolizador vs valor de función objetivo para almacenamiento a 30 Bar Fuente: elaboración propia

Posicionada como la mejor alternativa de análisis, el gráfico ilustrado en la figura 3.9 considera una presión de almacenamiento a 30 bar para la evaluación del sistema. Como se mencionó anteriormente el eje Y representa los valores de la función objetivo, en el que cada círculo corresponde a una potencia distinta para el sistema de electrólisis inversa evaluada dentro de la función objetivo. De lo anterior es posible inferir que a medida que la potencia en el sistema de electrólisis se hace más grande el incremento gradual de potencia en la celda de combustible (hasta cierto punto) afecta en menor medida la rentabilidad asociada, no obstante, ninguna dimensión evaluada representa una rentabilidad positiva, no siendo necesaria la evaluación de un sistema más grande.

De la figura 3.9, es importante mencionar que la mayor separación entre puntos representan el mayor dimensionamiento factible para la celda de combustible, dado que un punto por debajo indicaría un sobredimensionamiento de la celda de combustible de modo tal que un mayor tamaño de este sistema no involucraría una mayor producción de energía eléctrica, aumentando el valor CAPEX sin presentar ningún tipo de beneficio. Dicho esto, la siguiente tabla tiene por objetivo dar a conocer la mayor potencia del sistema de electrólisis inversa previo al sobredimensionamiento del sistema, donde una mayor potencia asociada dada cierta capacidad del electrolizador no realizaría una mayor conversión de energía, ya la capacidad de producción de hidrógeno está limitada por el tamaño del electrolizador.

Tabla 3.10 Máxima potencia en celda previa a sobredimensionamiento: Fuente elaboración propia

Potencia electrolizador [MW]	Potencia celda [MW] previa a sobredimensionamiento	Tamaño almacenamiento [kg]
0,1	0,2	36
0,2	0,3	71
0,3	0,5	106
0,4	0,6	141
0,5	0,9	175
0,6	1	211
0,7	1	246
0,8	1,4	281
0,9	1,6	316
1	1,7	351
1,1	1,9	356
1,2	2,1	421
1,3	2,3	456
1,4	2,5	491
1,5	2,7	526
1,6	2,9	561
1,7	3	596
1,8	3,2	631

Finalmente, en la siguiente tabla se presentarán algunos de los aspectos más relevantes referente al mejor de los escenarios planteados, indicando en primer lugar la potencia de electrolizador evaluada, potencia de celda de combustible, tamaño de almacenamiento seleccionado y producción de hidrógeno asociado al tamaño de electrolizador seleccionado entre otros.

Tabla 3.11 Principales Datos escenario base (considerando 30 bar de almacenamiento). Fuente: Elaboración propia.

P.E	P.C	Cap. Almacenamiento-	Producción H_2 año	Energía convertida Año	Ganancias por venta de energía	CAPEX Sist.	Valor F.Obj. Max
[MW]	[MW]	[kg]	[kg]	[kWh]	[USD]	[USD]	[USD]
0,1 (43,42%)	0,1 (52,1%)	36 (4,48%)	12.787,04	144.185	8.988	230.328,8	-21.140,00
0,2 (58,71%)	0,1 (35,23%)	71 (6,06%)	25.574,08	144.185	8.988	340.657,6	-36.383,55
0,3 (66,52%)	0,1 (26,61%)	106 (6,87%)	38.361,12	144.185	8.988	450.986,3	-51.648,78
0,4 (71,26%)	0,1 (21,38%)	141 (7,36%)	51.148,16	144.185	8.988	561.315,1	-66.914,02
0,5 (74,44%)	0,1 (17,87%)	175 (7,69%)	63.935,20	144.185	8.988	671.600,0	-82.179,25
0,6 (76,73%)	0,1 (15,35%)	211 (7,93%)	76.722,24	144.185	8.988	781.972,0	-97.444,48
0,7 (78,45%)	0,1 (13,45%)	246 (8,1%)	89.509,28	144.185	8.988	892.301,4	-112.709,71
0,8 (79,79%)	0,1 (11,97%)	281 (8,24%)	102.296,32	144.185	8.988	1.002.630,0	-128.974,94
0,9 (80,87%)	0,1 (10,78%)	316 (8,35%)	115.083,36	144.185	8.988	1.112.959,0	-143.240,17
1 (81,75%)	0,1 (9,81%)	351 (8,44%)	127.870,40	144.185	8.988	1.223.287,7	-158.705,40
1,1 (82,48%)	0,1 (9%)	356 (8,52%)	140.657,44	144.185	8.988	1.333.616,5	-173.770,63
1,2 (83,11%)	0,1 (8,31%)	421 (8,58%)	153.444,48	144.185	8.988	1.498.024,2	-189.035,86
1,3 (83,64%)	0,1 (7,72%)	456 (8,64%)	166.231,52	144.185	8.988	1.554.274,1	-204.301,09
1,4 (84,1%)	0,1 (7,21%)	491 (8,69%)	179.018,00	144.185	8.988	1.727.094,9	-219.566,32
1,5 (84,51%)	0,1 (6,76%)	526 (8,73%)	191.805,60	144.185	8.988	1.774.931,6	-234.831,55
1,6 (84,87%)	0,1 (6,37%)	561 (8,77%)	204.592,64	144.185	8.988	1.956.165,6	-250.096,78
1,7 (85,18%)	0,1 (6,01%)	596 (8,8%)	217.382,60	144.185	8.988	1.995.672,5	-265.371,49
1,8 (85,74%)	0,1 (5,7%)	631 (8,83%)	229.932,80	144.185	8.988	2.105.917,9	-281.627,24

La tabla ilustrada representa los datos más relevantes extraídos del mejor escenario simulado, donde en la primera columna se presentan los valores de potencia asociados al sistema de electrolisis junto con su respectivo porcentaje respecto al CAPEX inicial. De manera similar los valores de potencia en el sistema de electrolisis inversa presentados, corresponden a la mejor combinación de modo tal que los valores de función objetivo sean máximos.

Cabe destacar que los valores de función objetivo presentados en la última columna representan las ganancias anualizadas para cada evaluación necesarias para cumplir con los requerimientos de rentabilidad deseados. Donde por ejemplo para una potencia asociada a 0.1 [MW] asociada a ambos sistemas y una capacidad en el sistema almacenamiento de 36 kg, el valor máximo de la función objetivo corresponde a -21.140 [USD], esto se traduce en que las ganancias netas derivadas de la venta de energía deben incrementarse en -21.140 [USD] para que se genere el retorno de la inversión a una tasa de descuento seleccionada del 8%.

3.7 Discusión y Conclusiones

A partir de los resultados expuestos, se determinó que la implementación de los principales equipos evaluados destinados a la realización de arbitraje (electrolizador, compresor, estanques de almacenamiento y celda de combustible) no representa un balance de rentabilidad positiva, esto debido principalmente a los altos costes de inversión capital asociados a la implementación del sistema, donde la evaluación a diferentes presiones involucra una disminución en la rentabilidad anualizada de 8,34% promedio considerando un sistema de compresión a 200 bar respecto al sistema planteado de 30 bar y un 18,56% entre un sistema a 50 bar respecto a uno de 30 bar. De lo anterior es importante mencionar que el considerar sistemas a altas presiones de almacenamiento se traduce en menores niveles de rentabilidad para los escenarios planteados, dado que el principal factor asociado corresponde a los altos costos capitales correspondientes a sistemas de compresión externos para presiones finales de almacenamiento a 50 y 200 bar respectivamente, donde dada la aplicación se determinó que el escenario más óptimo radica en la implementación de un sistema de almacenamiento a 30 bar no contemplando la utilización de un sistema externo de compresión más que la presión de salida propia en el sistema de electrolisis, generando de este modo un ahorro máximo del 14,03 % asociado CAPEX inicial.

En cuanto al sistema de almacenamiento correspondiente a los estanques tipo I, es importante mencionar que corresponde al parámetro menos influyente en el análisis, dado su bajo costo capital respecto a los demás parámetros (% indicado den tabla 3.11),no obstante, el parámetro de coste más elevado corresponde al sistema de electrólisis inversa, donde se es posible concluir que las potencias evaluadas que más elevan la rentabilidad se asocian a las mínimas establecidas, siendo de este modo el elemento que más perjudica la rentabilidad del sistema con un coste porcentual máximo asociado a un 52,1% respecto al CAPEX total.

Capítulo 4. Análisis De Sensibilidad.

5.2. Introducción

En el siguiente capítulo se realizará un análisis más profundo de los principales parámetros que influyen en la viabilidad del proyecto, dado que los resultados presentados previamente no arrojan datos de rentabilidad mínima para la posible realización de éste. Es por eso que los parámetros a evaluar en el presente capítulo son:

- Análisis de sensibilidad para parámetro de gastos CAPEX.
- Análisis de sensibilidad para eficiencia en el sistema de electrolisis y electrolisis inversa.

Donde la variación de los gastos en el sistema capital se realizará en conjunto con la variación de eficiencia, considerando variaciones de 10% para los gastos del sistema capital y 2% para la eficiencia del sistema, hasta un máximo del 60% para gastos de sistema capital y 12% en la eficiencia del sistema.

Todo esto para un rango de potencia de electrolizador de 1 a 1.8 [MW], dado que en este intervalo no se produce un sobredimensionamiento del sistema, no obstante, en el eventual escenario de una rentabilidad máxima asociada a la máxima potencia evaluada, será de interés el realizar un análisis para potencias superiores en los sistemas, obteniendo de este modo la mejor relación costo/beneficio asociada a cada escenario.

Dada la no viabilidad presentada en el capítulo anterior, será de interés el presentar un análisis que permita distinguir la evolución para el sistema ante ciertas variaciones paramétricas. Es en este eje donde se decide evaluar nuevamente el sistema con reducciones de CAPEX para los sistemas de electrólisis y electrólisis inversa, debido a su alto costo asociado, no obstante, se prevé una reducción importante a futuro, esto debido a que estas tecnologías se encuentran en una etapa temprana de su curva de costos.

Según el informe de Rethink Energy referenciado en [21], se indica que la demanda de electrolizadores aumentara en más de 100 GW cada año para fines de esta década, esto frente a los 2 GW correspondientes al año 2020, lo que implicaría un aumento de más del 50% en fabricación de electrolizadores en una década de diferencia, lo que impulsaría una mayor competencia y mayores economías de escala, permitiendo así llegar a los 340 USD por kW para el gasto capital del sistema alcalino a finales del año 2030.

Es por esto que se realizará un análisis de sensibilidad con reducciones del 60% del CAPEX, con un aumento de eficiencias del 2%.

En cuanto a la eficiencia contemplada, es importante mencionar que la evaluación de esta será realizada a nivel de sistema, donde actualmente el consumo eléctrico asociado a la producción de hidrógeno en el sistema de electrólisis es de $54.6 \text{ kWh/Kg}_{H_2}$ (61% de eficiencia), y para el sistema de electrólisis inversa una eficiencia asociada de 54 %, calculado en base al LHV, donde 1 kg de hidrógeno produce un 17.9 kWh.

A partir de esto se realizaron las simulaciones con nuevos parámetros de costes disminuidos en un 10%, 20%, 30%, 40%, 50% y 60%, con eficiencias ascendentes del 2%, 4%, 6%, 8%, 10% y 12% respectivamente para cada escenario simulado, los que serán presentados a continuación en las figuras 4.1 y 4.2.

5.3. Simulaciones Análisis de sensibilidad.

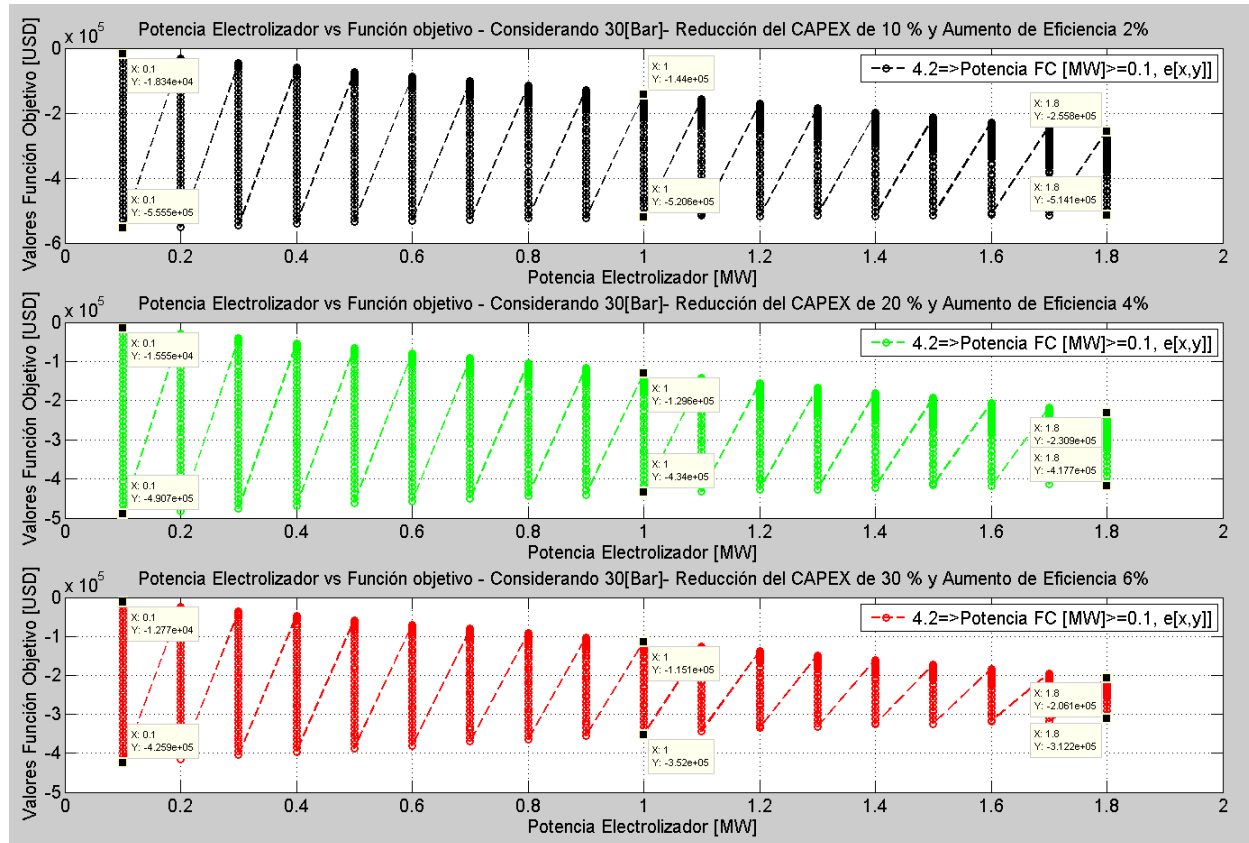


Fig.4.1 Análisis de sensibilidad con reducciones de 10% - 20% - 30% en CAPEX y aumentos de 2% 4% 6% en eficiencias Fuente: elaboración propia

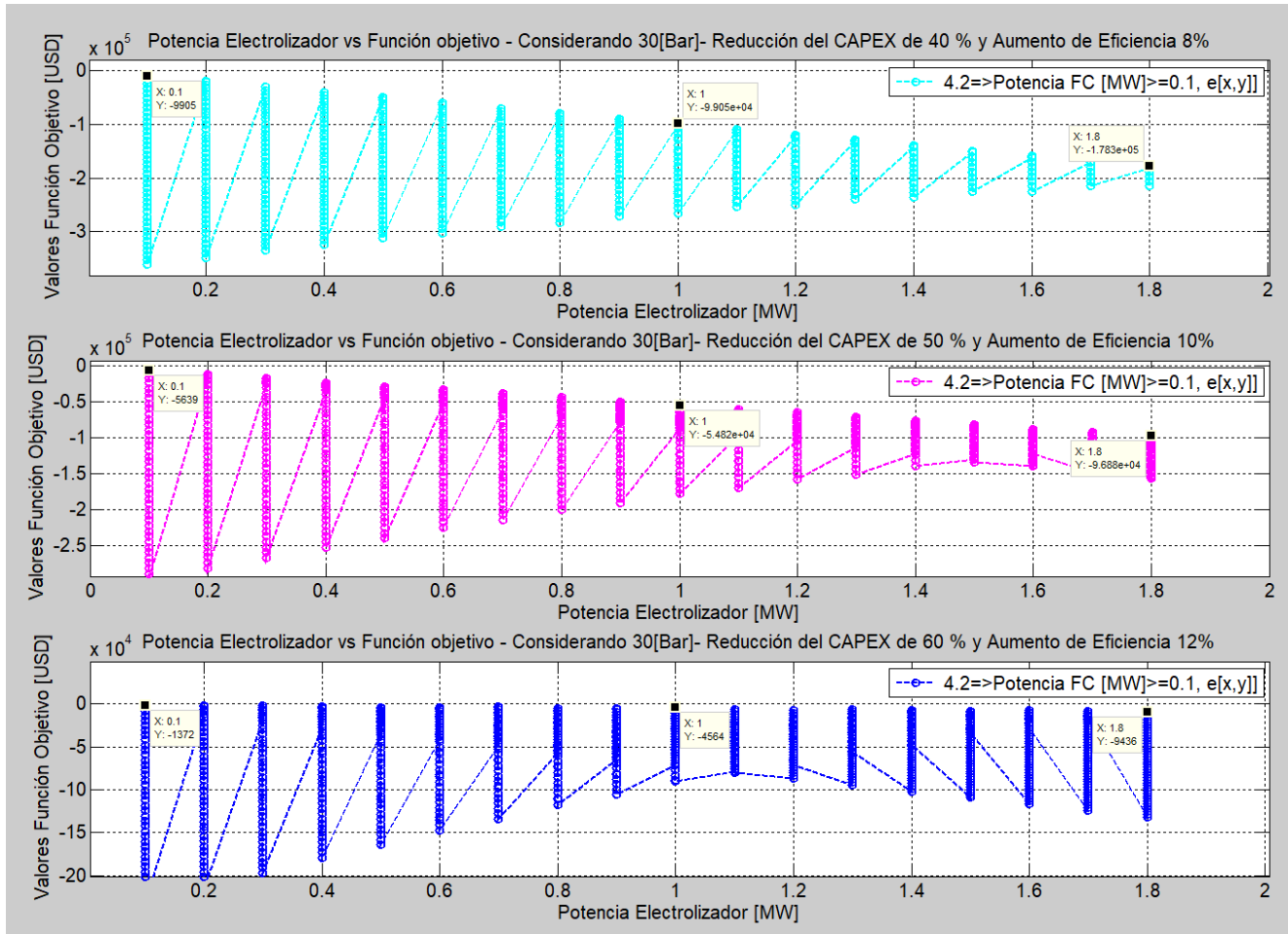


Fig.4.2 Análisis de sensibilidad con reducciones de 40% - 50%- 60% en CAPEX y aumentos de 8%-10%-12% en eficiencias Fuente: elaboración propia

Presentadas las figuras principales, asociadas a variaciones de sensibilidad con disminución de CAPEX y eficiencia establecidas previamente, a continuación, se presenta la siguiente figura, donde se superponen las gráficas correspondientes a las figuras 4.1 y 4.2, esto con el fin de observar gráficamente el impacto en las variaciones de CAPEX y eficiencia sobre el sistema.

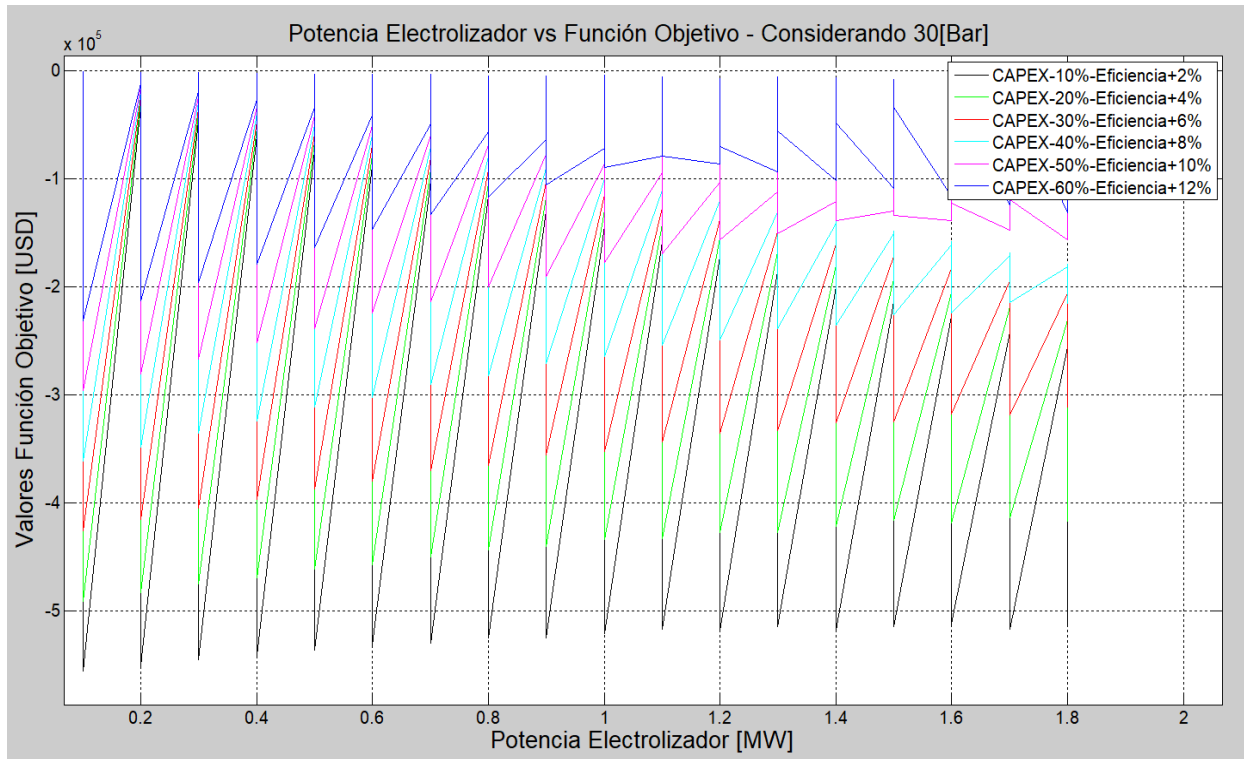


Fig.4.3 Superposición Análisis de sensibilidad con reducciones de 10% - 20%- 30% - 40% - 50% - 60% en CAPEX y aumentos de 1%-2%-3%-4%-5% - 6% en eficiencias

Fuente: elaboración propia

Las figuras presentadas muestran un incremento gradual para los valores de la función objetivo en cada escenario, en que los valores se ven cada vez más desplazados hacia la positividad numérica correspondientes al eje Y, no obstante, no se logran apreciar valores aceptables para el sistema, dada una reducción máxima correspondiente a un 60% del coste capital actual y un 12% de aumento en la eficiencia para los sistemas de electrolisis y electrolisis inversa, donde se evidencia una mejora con respecto a la utilización de mayores potencias de celdas de combustible a medida que se efectúa una mayor variación en la sensibilidad de los parámetros planteados.

A continuación, y con el fin de identificar los parámetros más importantes en cada caso se presentan las siguientes tablas asociadas a cada escenario de sensibilidad.

Tabla 4.1 Principales datos escenario 1 (Reducción CAPEX 10%-Aumento eficiencia 2%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador [MW]	Potencia Celda [MW]	Cap. Almacenamiento [kg]	CAPEX Sist. [USD]	Valores F.obj. [USD]
0,1 (43,13%)	0,1 (51,76%)	37 (5,11%)	208.667,42	-18.335,89
0,2 (58,19%)	0,1 (34,91%)	73 (6,9%)	309.334,84	-32.302,83
0,3 (65,85%)	0,1 (26,34%)	109 (7,81%)	410.002,27	-46.269,77
0,4 (70,5%)	0,1 (21,15%)	145 (8,36%)	510.669,69	-60.236,71
0,5 (73,61%)	0,1 (17,67%)	181 (8,72%)	611.337,11	-74.203,65
0,6 (75,84%)	0,1 (15,17%)	216 (8,99%)	712.004,53	-88.170,59
0,7 (77,52%)	0,1 (13,29%)	254 (9,19%)	812.671,95	-102.137,53
0,8 (78,83%)	0,1 (11,82%)	290 (9,34%)	913.338,38	-116.104,47
0,9 (79,88%)	0,1 (10,65%)	326 (9,47%)	1.014.006,80	-130.071,41
1 (80,74%)	0,1 (9,69%)	362 (9,57%)	1.114.674,22	-144.038,34
1,1 (81,46%)	0,1 (8,89%)	398 (9,66%)	1.215.341,60	-158.005,28
1,2 (82,07%)	0,1 (8,21%)	434 (9,73%)	1.316.009,06	-171.972,22
1,3 (82,59%)	0,1 (7,62%)	471 (9,79%)	1.416.676,49	-185.939,16
1,4 (83,04%)	0,1 (7,12%)	507 (9,84%)	1.517.343,91	-199.906,10
1,5 (83,44%)	0,1 (6,67%)	543 (9,89%)	1.618.011,01	-213.873,04
1,6 (83,79%)	0,1 (6,28%)	579 (9,93%)	1.718.678,75	-227.839,98
1,7 (84,09%)	0,1 (5,94%)	616 (9,97%)	1.819.425,29	-241.815,92
1,8 (84,37%)	0,1 (5,62%)	651 (10%)	1.920.013,60	-255.773,86

Tabla 4.2 Principales datos escenario 2 (Reducción CAPEX 20%-Aumento eficiencia 4%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador [MW]	Potencia Celda [MW]	Cap. Almacenamiento [kg]	CAPEX Sist. [USD]	Valores F.obj. [USD]
0,1 (42,78%)	0,1 (51,34%)	38 (5,89%)	187.006,07	-15.553,45
0,2 (57,55%)	0,1 (34,53%)	75 (7,92%)	278.012,14	-28.222,10
0,3 (65,04%)	0,1 (26,01%)	112 (8,95%)	369.018,21	-40.890,75
0,4 (69,56%)	0,1 (20,87%)	150 (9,57%)	460.024,28	-53.559,40
0,5 (72,59%)	0,1 (17,42%)	187 (9,99%)	551.030,35	-66.228,05
0,6 (74,76%)	0,1 (14,95%)	224 (10,29%)	642.036,42	-78.896,70
0,7 (76,39%)	0,1 (13,1%)	262 (10,51%)	733.042,49	-91.565,35
0,8 (77,67%)	0,1 (11,65%)	299 (10,68%)	824.048,56	-104.234,00
0,9 (78,68%)	0,1 (10,49%)	336 (10,82%)	915.054,63	-116.902,64
1 (79,52%)	0,1 (9,54%)	374 (10,94%)	1.006.060,70	-129.571,29
1,1 (80,21%)	0,1 (8,75%)	411 (11,04%)	1.097.066,77	-142.239,94
1,2 (80,8%)	0,1 (8,08%)	448 (11,12%)	1.188.072,84	-154.908,59
1,3 (81,31%)	0,1 (7,51%)	486 (11,19%)	1.279.078,91	-167.577,24
1,4 (81,75%)	0,1 (7,01%)	523 (11,25%)	1.370.084,98	-180.245,89
1,5 (82,13%)	0,1 (6,57%)	560 (11,3%)	1.461.091,05	-192.914,54
1,6 (82,47%)	0,1 (6,19%)	597 (11,35%)	1.552.097,12	-205.583,19
1,7 (82,38%)	0,1 (5,84%)	635 (11,39%)	1.643.178,07	-218.260,35
1,8 (83,04%)	0,1 (5,54%)	672 (11,42%)	1.734.109,27	-230.920,48

Tabla 4.3 Principales datos escenario 3 (Reducción CAPEX 30%-Aumento eficiencia 6%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador [MW]	Potencia Celda [MW]	Cap. Almacenamiento [kg]	CAPEX Sist. [USD]	Valores F.obj. [USD]
0,1 (42,34%)	0,1 (50,8%)	39 (6,86%)	165.344,72	-12.771,02
0,2 (56,75%)	0,1 (56,75%)	77 (9,2%)	246.689,44	-24.141,37
0,3 (64,02%)	0,1 (25,61%)	116 (10,38%)	328.034,16	-35.511,73
0,4 (68,4%)	0,1 (20,52%)	154 (11,08%)	409.378,87	-46.882,09
0,5 (71,32%)	0,1 (17,12%)	193 (11,56%)	490.723,59	-58.252,45
0,6 (73,42%)	0,1 (14,68%)	231 (11,9%)	572.068,31	-69.622,81
0,7 (74,99%)	0,1 (12,86%)	270 (12,15%)	653.413,03	-80.993,17
0,8 (76,22%)	0,1 (11,43%)	308 (12,35%)	734.757,75	-92.363,52
0,9 (77,2%)	0,1 (10,29%)	347 (10,29%)	816.102,47	-103.733,88
1 (78,00%)	0,1 (9,36%)	385 (12,64%)	897.447,19	-115.104,24
1,1 (78,67%)	0,1 (8,58%)	424 (12,75%)	978.791,90	-126.474,60
1,2 (79,24%)	0,1 (7,92%)	462 (12,84%)	1.060.136,62	-137.844,96
1,3 (79,72%)	0,1 (7,36%)	500 (12,92%)	1.141.481,34	-149.215,32
1,4 (80,14%)	0,1 (6,87%)	539 (12,99%)	1.122.816,06	-160.585,67
1,5 (80,51%)	0,1 (6,44%)	577 (13,05%)	1.304.170,78	-171.956,03
1,6 (80,84%)	0,1 (6,06%)	616 (13,1%)	1.385.515,50	-183.326,39
1,7 (81,12%)	0,1 (5,73%)	655 (13,15%)	1.466.930,85	-194.704,78
1,8 (81,38%)	0,1 (5,43%)	693 (13,19%)	1.548.204,94	-206.067,11

Tabla 4.4 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 40%-Aumento eficiencia 8%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador [MW]	Potencia Celda [MW]	Cap. Almacenamiento [kg]	CAPEX Sist. [USD]	Valores F.obj. [USD]
0,1 (27,82%)	0,2 (66,76%)	40 (5,42%)	215.683,37	-9.905,90
0,2 (27,82%)	0,4 (66,76%)	80 (5,42%)	431.366,73	-19.810,19
0,3 (27,82%)	0,6 (66,76%)	119 (5,42%)	647.050,10	-29.715,28
0,4 (27,82%)	0,8 (66,76%)	159 (5,42%)	862.733,47	-39.620,00
0,5 (27,82%)	1 (66,76%)	199 (5,42%)	1.078.416,83	-49.525,46
0,6 (27,82%)	1,2 (66,76%)	238 (5,42%)	1.294.100,20	-59.430,56
0,7 (27,82%)	1,4 (66,76%)	278 (5,42%)	1.509.783,57	-69.335,65
0,8 (27,82%)	1,6 (66,76%)	317 (5,42%)	1.725.466,94	-79.240,74
0,9 (27,82%)	1,8 (66,76%)	357 (5,42%)	1.941.150,30	-89.145,84
1 (27,82%)	2 (66,76%)	397 (5,42%)	2.156.833,67	-99.050,93
1,1 (27,82%)	2,2 (66,76%)	436 (5,42%)	2.372.517,04	-108.956,02
1,2 (27,82%)	2,4 (66,76%)	476 (5,42%)	2.588.200,40	-118.861,12
1,3 (27,82%)	2,6 (66,76%)	515 (5,42%)	2.803.883,77	-128.766,21
1,4 (27,82%)	2,8 (66,76%)	555 (5,42%)	3.019.567,14	-138.671,30
1,5 (27,82%)	3 (66,76%)	595 (5,42%)	3.235.250,50	-148.576,39
1,6 (27,82%)	3,2 (66,76%)	634 (5,42%)	3.450.933,87	-158.481,49
1,7 (27,82%)	3,4 (66,76%)	674 (5,42%)	3.666.683,63	-168.394,13
1,8 (27,82%)	3,6 (66,76%)	713 (5,42%)	3.882.300,60	-178.291,00

Tabla 4.5 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 40%-Aumento eficiencia 10%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador	Potencia Celda	Almacena- miento	Producción H_2 año (kg)	Energía Convertida año	Ganancias por venta de Energía	CAPEX Sist.	Valores F.obj.
[MW]	[MW]	[Kg]	[Kg]	[KWh]	[USD]	[USD]	[USD]
0,1 (27,47%)	0,2 (65,93%)	41 (6,6%)	14.883,28	288.370,20	17.976,00	182.022,02	-5.638,51
0,2 (27,47%)	0,4 (65,93%)	82 (6,6%)	29.766,55	576.740,50	35.953,40	364.044,30	-11.277,02
0,3 (27,47%)	0,6 (65,93%)	123 (6,6%)	44.649,83	865.110,70	53.930,20	546.066,05	-16.915,53
0,4 (27,47%)	0,8 (65,93%)	164 (6,6%)	59.533,11	1.153.480,90	71.906,90	728.088,06	-22.554,05
0,5 (25,77%)	1,1 (68%)	204 (6,2%)	74.416,38	1.566.754,60	97.670,00	970.110,08	-27.826,92
0,6 (26%)	1,3 (67,7%)	245 (6,26%)	89.299,66	1.874.406,50	116.848,00	1.152.132,09	-32.263,00
0,7 (26,23%)	1,5 (67,46%)	286 (6,31%)	104.182,93	2.162.776,70	134.825,40	1.334.154,11	-37.901,95
0,8 (26,38%)	1,7 (67,27%)	327 (6,34%)	119.066,21	2.451.147,00	152.802,10	1.516.176,12	-43.540,46
0,9 (26,5%)	1,9 (67,13%)	367 (6,37%)	133.949,49	1.739.517,20	170.778,80	1.698.198,14	-49.178,97
1 (26,5%)	2,1 (67,13%)	408 (6,37%)	148.832,76	3.027.887,40	188.755,50	1.880.220,15	-54.817,48
1,1 (25,9%)	2,4 (67,85%)	449 (6,23%)	163.716,04	3.446.860,00	214.873,90	2.122.242,17	-59.735,09
1,2 (25%)	2,6 (67,7%)	490 (6,26%)	178.599,32	3.748.813,00	233.697,00	2.304.264,18	-64.526,87
1,3 (26,14%)	2,8 (67,5%)	530 (6,29%)	193.482,59	4.037,183	251.674,10	2.486.286,20	-70.165,38
1,4 (26,23%)	3 (67,46%)	571 (6,31%)	208.365,87	4.325.553,500	269.650,00	2.668.308,21	-75.803,90
1,5 (26,31%)	3,2 (67,36%)	612 (6,33%)	223.249,14	4.613.923,700	287.627,50	2.850.330,23	-81.442,41
1,6 (26,38%)	3,4 (67,27%)	653 (6,34%)	238.132,42	4.902.293,900	305.604,20	3.032.352,24	-87.080,92
1,7 (25,96%)	3,7 (67,8%)	694 (6,24%)	253.004,64	5.26.732,900	332.063,30	3.274.436,41	-91.664,83
1,8 (26,04%)	3,9 (67,7%)	734 (6,26%)	267.597,24	5.621.740,800	350.453,80	3.456.396,27	-96.882,49

Tabla 4.6 Principales datos escenario 4 (Reducción CAPEX 60%-Aumento eficiencia 12%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizador	Potencia Celda	Almacena- miento	Producción H_2 año (kg)	Energía Convertida año	Ganancias por venta de Energía	CAPEX Sist.	Valores F.obj.
[MW]	[MW]	[Kg]	[Kg]	[KWh]	[USD]	[USD]	[USD]
0,1 (26,96%)	0,2 (64,71%)	42 (8,33%)	15.302,52	288.370,20	17.976,70	148.360,7	-1.372,00
0,2 (23,21%)	0,5 (69,62%)	84 (7,17%)	30.605,05	682.110,60	42.522,10	344.721,3	-2.112,00
0,3 (24,34%)	0,7 (68,14%)	126 (7,52%)	45.907,57	996.737,30	62.135,60	493.082,0	-1.847,00
0,4 (24,94%)	0,9 (67,35%)	168 (7,71%)	61.210,09	1.297.665,00	80.895,20	641.442,7	-2.435,94
0,5 (25,32%)	1,1 (66,85%)	210 (7,83%)	76.512,62	1.586.036,30	98.872,00	789.803,3	-3.807,87
0,6 (24,34%)	1,4 (68,14%)	252 (7,52%)	91.815,14	1.993.474,60	124.271,00	986.164,0	-3.693,80
0,7 (24,68%)	1,6 (67,69%)	294 (7,63%)	107.117,66	2.306.961,90	143.813,80	1.134.524,6	-3.499,96
0,8 (24,94%)	1,8 (67,35%)	336 (7,71%)	122.420,19	2.595.332,10	161.790,50	1.282.885,3	-4.871,89
0,9 (24,34%)	2,1 (68,14%)	378 (7,52%)	137.722,71	2.990.211,90	186.406,90	1.479.246,0	-5.540,69
1 (24,58%)	2,3 (67,83%)	420 (7,59%)	153.025,24	3.316.257,70	206.732,00	1.627.606,0	-4.563,97
1,1 (24,78%)	2,5 (67,57%)	461 (7,66%)	168.327,76	3.604.627,00	224.709,00	1.775.967,3	-5.935,90
1,2 (24,94%)	2,7 (67,35%)	503 (7,71%)	183.630,28	3.892.988,00	242.685,70	1.924.328,0	-7.307,83
1,3 (24,52%)	3 (67,9%)	545 (7,58%)	198.932,81	4.319.195,000	269.254,40	2.120.688,6	-6.024,36
1,4 (24,68%)	3,2 (67,39%)	587 (7,63%)	214.235,33	4.613.923,700	287.627,00	2.269.049,3	-6.999,91
1,5 (24,82%)	3,4 (67,51%)	629 (7,67%)	229.537,85	4.902.293,900	305.604,20	2.417.410,0	-8.371,84
1,6 (24,49%)	3,7 (67,95%)	671 (7,57%)	244.840,38	5.315.932,300	331.390,00	2.613.770,6	-7.871,26
1,7 (24,62%)	3,9 (67,77%)	713 (7,61%)	260.129,03	5.623.219,500	350.546,00	2.762.189,2	-8.070,51
1,8 (24,74%)	4,1 (67,62%)	755 (7,64%)	275.130,12	5.911.589,700	368.522,00	2.910.491,9	-9.435,85

Las tablas presentadas representan los principales resultados asociados a cada escenario de simulación para el análisis de sensibilidad planteado. Es importante destacar que la combinación de potencias de celda de combustible que maximiza los valores de función objetivo se encuentran presentes en la segunda columna para cada caso, donde se puede apreciar para los escenarios 1, 2 y 3, que las potencias que satisfacen esta condición se asocian a las más mínimas a evaluadas.

Por el contrario, a partir del escenario 4, se logra apreciar que la dinámica del sistema comienza a cambiar, estableciendo de este modo una combinación óptima entre potencia de electrolizador y celda de combustible, donde se ilustra adicionalmente en los últimos dos escenarios datos de producción de hidrógeno anual, energía convertida anual y ganancias por venta de energía, todo esto para comparar visualmente de una mejor manera los dos últimos escenarios planteados, donde pese a una significativa mejora respecto a escenarios anteriores, no se logran valores asociados a la función objetivo positivos, lo que da indicios de una nula factibilidad asociada a la aplicación de interés.

Con el fin de establecer una comparación entre el mejor de los escenarios obtenido en el análisis de sensibilidad y el escenario base planteado en el capítulo 3 (considerando un sistema de almacenamiento a 30 bar) A continuación, se presentará una comparación entre los resultados obtenidos para el caso base, es decir considerando costos de capital actuales y sin mejoras extras en la eficiencia y el mejor resultado para el análisis de sensibilidad.

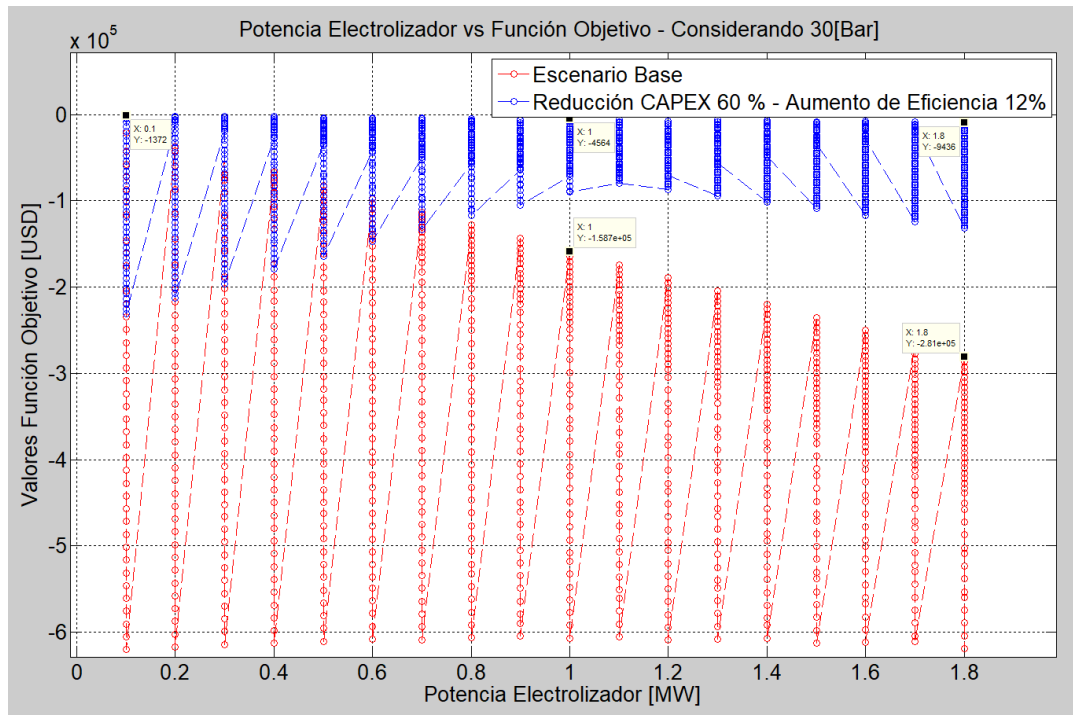


Fig.4.4 Comparación escenario base vs mejor resultado análisis de sensibilidad

Fuente: elaboración propia

La figura presentada establece la comparación directa entre los resultados presentados en el capítulo 3 y el mejor escenario correspondiente al análisis de sensibilidad, donde la reducción del valor CAPEX fue de un 60%, pasando de 1.000 [USD/kw] a 400 [USD/kw] para el sistema de electrólisis y de 1200 [USD/kw] a 480 [USD/kw] en el sistema de electrólisis inversa, con eficiencias iniciales de 61% y 54% para ambos sistemas respectivamente a 73% y 66%.

De la figura 4.4, es importante destacar lo mencionado en el análisis del capítulo anterior para el sistema original, ilustrado en rojo, en el que cada círculo representa un valor de función objetivo distinto y a su vez considera un valor de potencia para el sistema de celda de combustible diferente.

Teniendo esto en perspectiva, es de relevancia indicar que los extremos de líneas rectas (sin una circunferencia asociada), indica el termino e inicio de cada ciclo evaluado, donde por ejemplo la primera línea roja asociada a la potencia de electrolizador más baja corresponde al término del primer ciclo de evaluación, donde el valor de la función objetivo representa un mínimo global, evaluando la mayor potencia para el sistema electrólisis inversa, y el extremo superior de la línea asociada a [0.2] MW en el electrolizador al inicio del ciclo, en donde se evalúa la potencia de celda más baja.

En consecuencia, se puede inferir a través de la figura presentada que para los valores de CAPEX más altos asociados al sistema original, el inicio y término de cada ciclo describe una dinámica similar a lo largo de toda su evaluación, donde finaliza en los extremos inferiores y comienza en los extremos superiores, no obstante, los valores evaluados para la celda de combustible no representan ningún tipo de relación lineal, dado que no necesariamente ciclo evaluado debe terminar en el extremo superior, situación que puede evidenciarse a partir del trazo definido por las líneas azules, donde se logra apreciar que el término del ciclo no se asocia con el valor más negativo de la función objetivo, sino con la última dimensión evaluada.

Como una herramienta de análisis a continuación se presentará la tabla 4.7, indicando los principales parámetros asociados al escenario base y el mejor posicionado en el análisis de sensibilidad.

Tabla 4.7. Comparación escenario base y análisis de sensibilidad. Fuente elaboración propia.

Potencia Electrolizador [MW]	Potencia Celda E.B. [MW]	Potencia Celda E.6. [MW]	Almacena- miento EB [Kg]	Almacena- miento E6 [Kg]	CAPEX sist EB. [USD]	CAPEX sist E6. [USD]	CAPEX [%]	F.obj. [%]
0,1(43,42- 26,96%)	0,1(52,1%)	0,2(64,71%)	36(4,48%)	42(8,33%)	230.328,8	148.360,7	-35,59 %	93,5 %
0,2(58,71- 23,21%)	0,1(35,23%)	0,5(69,62%)	71(6,06%)	84(7,17%)	340.657,6	344.721,3	1,2 %	94,2 %
0,3(66,52- 24,34%)	0,1(26,61%)	0,7(68,14%)	106(6,87%)	126(7,52%)	450.986,3	493.082,0	9,3 %	96,4 %
0,4(71,26- 24,94%)	0,1(21,38%)	0,9(67,35%)	141(7,36%)	168(7,71%)	561.315,1	641.442,7	14,3 %	96,4 %
0,5(74,44- 25,32%)	0,1(17,87%)	1,1(66,85%)	175(7,69%)	210(7,83%)	671.600,0	789.803,3	17,6 %	95,4 %
0,6(76,73- 24,34%)	0,1(15,35%)	1,4(68,14%)	211(7,93%)	252(7,52%)	781.972,0	986.164,0	26,1 %	96,2 %
0,7(78,45- 24,68%)	0,1(13,45%)	1,6(67,69%)	246(8,1%)	294(7,63%)	892.301,4	1.134.524,6	27,1 %	96,9 %
0,8(79,79- 24,94%)	0,1(11,97%)	1,8(67,35%)	281(8,24%)	336(7,71%)	1.002.630,0	1.282.885,3	28,0 %	96,2 %
0,9(80,87- 24,34%)	0,1(10,78%)	2,1(68,14%)	316(8,35%)	378(7,52%)	1.112.959,0	1.479.246,0	32,9 %	96,1 %
1(81,75- 24,58%)	0,1(9,81%)	2,3(67,83%)	351(8,44%)	420(7,59%)	1.223.287,7	1.627.606,0	33,1 %	97,1 %
1,1(82,48- 24,78%)	0,1(9%)	2,5(67,57%)	356(8,52%)	461(7,66%)	1.333.616,5	1.775.967,3	33,2 %	96,6 %
1,2(83,11- 24,94%)	0,1(8,31%)	2,7(67,35%)	421(8,58%)	503(7,71%)	1.498.024,2	1.924.328,0	28,5 %	96,1 %
1,3(83,64- 24,52%)	0,1(7,72%)	3(67,9%)	456(8,64%)	545(7,58%)	1.554.274,1	2.120.688,6	36,4 %	97,1 %
1,4(84,1- 24,68%)	0,1(7,21%)	3,2(67,39%)	491(8,69%)	587(7,63%)	1.727.094,9	2.269.049,3	31,4 %	96,8 %
1,5(84,51- 24,82%)	0,1(6,76%)	3,4(67,51%)	526(8,73%)	629(7,67%)	1.774.931,6	2.417.410,0	36,2 %	96,4 %
1,6(84,87- 24,49%)	0,1(6,37%)	3,7(67,95%)	561(8,77%)	671(7,57%)	1.956.165,6	2.613.770,6	33,6 %	96,9 %
1,7(85,18- 24,62%)	0,1(6,01%)	3,9(67,77%)	596(8,8%)	713(7,61%)	1.995.672,5	2.762.189,2	38,4 %	97,0 %
1,8(85,74- 24,74%)	0,1(5,7%)	4,1(67,62%)	631(8,83%)	755(7,64%)	2.105.917,9	2.910.491,9	38,2 %	96,6 %

De los datos deprendidos de la tabla 4.7, se logra apreciar el impacto que tiene una reducción del CAPEX en los principales componentes del sistema. Dado que en el escenario asociado al sistema original la opción más viable es no implementar el sistema de electrolisis inversa, al contrario del escenario 6 con reducciones de 60% en el CAPEX y aumento del 12% de eficiencia (para sist. electrólisis y electrólisis inversa), donde se posiciona como opción más viable la implementación de

celdas de mayor potencia. Donde por ejemplo para una capacidad de electrolizador de 1.1 [MW], el tamaño de celda que otorga valores de rentabilidad menos negativos corresponde a 2.5 [MW].

En cuanto a los porcentajes asociados a cada elemento el primer porcentaje asociado a la primera columna indica el % respecto al CAPEX asociado al sistema de electrolisis para el escenario base y el segundo porcentaje se asocia al escenario 6.

De manera similar, las últimas dos columnas representan la variación porcentual del CAPEX y función objetivo respectivamente para los escenarios indicados.

5.4. Análisis Caso menos probable.

Finalmente, y dado que el análisis de sensibilidad propuesto en los escenarios de ocurrencia más probables planteados en el apartado anterior no otorgaron índices factibles de rentabilidad. En el siguiente apartado será de interés mostrar el mejor resultado de simulación asociado a un escenario mínimo de rentabilidad dada la aplicación. Donde si bien se presenta una factibilidad financiera, la ocurrencia de este escenario se posiciona como la menos probable en un horizonte mayor a 10 años, no siendo parte fundamental del análisis.

A continuación, la siguiente figura presenta en rango de evaluación más factible para un escenario con reducciones de CAPEX asociadas a un 72% para sistemas de electrólisis y electrólisis inversa, así como también aumentos de eficiencia de 75% y 68% para ambos sistemas respectivamente. Cabe mencionar que este el costo por recambio de celda para el equipo de electrólisis fue considerado a 120 USD/Kw.

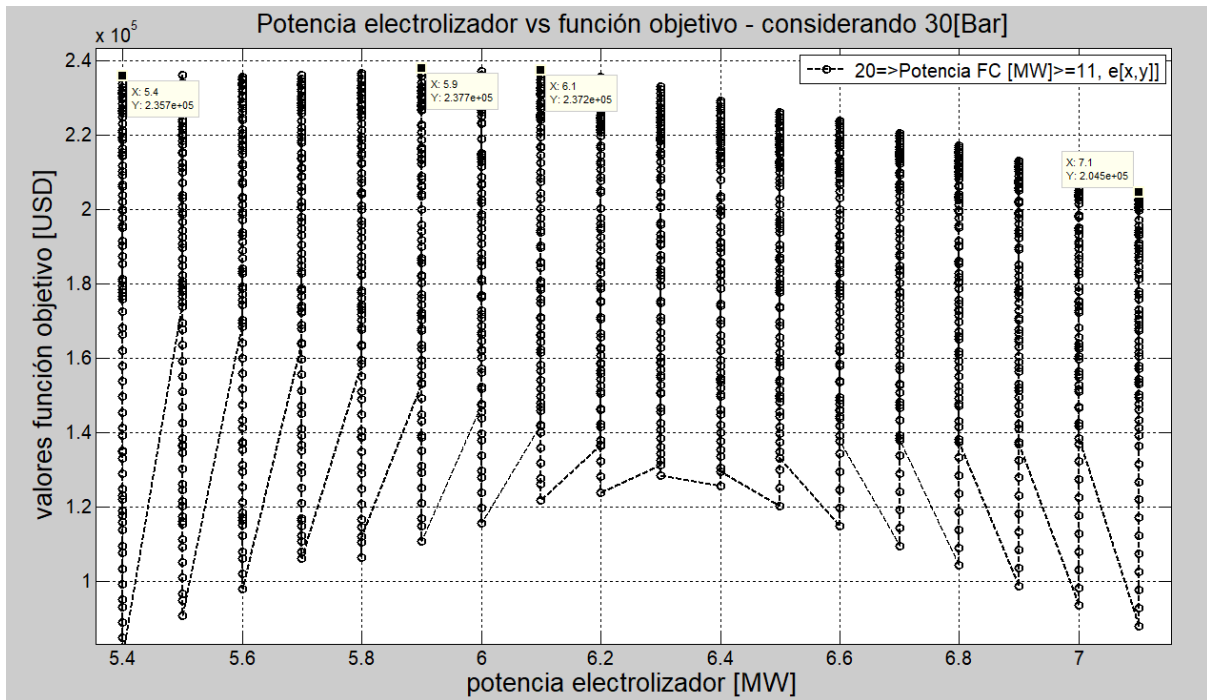


Fig.4.5 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14%. Fuente: Elaboración propia.

A partir de la figura 4.5 se puede observar como para un punto intermedio entre el rango de potencias de 5,4 a 7,1 MW para el sistema de electrólisis se logra apreciar un punto máximo asociado al valor de función objetivo. Correspondiente a una potencia de electrolizador de 5,9 MW y un tamaño de celda de combustible de 13,1 MW se posiciona la máxima rentabilidad del sistema. Es decir que dadas las reducciones de CAPEX, aumentos de eficiencia y datos de entrada establecidos, el dimensionamiento más óptimo corresponde a las potencias indicadas, donde la evaluación total para el sistema de electrolisis comprendió rangos de 0.1 MW a 10.6 MW.

De la figura también es importante mencionar de igual modo, como los puntos ubicados al costado derecho del punto máximo van disminuyendo sus valores paulatinamente, dado que el sistema presentaría rangos de sobredimensionamiento menos factibles. Al contrario, en el costado izquierdo del punto máximo se logra apreciar como si bien los valores de función objetivo son mayores a los ubicados al costado derecho, estos tienden a ser levemente menores al presentado en el punto máximo.

En cuanto a los principales datos asociados al mejor dimensionamiento del sistema se presenta la siguiente tabla.

Tabla 4.8 Principales datos dimensionamiento óptimo caso menos probable
(Reducción CAPEX 72%-Aumento eficiencia 14%) Fuente: elaboración propia.

Potencia Electrolizad -or [MW]	Potencia Celda [MW]	Almacena- miento [Kg]	Producción H_2 año (kg) [Kg]	Energía Convertida año [KWh]	Ganancias por venta de Energía [USD]	CAPEX Sist. [USD]	Valores F.obj. [USD]
5.9 (24,42%)	13,1 (65,05%)	2.415 (10,53%)	791.067,15	17.844.486,7	1.112.407,9	6.766.110,59	237.743,23

La tabla presentada ilustra los principales parámetros derivados del dimensionamiento óptimo del sistema y su % respecto al CAPEX, donde la cargabilidad del sistema varia acorde a la disponibilidad energética. A modo complementario en las siguientes tablas se indica la cargabilidad para ambos sistemas por mes y bloque horario.

Tabla 4.9 % Cargabilidad en sistema de electrólisis. Fuente: elaboración propia.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
%Cargabilidad Noche (18:00- 23:59 hrs).	45%	46%	37%	33%	33%	30%	29%	28%	30%	30%	37%	43%
%Cargabilidad Día (9:00-17:59).	100%	100%	100%	100%	100%	95%	99%	97%	100%	99%	100%	100%
%Cargabilidad Madrugada(00:0 0-8:59 hrs).	100%	100%	89%	71%	62%	52%	55%	56%	65%	68%	84%	100%

Tabla 4.10 % Cargabilidad en sistema de electrólisis inversa. Fuente: elaboración

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
% Cargabilidad Bloque horario 6 (20:00-23:59 hrs)	100%	100%	100%	93%	89%	83%	85%	84%	90%	91%	98%	100%

La información mostrada en las tablas permite comprender de mejor manera la dinámica del sistema. Donde el conjunto de dimensiones más óptimas asociadas al sistema considera la operación a carga parcial de los elementos en ciertos periodos de tiempo.

En cuanto al valor de función objetivo mostrado en la tabla 4.8 es importante mencionar que el proyecto paga una tasa de descuento correspondiente al 8% y adicionalmente genera recursos asociados a 237.743,23 dólares anuales en el periodo de evaluación considerado (25 años).

Respecto al rango completo de dimensiones de electrolizador evaluadas para este último caso, estas serán presentadas en el anexo.

5.5. Discusión y Conclusiones

Según lo expuesto en capítulos previos, el dimensionamiento óptimo del sistema encargado de producir, acondicionar y vender hidrógeno mediante su reconversión en electricidad es fundamental a la hora de maximizar las ganancias derivadas de esta venta. Es por eso que el dimensionamiento óptimo del sistema se presenta para cada uno de los escenarios planteados.

Referente a los escenarios 1, 2 y 3, se puede concluir que el principal factor en la implementación del sistema radica en el alto coste asociado al sistema de electrólisis inversa, dado que la mejor combinación establecida para cada uno de casos radica en la implementación de la mínima potencia del sistema evaluada, con un CAPEX del 50,8% asociado al mejor escenario correspondiente a la tercera evaluación de sensibilidad.

De los resultados obtenidos a partir de las simulaciones para los casos asociados al análisis de sensibilidad 4, 5 y 6, es importante destacar que la dinámica del sistema comienza a cambiar, estableciendo de esta manera un dimensionamiento óptimo de celda de combustible para cada una de las potencias de electrolizador evaluadas. Donde si bien el porcentaje correspondiente al CAPEX es mayor en el sistema de electrolisis inversa respecto a los primeros escenarios (66%-67% y 68% respectivamente para escenarios 4, 5 y 6), las ganancias netas derivadas de las ventas hacen al sistema más viable respecto a casos anteriores, produciéndose un mayor equilibrio dado las reducciones de CAPEX y aumentos de eficiencia considerados.

Realizado los análisis de sensibilidad se puede concluir que, si bien las reducciones de CAPEX y aumento de eficiencias en los sistemas hacen cada vez más viable la implementación del sistema, pudiendo de este modo aumentar el tamaño de celda de combustible dando como resultado una mayor relación costo/beneficio, el principal factor asociado a la no rentabilidad del sistema radica en el costo del sistema de electrolisis inversa.

Finalmente se puede mencionar que el beneficio derivados reducciones de CAPEX y aumento de eficiencias planteado, se traduce en un aumento de rentabilidad máximo de un 96.2 % en la función objetivo para el escenario 6 respecto del caso base planteado en el capítulo 3.

Como último caso de evaluación se posiciono como el escenario menos probable de ocurrencia el con 72% reducciones de CAPEX y aumento de 14% en eficiencias. Donde la reducción del CAPEX en el sistema de electrólisis inversa otorga un conjunto de dimensiones factibles para el sistema, pudiendo concluir que el conjunto de dimensiones óptimas que maximizan las utilidades derivadas de la venta de energía corresponde a 5.9 MW para el sistema de electrolizador y 13.1 MW en el sistema de electrólisis inversa, otorgando de esta manera la tasa de descuento esperada (8%) y generando excedentes de 237.743 dólares anuales, lo que representa un incremento de 258.883 dólares en las ganancias anuales respecto al caso base.

Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

Como motivación hacia un desarrollo sustentable orientado hacia una matriz energética más limpia a través de una transición energética que contempla el uso de hidrógeno verde, dado su potencial para descarbonizar el planeta. En el presente trabajo analiza las bases del proceso destinado a la producción, almacenamiento y reconversión en energía eléctrica de este elemento con la finalidad de ser comercializada en una etapa posterior. Todo esto a partir de excedentes de energía eólica, cuyo cálculo fue dimensionado para un parque eólico típico modelado a partir de la herramienta explorador eólico, que si bien entrega datos históricos, su principal limitación es la variabilidad del recurso eólico, entregando de este modo datos aproximados, pero no 100% certeros.

Para lograr la mejor rentabilidad, se estableció una ubicación óptima y se revisaron diversos métodos de optimización, donde dada similitud con los objetivos de optimización se decidió aplicar el método de cálculo directo con desplazamiento de carga, basado en la creación de una función objetivo en la que se evalúan una a una las dimensiones del sistema en orden ascendente, estas dimensiones consisten básicamente en variaciones de potencia para los sistemas de electrólisis y electrólisis inversa, evaluando así la rentabilidad máxima para cada dimensión.

Realizado el análisis se obtuvo en primera instancia un escenario desfavorable, donde se realizó un análisis de sensibilidad variando los precios CAPEX y eficiencias para los sistemas, dando claros indicios de la infactibilidad, pudiendo establecer de este modo que la principal limitante en la implementación del sistema radica en los elevados costos de capital asociados a estos equipos, en conjunto con los incentivos monetarios asociados a la venta de energía al sistema.

5.2. Conclusiones

Dada la revisión asociada a la aplicación de interés basada en el dimensionamiento óptimo de un sistema encargado de producir, almacenar y reconvertir hidrógeno verde. Todo esto a partir de excedentes de energía eólica (asociado con el termino curtailment), se establece que un aspecto fundamental para determinar la mejor viabilidad de la realización de arbitraje eléctrico radica en un correcto dimensionamiento de los principales elementos involucrados, donde el CAPEX asociado a los sistemas de electrolizador y celdas de combustible corresponden a más del 70% del gasto capital en equipamiento principal para el sistema.

Para este dimensionamiento se determinó que la mejor alternativa fue la contemplación de un método de optimización. Donde se estableció la preferencia del cálculo directo con desplazamiento de carga, dado su simple modelamiento, en el que la función objetivo busca optimizar la dimensión de los sistemas maximizando la utilidad asociada. La principal desventaja de este método radica en la no consideración de la naturaleza estocástica de las entradas, dada la variabilidad del recurso eólico.

Cabe destacar que, si bien en primera instancia se plantearon las principales ecuaciones presentadas en el capítulo 3, que contempla dimensiones de hasta 10,34 [MW] para sistema de electrólisis y 12,96 [MW] a sistemas de electrólisis inversa. En la práctica se concluyó que considerar dimensiones de hasta 1.8 [MW] para sistemas de electrolisis y 4.2 [MW] para celda de combustible serían suficientes para el análisis. Esto debido que una mayor potencia en el sistema de electrólisis conllevaría a un sobredimensionamiento del sistema en ciertos periodos de tiempo dada la variabilidad del recurso, decidiendo evaluar el comportamiento del sistema para el rango de carga que mantiene al sistema operando a potencia nominal, no obstante si los resultados asociados al dimensionamiento y rentabilidad arrojaran indicios de factibilidad, se podría establecer que una evaluación en la operación de equipos a carga parcial podría incrementar los índices de rentabilidad.

Realizado el dimensionamiento, se concluyó que, dado el alto costo asociado a estas tecnologías, principalmente para el sistema de electrólisis inversa hacen que el sistema no presente una factibilidad en la implementación, obteniendo valores de inversión negativos asociados a una tasa interna de retorno.

Tras el análisis de sensibilidad planteado para los casos de ocurrencia más probables es posible concluir en segundo lugar que otro factor importante dada la no viabilidad en la implementación podría asociarse también a las eficiencias globales del proceso, principalmente en los primeros 3 escenarios, las cuales fueron:

- Escenario Base: 32,2 % (Eficiencias => 61% Electrolizador – 54% Celda)
- Escenario 1: 34,6 % (Eficiencias => 63% Electrolizador – 56% Celda)
- Escenario 2: 36,9 % (Eficiencias => 65% Electrolizador – 58% Celda)
- Escenario 3: 39,4 % (Eficiencias => 67% Electrolizador – 60% Celda)
- Escenario 4: 41,2 % (Eficiencias => 69% Electrolizador – 62% Celda)
- Escenario 5: 44,5 % (Eficiencias => 71% Electrolizador – 64% Celda)
- Escenario 6: 47,2 % (Eficiencias => 73% Electrolizador – 66% Celda)

Los resultados obtenidos permiten establecer que la no viabilidad del sistema se asocia principalmente a dos factores. Siendo el primero el alto costo CAPEX asociado principalmente al sistema de electrólisis inversa y el segundo las eficiencias globales. De lo que es posible desprender que a medida que se presentan mayores variaciones asociadas al análisis de sensibilidad se producen aumentos de hasta un 15% en la eficiencia global, llegando de este modo a valores aceptables. Dado que, por ejemplo, la eficiencia global asociada a centrales térmicas es de aproximadamente un 40% y 60% para centrales de gas.

Mencionado esto se puede desprender que las eficiencias globales a partir del escenario 4 comprenden un rango aceptable en comparación a lo ya disponible, pudiendo establecer como conclusión principal que el principal factor asociado a la rentabilidad radica principalmente en el costo capital del sistema de electrólisis inversa.

Finalmente, posicionado como el caso menos probable, el último caso de análisis presentado en el capítulo 4 permite concluir que dadas las reducciones de CAPEX planteadas (72%) es posible alcanzar niveles de rentabilidades positivas. Todo esto asociado a dimensiones de 5.9 MW en el equipo de electrólisis, 13.1 MW para el sistema de electrólisis inversa y una eficiencia global del 50,6%. Generando ganancias anuales asociadas a 237.743,23 dolares.

5.3 Trabajos Futuros

Dada la principal conclusión del presente trabajo, la cual radica en que los costes actuales y mejoras de eficiencias del sistema no otorgan una factibilidad para los escenarios más factibles, no logrando un dimensionamiento rentable, es importante investigar posibles fuentes de ingreso asociados a la aplicación de interés, como por ejemplo la determinación de potenciales ingresos por prestación de servicios complementarios, venta de oxígeno o ingresos por pagos de suficiencia.

Cabe mencionar de igual manera, que en el supuesto escenario en el que se logren niveles de rentabilidades adecuadas, la contemplación de las posibles fuentes de ingresos mencionadas lograrían maximizar aún más los niveles de ganancias derivados de la aplicación.

Bibliografía

- [1] R. Moreno, E. Pereira, H. Otárola, F. Bradford, C. Sepúlveda, D. Alvarado “Identificación de Nuevos Modelos de Negocios Duales, Energía e Hidrogeno Verde, para Empresas Pequeñas y medianas con Plantas de Energía Renovables no Convencionales”, CORFO, Chile, diciembre 2020.
- [2] R. Vásquez y F. Salinas, “Tecnologías del Hidrógeno y Perspectivas para Chile”, Giz, Segunda Edición, Chile, Mayo 2019
- [3] R. Cancino “Producción y Almacenamiento de Hidrógeno Verde para Aplicaciones Energéticas en Chile”, Memoria de Cálculo, Ingeniero Civil Mecánico, Santiago, 2021, Universidad de Chile.
- [4] A. Moeckel “Producción de Hidrogeno a Partir del Excedente de Energía eléctrica proveniente de Renovables”, Trabajo Fin de Grado, Sevilla, 2018, Universidad de Sevilla.
- [5] A. Díaz “Estudio de Factibilidad Técnico-Económica de un Sistema de Generación *Híbrido para Zonas no Interconectadas de Colombia*”, Máster en energías renovables y Sostenibilidad Energética, Barcelona, 2019-2020, Universidad de Barcelona.
- [6] M. Valenzuela, O. Solorza, R. González, O. Galán, S. Hernández, R. Flores, Y. Matsumoto, K. Alcántara, J. Cabañas, A. Robledo, G. Contreras, M. Sánchez, J. Varela, S. Hernández, M. Díaz, P. Padmadas, B. Zapata, G. Oskam, E. Martínez, R. Patiño “Tecnologías Solar-Eólica-Hidrogeno- Pilas de Combustible como Fuentes de Energía”, Libro de Ciencia y Tecnología N°2, Primera edición, México, 2009.
- [7] A. Ursula, L. Gandía, P. Sanchis “Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends”, IEE, vol 100, February, 2012.
- [8] T. Smolinka, E. Ojong, J. Garche “Hydrogen Production From Renewable Energies – Electrolyzer Technologies”, Chaper 8, Germany, 2015.
- [9] M. Thomassen, A. Reksten, A. Barnett, T. Khoza, K. Ayers “Electrochemical Power Sources: Fundamentals, Systems and Applications: Hydrogen Production by Water Electrolysis”, Chaper 6, 29 October, 2021.

- [10] E. Taibi, H. Blanco, R. Miranda, M. Carmo “Green Hydrogen Cost Reduction”, IRENA, 2020
- [11] P. Bilbao “Dimensionamiento Óptimo de Sistemas de Almacenamiento Para Centrales Eólicas”, Memoria de Cálculo, Ingeniero Civil Eléctrico, Santiago, 2013, Universidad de Chile.
- [12] T.Nguyen “Sizing Energy Storage System for Wind Power Firming: An Analytical Approach and Cost-Benefit Analysis”, IEE, 2008.
- [13] C.Brunetto, G.Tina “Optimal Hydrogen Storage Sizing for Wind Power Plants in Day Ahead Electricity Market”, Institution of Engineering and Technology, 2007.
- [14] J. Ziehe, K. Walter, T. Oliva, P. Cárdenas, J. González “Manual del hidrógeno verde”, Ah2v Biobío.
- [15] F. Jiménez, F. Oviedo, M. Loredo, M. Gallegos “Estudio Experimental de la Producción de Hidrógeno en Una Celda Electrolítica Alcalina”, septiembre, 2021.
- [16] Asociación Chilena de Hidrógeno “Hidrógeno Verde-Cadena de Valor”, H2 Chile, septiembre, 2021.
- [17] C. Yáñez, S. Franz, N. Hartmann, K. Martínez, V. Fernández, J. Muller “Construcción de una Estrategia para el Desarrollo del Mercado del Hidrógeno Verde en Chile a Través de Acuerdos Públicos Privados”, Informe final de consultoría, agosto, 2019
- [18] F. Sergi, A. Guzzini, G. Brunaccini, D. Aloiso, A. Bianchini, M. Pellegrini, C. Saccani, G. Tumminia, N. Randazzo, M. Ferrero, V. Antonucci “Data Collection and Management – Product Specification”, P2G, May, 2021
- [19] FCH-JU “Study on Early Business Cases For H2 in Energy Storage and More Boadly Power to H2 Applications”, FCH Final Report, June, 2017

- [20] SET-TE “Pilas de Combustible”
- [21] H.Morgan “Why Market Dynamics Will Reduce the Average Price of Green Hydrogen to \$1.50/Kg by 2030”, article, September, 2022
- [22] CNE, “Determinación de Precios Estabilizados”, Informe técnico definitivo, Mayo, 2021
- [23] Ministerio de energía “Explorador Eólico”

Anexos

A.1 Generación Promedio parque eólico modelado.

Estimación de energía producida en parque eólico típico de 100 [MW], basado en utilización de herramienta explorador solar, y generadores eólicos de 5 [MW] modelo Gamesa G132, con altura de datos de 120 metros y factor de planta 40,3 %.

Tabla 1 Generación Promedio de Energía eólica por día asociada a cada mes en MWh. Fuente:

Elaboración propia.

Hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
23:00	66,38	61,32	51,88	41,04	35,04	30,62	31,12	30,92	36,70	39,56	50,22	66,18
22:00	66,06	61,42	51,74	41,28	35,88	31,00	31,42	30,98	36,82	40,02	51,78	66,64
21:00	65,60	63,10	49,76	40,42	35,62	31,16	31,36	30,92	37,16	40,50	52,18	64,58
20:00	61,18	60,36	48,12	40,84	36,54	32,08	31,80	31,86	37,26	39,70	50,76	60,38
19:00	54,46	55,48	45,06	40,24	37,52	33,38	32,54	32,04	36,06	36,34	44,64	51,62
18:00	49,18	48,98	38,68	35,90	36,92	34,70	34,26	32,26	33,46	32,20	40,02	46,44
17:00	45,72	46,24	36,30	31,44	33,18	32,16	32,06	28,38	29,98	29,46	36,82	42,18
16:00	42,86	44,30	35,04	30,74	30,42	29,42	29,46	27,26	30,10	29,44	35,38	40,18
15:00	41,56	43,02	33,90	30,18	30,30	28,14	28,56	27,26	30,18	28,48	33,24	38,98
14:00	41,36	43,34	34,44	30,66	30,30	27,46	28,10	28,12	31,26	29,18	33,54	38,84
13:00	41,60	43,46	35,08	31,38	30,04	28,36	29,48	29,46	31,66	28,94	32,12	40,20
12:00	43,20	44,84	37,68	33,30	30,22	27,98	29,46	29,28	32,62	30,70	33,12	42,32
11:00	46,72	47,26	40,86	35,28	30,54	27,46	29,98	29,40	33,62	32,70	35,52	45,42
10:00	49,12	49,06	43,26	36,66	30,98	28,10	29,72	30,44	34,62	34,42	37,30	48,76
9:00	51,94	51,24	45,46	36,62	30,72	27,56	29,16	30,54	34,86	35,54	39,32	51,28
8:00	55,52	54,22	47,76	38,80	34,02	28,36	29,68	31,00	34,90	36,72	43,24	55,30
7:00	59,64	56,44	49,78	39,18	33,84	28,02	29,24	30,96	35,34	36,98	44,46	58,94
6:00	62,18	58,96	49,40	39,68	34,96	29,36	30,68	32,24	35,46	36,84	45,52	62,56
5:00	63,32	57,10	49,74	39,44	34,74	28,64	29,78	30,78	36,06	37,18	45,90	64,98
4:00	64,06	57,70	49,72	39,86	36,54	29,90	30,92	31,36	36,34	37,38	46,86	66,44
3:00	64,68	58,08	49,32	38,94	34,78	29,46	30,44	31,02	37,52	38,36	47,82	66,10
2:00	65,04	58,42	50,50	40,66	35,92	30,24	31,28	31,20	37,66	38,82	49,04	67,34
1:00	66,58	59,92	51,16	40,70	34,68	30,00	31,16	31,18	38,16	39,70	49,80	67,24
00:00	66,20	60,24	51,88	41,92	35,68	30,40	31,16	31,10	38,12	39,76	50,12	67,02
Total Día	1.334	1.285	1.077	895	809	714	733	730	836	849	1.029	1.320
Total Mes	41.359	36.236	33.372	26.855	25.091	21.419	22.717	22.629	25.078	26.317	30.862	40.918

A.2 Especificaciones técnicas tecnología electrolizadores.

Specifications

	M2000	M3000
Net Production Rate		
Nm ³ /h @ 0°C, 1 bar	1,698 Nm ³ /h	2,952 Nm ³ /h
kg/24 h	4,247 kg/24 h	6,371 kg/24 h
Production Capacity Dynamic Range	10-100% (Input Mode); 10-100% (H ₂ Demand Mode)	10-100% (Input Mode); 10-100% (H ₂ Demand Mode)
Average Power Consumption at Stack	4.5 kWh/Nm ³	4.5 kWh/Nm ³
Purity (with Optional High Purity Dryer)	99.9995%	99.9995%
O ₂ -Content in H ₂	< 1 ppm v	< 1 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 5 ppm v	< 5 ppm v
Delivery Pressure	30 barg (435 psig)	30 barg (435 psig)
Dimensions	Dependent upon configuration – contact Nel for details	Dependent upon configuration – contact Nel for details
Ambient Temperature (Low and High Ambient Temperature Options Available)	10-40° C (50-104° F)	10-40° C (50-104° F)
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic Free	Proton Exchange Membrane (PEM) – Caustic Free

TECHNICAL SPECIFICATIONS

	HyLYZER® - 1000
Operating range	5-125%
DC power consumption at stack	40 to 50 kWh/kg, 48 at nominal load (3.6 to 4.5 kWh/Nm ³ , 4.3 at nominal load)
System specific consumption*	≤ 51 kWh/kg
Utilities required to operate the plant	Electrical power, demineralized water, cooling water, HVAC, instrument air, nitrogen for purge
Rectifier specifications	4.1 to 30kV 50/60 Hz, 7 MVA 97% efficiency
Auxiliary installed power	45 kVA
Demineralized Water Consumption and Recommended Water Quality	~0.8 L/Nm ³ of H ₂ [9 L/kg of H ₂] ASTM D1193 Type
Electrolyzer Cooling Water Requirement	Max. 2,500 LPM between 5-40°C (max ΔT: 10°C)
Total footprint (including maintenance area)	Electrolyzer dimensions (L x W) = 8.4 m x 2.3 m (27.7 x 7.5 ft) Rectifier dimensions (L x W) = 4.5 x 2.5 m (14.8 x 8.2 ft)
Installation environment	Indoors 5°C to 40°C / 41°F to 104°F

*System specific consumption considers: the standard scope of supply (refer to BOS table); 100% Load capacity; Beginning Of Life; 1% increase per annum (at ≥8500 hours operation); Range for indoor setup; HPS not included

A.3 Rango evaluación análisis de sensibilidad para caso menos probable.

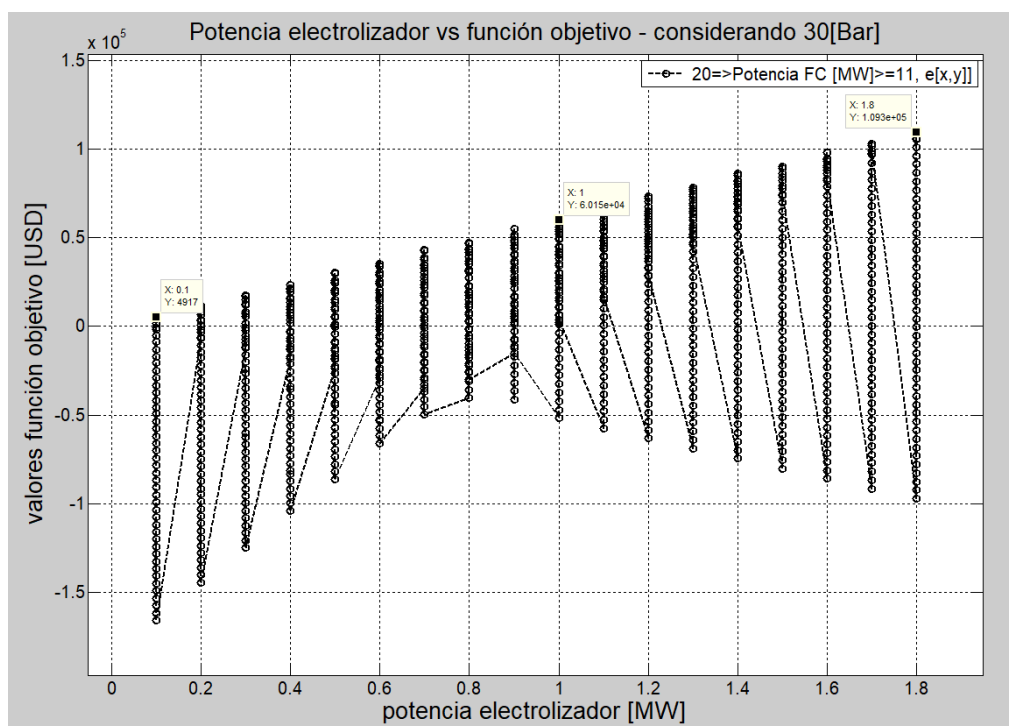


Fig.3 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 0,1 a 1,8 MW. Fuente: Elaboración propia.

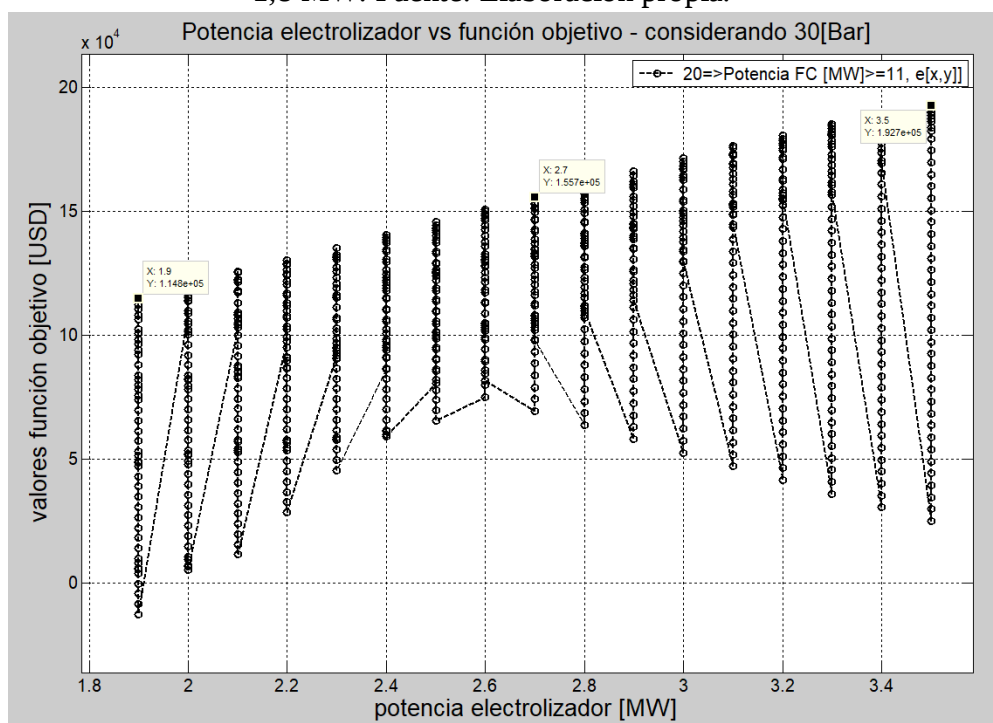


Fig.4 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 1,9 a 3,5 MW. Fuente: Elaboración propia.

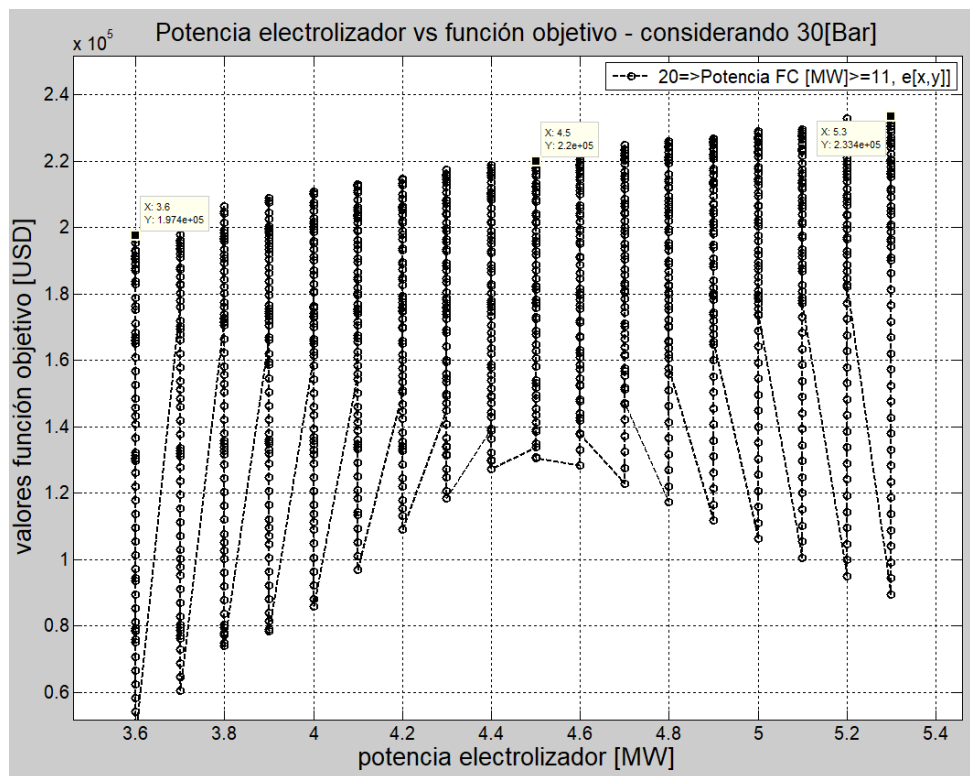


Fig.5 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 3,6 a 5,3 MW. Fuente: Elaboración propia.

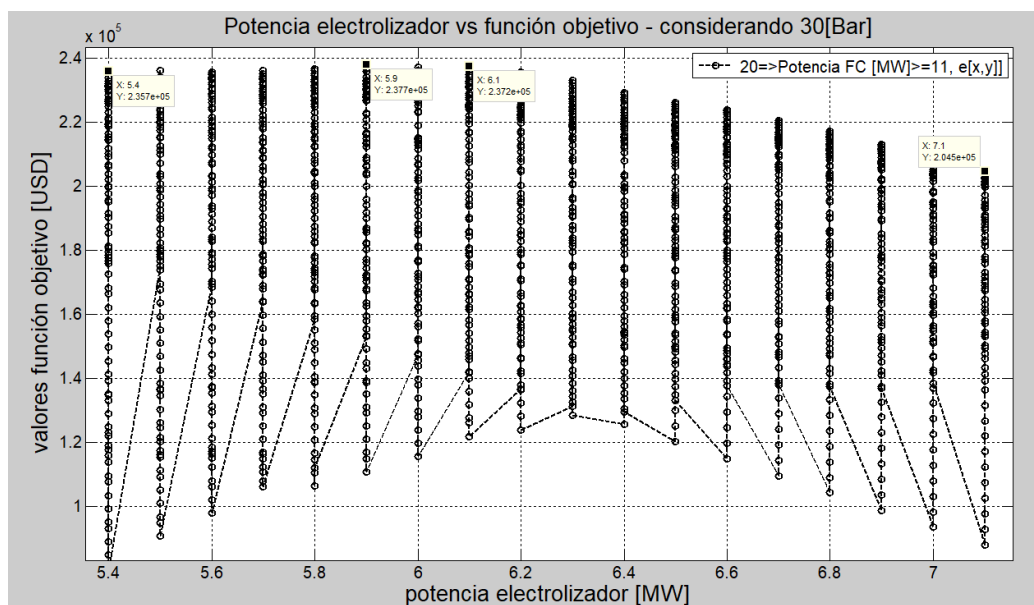


Fig.6 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 5,4 a 7,1 MW. Fuente: Elaboración propia.

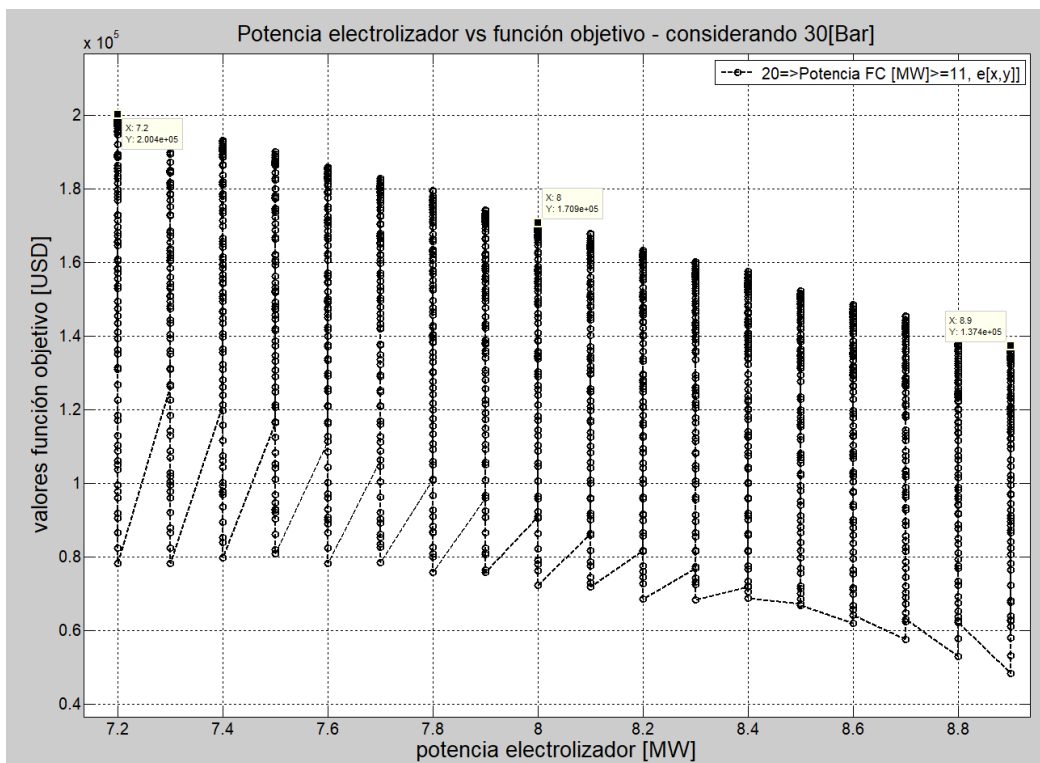


Fig.6 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 7,2 a 8,9 MW. Fuente: Elaboración propia.

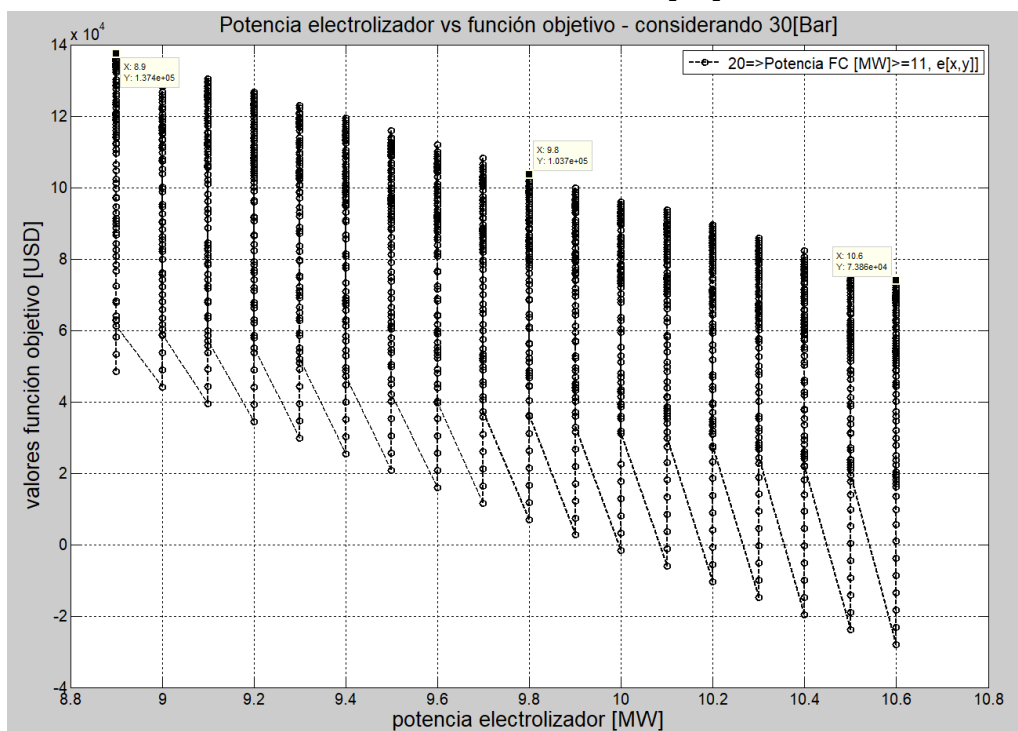


Fig.7 Caso menos factible de análisis con reducciones de CAPEX 72% y aumento de eficiencias 14% Para rango de potencia en electrolizador de 8,7 a 10,6 MW. Fuente: Elaboración propia.

A.4 Código Matlab implementado.

```

tic
clc          % borra todo lo escrito en
comand window
close all % cierra todo antes de
ejecutar el programa
clear all
%datos de entrada
archivo='pruebacalsulostesis.xlsx'; %
nombre del archivo excel que contiene
los datos del proyecto.

%% datos %%

%%%% costos capex%%%
ecapex=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b3:b3'); %valor capital de
sistema electrolizador (USD/kw).
acapex=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b4:b4'); %valor capital de
estanque almacenamiento (UDS/kg).
ccapex=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b5:b5'); %% valor capital de
sistema de compresión (usd/ capacidad de
compresión en kg de h2)
fccapex=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b6:b6');%valor capital de sistema
celda de combustible (USD/kw).

%%%%%costos opex%%%%%%%%

```

```

eopex=0.04*ecapex; % valor de operacion
y mantenimiento anual del sistema de
electrolizador.
aopec=0.02*acapex; % valor de operacion
y mantenimiento anual del sistema de
almacenamiento.
copex=0.05*ccapex; % valor de operacion
y mantenimiento anual del sistema de
compresión.
fopex=0.03*fccapex; % valor de operacion
y mantenimiento anual del sistema de
celda de combustible.

% %%% precio de energía por bloque
horario %%%
% cmgb1= P_e_p_i_t_c (1,1); %costo
marginal en bloque horario 1 ($/kwh).
comprendido entre las 0:00 y 3:59 hrs.
% cmgb2= P_e_p_i_t_c (1,2); %costo
marginal en bloque horario 2 ($/kwh).
comprendido entre las 4:00 y 7:59 hrs.
% cmgb3= P_e_p_i_t_c (1,3); %costo
marginal en bloque horario 3 ($/kwh).
comprendido entre las 8:00 y 11:59 hrs.
% cmgb4= P_e_p_i_t_c (1,4); %costo
marginal en bloque horario 4 ($/kwh).
comprendido entre las 12:00 y 15:59 hrs.
% cmgb5= P_e_p_i_t_c (1,5); %costo
marginal en bloque horario 5 ($/kwh).
comprendido entre las 16:00 y 19:59 hrs.

```

```

% cmgb6= P_e_p_i_t_c (1,6); %costo
marginal en bloque horario 6 ($/kwh).
comprendido entre las 20:00 y 23:59 hrs.

%%%%%%%%potencias y valores nominales
de equipos%%%%%%%%
pnomelect=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','D3'); %potencia nominal de
sistema electrolizador (se lee
directamente del archivo excel).
pnomcelda=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','D6'); % potencia nominal sistema
celda de combustible.
produccion_h2= xlsread(archivo,'Flujo de
caja','D4'); % producción de hidrógeno
asociada a capacidad de estanques de
almacenamiento.
compresion= xlsread(archivo,'Flujo de
caja','D5'); % capacidad de compresion
del sistema (kg h2/hora), leido de
archivo excel

%%%%%%%% función de costos en dolares
%%%%%%%%
format long g %muestra el numero sin
notacion cientifica

r=0.08; %tasa de descuento de
inversión.
n=25; %vida util de inversión.
frc=r*(1-(1/(1+r)^n))^-1; % factor de
recuperación de capital.

```

```
cs=(pnomelect*ecapex*1000+ccapex+acapex*
produccion_h2+fccapex*pnomcelda*1000)*fr
c+(0.03*pnomelect*ecapex*1000+0.07*ccape
x+0.02*acapex*produccion_h2+0.03*fccapex
*pnomcelda*1000); % costo anualizado del
sistema (capex+opex)
```

```
%%%% función de ingresos en dolares%%%%
```

```
cmg_n= xlsread(archivo,'Flujo de
caja','D22');%P_e_p_i_t_c (1,6);% precio
de energía en bloque horario n ($/kwh),
en este caso se considera en bloque con
precio mas alto para probar con una
primera iteración
```

```
cmg_n_enusd= cmg_n/937.15; % precio de
energía en dolares
```

```
energia_convertida=
xlsread(archivo,'Energia eolica-
electrolizador ','P916'); %total energía
convertida anualmente en celda de
combustible en kwh (sumatoria de todos
los meses del año), leida del archivo
excel.
```

```
iv=cmg_n_enusd*energia_convertida;
%ingresos por venta de energía en bloque
x.
```

```
%%%%%%%%funcion objetivo%%%%%%%%%
```

```
%%f=ingresos-gastos%%%%%%%%%
```

```
f_objetivo=(cmg_n_enusd*energia_converti
da) -
```

```
( (pnomelect*ecapex*1000+ccapex+acapex*pr  
oduccion_h2+fccapex*pnomcelda*1000)*frc+  
(0.04*pnomelect*ecapex*1000+0.05*ccapex+  
0.02*acapex*produccion_h2+0.03*fccapex*p  
nomcelda*1000)*frc); % función objetivo  
a optimizar.
```

```
%NNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNN  
NNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNN  
NNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNNN%
```

```
%iteraciones con función objetivo para
optimización de dimensiones
electrolizador en el rango de 0.1 a 1.8
Mw
```

[illegible]

```
format long g % muestra el resultado
numérico en decimales
valoreselectrolizador1=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoreselectrolizador (en primer ciclo
for).
```

```

valoresdealmacenamiento1=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoresdealmacenamiento (en segundo
ciclo for).
valoresceldadecombustible1=1; %
parametro destinado a la creación del
primer elemento del vector
valoresceldadecombustible (en tercer
ciclo for).
valoresfuncionobjetivo1=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoresfuncionobjetivo (en tercer ciclo
for).
valoresvan1=1;% parametro destinado a la
creación del primer elemento del vector
valoresvan (en tercer ciclo for).
valorestir1=1;% parametro destinado a la
creación del primer elemento del vector
valorestir (en tercer ciclo for).

for pnomelect=0.1:0.1:1.8 %primer ciclo
for: asigna diferentes valores a la
potencia nominal del electrolizador.

xlswrite('pruebacalsulostesis.xlsx',pnom
elect,4,'D3'); % escribe el valor de
pnomelect en cada iteracion del ciclo
for en la posición c439 del archivo
excel.

```

```

    potenciaelectrolizador=pnomelect
% muestra el valor de la potencia
asignada al electrolizador en ciclo for.

```

```

valoreselectrolizador1=[valoreselectroli
zador1,pnomelect]; % vector que va
acumulando los valores de potencia
nominal de electrolizador en en cada
iteración (del primer ciclo for).

```

```

    for
kgdeh2aalmacenar=xlsread('pruebacalsulos
tesis.xlsx','Flujo de
caja','B9'):xlsread('pruebacalsulostesis
.xlsx','Flujo de caja','B9'); % segundo
ciclo for: este ciclo va leyendo el
valor máximo y mínimo de producción de
hidrógeno anual, realizando incrementos
del 50% para posteriormente entrar a
otro ciclo de evaluación.

```

```

    almacenamiento=kgdeh2aalmacenar
% muestra el valor de almacenamiento
asignada en la iteración.

```

```

valoresdealmacenamiento1=[valoresdealmac
enamiento1,kgdeh2aalmacenar]; % vector
que va acumulando los valores de
almacenamiento requeridos en en cada
iteración (del segundo ciclo for).

```

```

        for potenciacelda=0.1:0.1:3.1    %
tercer ciclo for: en este ciclo se
recoorren y evalúan las diferentes
potencias de celda de combustible
asignadas, leídas desde el archivo excel
considerando la menor y mayor potencia
necesaria acorde a la cantidad de
hidrógeno almacenado.

```

```

xlswrite('pruebacalsulostesis.xlsx',pote
nciacelda,4,'D6');

```

```

        pnomcelda=potenciacelda %
muestra el valor de la potencia asignada
a la celda (en calculadora excel) de
combustible en cada iteración.

```

```

ccapex1=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b5:b5')

```

```

energia_convertida1=xlsread(archivo,'Flu
jo de caja','b15')

```

```

fobjetivo=(cmg_n_enusd*energia_convertid
a1)-
((pnomelect*ecapex*1000+ccapex1+acapex*k
gdeh2aalmacenar+fccapex*pnomcelda*1000)*
frc+(0.04*pnomelect*ecapex*1000+0.05*cca
pex1+0.02*acapex*kgdeh2aalmacenar+0.03*f
ccapex*pnomcelda*1000)*frc)% función

```

objetivo, en esta evaluación dentro del ciclo , en primera instancia se evalúa una dimensión de electrolizador, para luego evaluar en cada valor de almacenamiento la potencia de celda mas optima, abriendo así un universo de soluciones, siendo de interes la mas viable, es decir la que maximice las ganancias netas.

```
valoresceldadecombustible1=[valorescelda
decombustible1,pnomcelda]; % vector que
va acumulando los valores de celda de
combustible requeridos en en cada
iteración (del tercer ciclo for).
```

```
valoresfuncionobjetivo1=[valoresfunciono
bjetivo1,fobjetivo]; % vector que va
acumulando los valores de la función
objetivo evaluada en cada iteración
(del tercer ciclo for).
```

```
        van=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b35:b35')
        tir=xlsread(archivo,'Flujo de
caja','b36:b36')
        valoresvan1=[valoresvan1,van];
        valorestir1=[valorestir1,tir];

    end %finalización del tercer
ciclo for.
```

```

    end % finalización del segundo ciclo
for.
end % finalización del primer ciclo for.
toc

```

```

                    %%%%%%%%% resultados de
iteraciones del ciclo for guardados en
vectores%%%

```

```

matriz_valores_de_electrolizador1=valore
selectrolizador1(2:(length(valoreselectr
olizador1))); % vector que almacena los
datos iterados en el primer ciclo
for, restando el primer elemento de
valoreselectrolizador (ya que su
utilidad radica solo en la creación de
un vector acumulativo y cuyo primer
valor almacenado no es parte de los
resultados a evaluar)

```

```

matriz_valores_de_almacenamiento1=valore
sdealmacenamiento1(2:(length(valoresdeal
macenamiento1))); % vector que almacena
los datos iterados en el segundo ciclo
for.

```

```

matriz_de_valores_celda_de_combustible1=
valoresceldadecombustible1(2:(length(val
oresceldadecombustible1))); % vector que
almacena los datos iterados en el tercer
ciclo for.

```

```
matriz_de_valoresfuncion_objetivo1=valor
esfuncionobjetivo1(2:(length(valoresfunc
ionobjetivo1)));% vector que almacena
los datos iterados en el tercer ciclo
for.
```

```
matriz_de_valoresvan1=valoresvan1(2:(len
gth(valoresvan1)));% vector que almacena
los datos iterados en el tercer ciclo
for.
```

```
matriz_de_valorestir1=valorestir1(2:(len
gth(valorestir1)));% vector que almacena
los datos iterados en el tercer ciclo
for.
```

```
dimension_matriz_valores_de_electrolizad
or1=length(matriz_valores_de_electroliza
dor1); % indica la dimensión del la
matriz_valores_de_electrolizador.
```

```
dimension_matriz_valores_de_almacenamien
to1=length(matriz_valores_de_almacenamie
nto1); % indica la dimensión del la
matriz_valores_de_almacenamiento.
```

```
dimension_matriz_de_valores_celda_de_com
bustible1=length(matriz_de_valores_celda
```

```

_de_combustible1);% indica la dimensión
del la
matriz_de_valores_celda_de_combustible.

dimension_matriz_de_valoresfuncion_objet
ivo1=length(matriz_de_valoresfuncion_obj
etivo1);% indica la dimensión del la
matriz_de_valoresfuncion_objetivo.

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% creación vector potencia
electrolizador (igualado al de función
objetivo)%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%{
    con el fin de poder graficar y
    interpretar mejor los datos en el
    siguiente código se procedera a igualar
    el vector de potencia de
    electrolizador al vector de función
    objetivo (ya que poseen distintas
    dimensiones), rellenando con el mismo
    valor numerico este vector hasta que su
    valor se vea modificado
    naturalmente por la iteración.
    %}

```

```
factor=31; % varia dependiendo de los
valores asignados al ciclo de potencias
ojo
```

```
valoreselect1=1; % usado para
inicializar el primer elemento de un
vector acumulativo.
```

```
for
i=1:dimension_matriz_valores_de_electrol
izador1 % Primer ciclo for: el proposito
de este ciclo es recorrer el vector
matriz_valores_de_electrolizador.
    matriz_valores_de_electrolizador1(i);
% va mostrando cada elemento del
vector (como metodo de verificación)
    for j=1:factor % Segundo ciclo for:
determina la cantidad de veces que el
vector es rellenado con el mismo número
para que la dimensión sea igual a la
deseada.
```

```
b=1*matriz_valores_de_electrolizador1(i)
; % va rellenando los elementos del
vector que contiene los datos de
potencia del electrolizador (se rellena
de tal forma de generar un espacio y
repetir el número existente
anteriormente hasta que este cambie su
valor debido a su modificación
influenciada por otros parametros)
```

```

        valoreselect1=[valoreselect1,b];
%guarda y almacena los valores del
vector_p_elect.
    end % finalización del primer ciclo
for.
    end %finalización del segundo ciclo
for.

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%creación vector de
almacenamiento
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%{
    comando para igualar elementos del
vector de almacenamiento a
    elementos del vector de función
objetivo (y así poder graficar, ya que
originalmente poseen distintas
dimensiones).
%}
valoresalmac1=1;% usado para inicializar
el primer elemento de un vector
acumulativo.

```

```

for
i=1:dimension_matriz_valores_de_almacena
miento1 % Primer ciclo for: el proposito
de este ciclo es recorrer el vector
matriz_valores_de_almacenamiento.
    matriz_valores_de_almacenamiento1(i)
% va mostrando cada elemento del
vector(como metodo de verificación)
    for j=1:factor % Segundo ciclo for:
determina la cantidad de veces que el
vector es relleno con el mismo número
para que la dimensión sea igual a la
deseada.

c=1*matriz_valores_de_almacenamiento1(i)
; % va relleno los elementos del
vector que contiene los datos de
almacenamiento (se rellena de tal forma
de generar un espacio y repetir el
número existente anteriormente hasta que
este cambie su valor debido a su
modificación influenciada por otros
parametros)
    valoresalmac1=[valoresalmac1,c];
%guarda y almacena los valores del
vector_almacenamiento.
    end % finalización del primer ciclo
for.
    end %finalización del segundo ciclo
for.

```



```
matriz_final_de_valorestir2_6=valorestir1(2:(length(valorestir1)));% vector que
almacena los datos iterados en el tercer
ciclo for.
```

```
dimension_matriz_final_valores_de_electr
olizador1=length(matriz_final_valores_de
_electrolizador1_2);
dimension_matriz_final_valores_de_almace
namiento1=length(matriz_final_valores_de
_almacenamiento1_2);
dimension_matriz_final_de_valores_celda_
de_combustible1=length(matriz_final_de_v
alores_celda_de_combustible1_2);
dimension_matriz_final_de_valoresfuncion
_objetivo1=length(matriz_final_de_valore
sfuncion_objetivo1_2);
```

```
numero_iteraciones_primer_ciclo_for=leng
th(valoreselectrolizador1);
numero_iteraciones_segundo_ciclo_for=len
gth(valoresdealmacenamiento1);
numero_iteraciones_tercer_ciclo_for=leng
th(valoresceldadecombustible1)+length(va
loresfuncionobjetivo1);
numero_total_iteraciones=numero_iteracio
nes_primer_ciclo_for+numero_iteraciones_
segundo_ciclo_for+numero_iteraciones_ter
cer_ciclo_for
```

```
[maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresfunci
```

```

on_objetivo1); % indica en que columna
se encuentra el valor máximo del vector.

disp('el valor mas optimo de la función
objetivo es: '); disp(maximo) % muestra
en pantalla el valor mas optimo de la
función objetivo evaluada.
disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_electroliza
dor1(:,idxmax));
disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_almacenamie
nto1(:,idxmax));
disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_de_valores_celda_de_co
mbustible1(:,idxmax));

toc
%save('vectordatos3','matriz_final_valor
es_de_electrolizador1','matriz_final_val
ores_de_almacenamiento1','matriz_final_d
e_valores_celda_de_combustible1','matriz
_final_de_valoresfuncion_objetivo1','mat
riz_final_de_valorestir1_5','matriz_fina
l_de_valoresvan1_5')
% este comando guarda los vectores
creados en los ciclos, en un archivo
% matlab

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%
%%%%%%%%
%%%%%%%%
%iteraciones con función objetivo para
optimización de dimensiones
electrolizador en el rango de 1.9 a 12
Mw
%%%%%%%%
%%%%%%%%
%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

tic    % comando que inicia el contador
de tiempo empleado en ejecutar el ciclo.

valoreselectrolizador2=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoreselectrolizador (en primer ciclo
for).

valoresdealmacenamiento2=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoresdealmacenamiento (en segundo
ciclo for).

valoresceldadecombustible2=1; %
parametro destinado a la creación del

```

```

primer elemento del vector
valoresceldadecombustible (en tercer
ciclo for).
    valoresfuncionobjetivo2=1; % parametro
destinado a la creación del primer
elemento del vector
valoresfuncionobjetivo (en tercer ciclo
for).

format long g % muestra el resultado
numerico en decimales

porcentajealmacenamiento=10 % porcentaje
de avances del vector (si es x el vector
avanzara de el valor mínimo al máximo en
saltos del x%)

    for pnomelect=1.9:0.1:12 %primer ciclo
for: asigna diferentes valores a la
potencia nominal del electrolizador.

valoreselectrolizador2=[valoreselectroli
zador2,pnomelect]; % vector que va
acumulando los valores de potencia
nominal de electrolizador en en cada
iteración (del primer ciclo for).

xlswrite('pruebacalsulostesis.xlsx',pnom
elect,4,'D3'); % escribe el valor de
pnomelect en cada iteracion del ciclo

```

for en la posición c439 del archivo excel.

potenciaelectrolizador=pnomelect % muestra el valor de la potencia asignada al electrolizador en ciclo for.

```
for
kgdeh2aalmacenar=xlsread('pruebacalsulos
tesis.xlsx','Flujo de
caja','B9'):(xlsread('pruebacalsulostesi
s.xlsx','Flujo de caja','B10')-
xlsread('pruebacalsulostesis.xlsx','Fluj
o de
caja','B9'))*(porcentajealmacenamiento/1
00):xlsread('pruebacalsulostesis.xlsx','
Flujo de caja','B10'); % segundo ciclo
for: este ciclo va leyendo el valor
máximo y mínimo de producción de
hidrógeno anual, realizando incrementos
del 50% para posteriormente entrar a
otro ciclo de evaluación.
```

valoresdealmacenamiento2=[valoresdealmac
enamiento2,kgdeh2aalmacenar]; % vector
que va acumulando los valores de
almacenamiento requeridos en en cada
iteración (del segundo ciclo for).

almacenamiento=kgdeh2aalmacenar
% muestra el valor de almacenamiento
asignada en la iteración.

```

        for potenciacelda= 0.1:0.1:12 %
tercer ciclo for: en este ciclo se
recoorren y evalúan las diferentes
potencias de celda de combustible
asignadas, leídas desde el archivo excel
considerando la menor y mayor potencia
necesaria acorde a la cantidad de
hidrógeno almacenado.
            %          for potenciacelda=
xlsread('pruebacalsulostesis.xlsx','Ener
gia eolica-electrolizador
','Q875'):(xlsread('pruebacalsulostesis.
xlsx','Energia eolica-electrolizador
','R875')-
xlsread('pruebacalsulostesis.xlsx','Ener
gia eolica-electrolizador
','Q875'))/(2):xlsread('pruebacalsuloste
sis.xlsx','Energia eolica-electrolizador
','R875') % tercer ciclo for: en este
ciclo se recoorren y evalúan las
diferentes potencias de celda de
combustible asignadas, leídas desde el
archivo excel considerando la menor y
mayor potencia necesaria acorde a la
cantidad de hidrógeno almacenado.

        pnomcelda=potenciacelda %
muestra el valor de la potencia asignada
a la celda de combustible en cada
iteración.

```

```
fobjetivo=(cmg_n_enusd*energia_convertida)-
((pnomelect*ecapex*1000+ccapex+acapex*kgdeh2aalmacenar+fccapex*pnomcelda*1000)*frc+(0.03*pnomelect*ecapex*1000+0.07*ccapex+0.02*acapex*kgdeh2aalmacenar+0.03*fccapex*pnomcelda*1000))% función objetivo, en esta evaluación dentro del ciclo , en primera instancia se evalua una dimensión de electrolizador, para luego evaluar en cada valor de almacenamiento la potencia de celda mas optima, abriendo asi un universo de soluciones, siendo de interes la mas viable, es decir la que maximice las ganancias netas.
```

```
valoresceldadecombustible2=[valorescelda decombustible2,pnomcelda]; % vector que va acumulando los valores de celda de combustible requeridos en en cada iteración (del tercer ciclo for).
```

```
valoresfuncionobjetivo2=[valoresfuncionobjetivo2,fobjetivo]; % vector que va acumulando los valores de la función objetivo evaluada en cada iteración (del tercer ciclo for).
```

```
        end %finalización del tercer
ciclo for.
```

```
    end % finalización del segundo
ciclo for.
```

```
end % finalización del primer ciclo
for.
```

```
toc
```

```
        %%%%%%%%% resultados de
iteraciones del ciclo for guardados en
vectores%%%
```

```
matriz_valores_de_electrolizador2=valore
selectrolizador2(2:(length(valoreselectr
olizador2))); % vector que almacena los
datos iterados en el primer ciclo
for, restando el primer elemento de
valoreselectrolizador (ya que su
utilidad radica solo en la creación de
un vector acumulativo y cuyo primer
valor almacenado no es parte de los
resultados a evaluar)
```

```
matriz_valores_de_almacenamiento2=valore
sdealmacenamiento2(2:(length(valoresdeal
macenamiento2))); % vector que almacena
los datos iterados en el segundo ciclo
for.
```

```
matriz_de_valores_celda_de_combustible2=
```

```
valoresceldadecombustible2(2:(length(valoresceldadecombustible2)));% vector que almacena los datos iterados en el tercer ciclo for.
```

```
matriz_de_valoresfuncion_objetivo2=valor esfuncionobjetivo2(2:(length(valoresfuncionobjetivo2)));% vector que almacena los datos iterados en el tercer ciclo for.
```

```
dimension_matriz_valores_de_electrolizador2=length(matriz_valores_de_electrolizador2); % indica la dimensión de la matriz_valores_de_electrolizador.
```

```
dimension_matriz_valores_de_almacenamiento2=length(matriz_valores_de_almacenamiento2); % indica la dimensión de la matriz_valores_de_almacenamiento.
```

```
dimension_matriz_de_valores_celda_de_combustible2=length(matriz_de_valores_celda_de_combustible2);% indica la dimensión de la matriz_de_valores_celda_de_combustible.
```

```
dimension_matriz_de_valoresfuncion_objetivo2=length(matriz_de_valoresfuncion_objetivo2);% indica la dimensión de la matriz_de_valoresfuncion_objetivo.
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% creación vector potencia
electrolizador (igualado al de función
objetivo)%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%{
    con el fin de poder graficar y
    interpretar mejor los datos en el
    siguiente código se procedera a igualar
    el vector de potencia de
    electrolizador al vector de función
    objetivo (ya que poseen distintas
    dimensiones), rellenando con el mismo
    valor numerico este vector hasta que su
    valor se vea modificado
    naturalmente por la iteración.
}%

factor1=1320; % varia dependiendo de
los valores asignados al ciclo de
potencias ojo

valoreselect2=1; % usado para
inicializar el primer elemento de un
vector acumulativo.

for
i=1:dimension_matriz_valores_de_electrol

```

izador2 % Primer ciclo for: el proposito de este ciclo es recorrer el vector matriz_valores_de_electrolizador.

```
matriz_valores_de_electrolizador2(i); %
va mostrando cada elemento del
vector(como metodo de verificación)
    for j=1:factor1 % Segundo ciclo
for: determina la cantidad de veces que
el vector es rellenado con el mismo
número para que la dimensión sea igual a
la deseada.
```

```
b=1*matriz_valores_de_electrolizador2(i)
; % va rellenando los elementos del
vector que contiene los datos de
potencia del electrolizador (se rellena
de tal forma de generar un espacio y
repetir el número existente
anteriormente hasta que este cambie su
valor debido a su modificación
influenciada por otros parametros)
    valoreselect2=[valoreselect2,b];
%guarda y almacena los valores del
vector_p_elect.
    end % finalización del primer ciclo
for.
    end %finalización del segundo ciclo
for.
```

```

% %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%creación vector de
almacenamiento
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%{

    comando para igualar elementos del
vector de almacenamiento a
    elementos del vector de función
objetivo (y así poder graficar, ya que
originalmente poseen distintas
dimensiones).
%}

factor2=120;
valoresalmac2=1;% usado para
inicializar el primer elemento de un
vector acumulativo.

for
i=1:dimension_matriz_valores_de_almacena
miento2 % Primer ciclo for: el proposito
de este ciclo es recorrer el vector
matriz_valores_de_almacenamiento.

```



```

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Resultados2%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

matriz_final_valores_de_electrolizador2=
valoresselect2(2:length(valoresselect2));%
matriz con la misma cantidad de
elementos del vector de salida de la
función objetivo (restando el primer
elemento usado para generar el vector
acumulativo).
matriz_final_valores_de_almacenamiento2=
valoresalmac2(2:length(valoresalmac2));%
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2=valoresceldadecombustible2(2:(leng
th(valoresceldadecombustible2)));%
vector que almacena los datos iterados
en el tercer ciclo for.
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2
=valoresfuncionobjetivo2(2:(length(valor
esfuncionobjetivo2)));% vector que
almacena los datos iterados en el tercer
ciclo for.

dimension_matriz_final_valores_de_electr
olizador2=length(matriz_final_valores_de
_electrolizador2);
dimension_matriz_final_valores_de_almace
namiento2=length(matriz_final_valores_de
_almacenamiento2);

```

```

dimension_matriz_final_de_valores_celda_
de_combustible2=length(matriz_final_de_v
alores_celda_de_combustible2);
dimension_matriz_final_de_valoresfuncion
_objetivo2=length(matriz_final_de_valore
sfuncion_objetivo2);

numero_iteraciones_primer_ciclo_for_=len
gth(valoreselectrolizador2);
numero_iteraciones_segundo_ciclo_for_=le
ngth(valoresdealmacenamiento2);
numero_iteraciones_tercer_ciclo_for_=len
gth(valoresceldadecombustible2)+length(v
aloresfuncionobjetivo2);
numero_total_iteraciones_=numero_iteraci
ones_primer_ciclo_for_+numero_iteracione
s_segundo_ciclo_for_+numero_iteraciones_
tercer_ciclo_for_;

[maximo2
idxmax2]=max(matriz_final_de_valoresfunc
ion_objetivo2); % indica en que columna
se encuentra el valor máximo del vector.

% resultados iteraciones rango 0.1 a 1.8
Mw

disp('los resultados para el rango de
potencia de celda 0.1 a 1.8 son:')

disp('el valor mas optimo de la función
objetivo es: '); disp(maximo) % muestra

```

```

en pantalla el valor mas optimo de la
función objetivo evaluada.
disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_electroliza
dor1(:,idxmax));
disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_almacenamie
ntol(:,idxmax));
disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_de_valores_celda_de_co
mbustible1(:,idxmax));
disp('el numero total de iteraciones fue
de:'); disp(numero_total_iteraciones);

% resultados iteraciones rango 1.9 a 12
Mw Mw

disp('los resultados para el rango de
potencia de celda 1.9 a 12 son:')

disp('el valor mas optimo de la función
objetivo es: '); disp(maximo2) %
muestra en pantalla el valor mas optimo
de la función objetivo evaluada.
disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2(:,idxmax2));

```

```

disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_almacenamie
nto2(:,idxmax2));
disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_de_valores_celda_de_co
mbustible2(:,idxmax2));
disp('el numero total de iteraciones fue
de:'); disp(numero_total_iteraciones_);

```

A.3 Código de gráficos.

```

%graficos

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%los valores indicados aqui corresponden
a la evaluación para un rango de
%potencia de electrolizador de 0.1 a 1.8
MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
%combustible y una presión de
almacenamiento de 200 bar.
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
load('vectordatos200barfinal.mat') %
comando que carga los valores guardados
del programa matlab creado.

matriz_final_valores_de_electrolizador20
0barfinal=matriz_final_valores_de_electr
olizador200barfinal;

```

```

matriz_final_valores_de_almacenamiento20
0barfinal=matriz_final_valores_de_almace
namiento200barfinal;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible200barfinal=matriz_final_de_valores_
celda_de_combustible200barfinal;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2
00barfinal=matriz_final_de_valoresfuncio
n_objetivo200barfinal;
matriz_final_de_valoresvan200barfinal=ma
triz_final_de_valoresvan200barfinal;
matriz_final_de_valorescapex200barfinal=
matriz_final_de_valorescapex200barfinal;

```

```

%este comando indica cual es el mejor
valor asociado a la funcion objetivo,
%indicando potencias de electrolizaros,
valor almacenamiento y celda de
%combustible

```

```

% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresvan1_
2);
% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo1_2);
% disp('el valor mas optimo de la
función objetivo es: '); disp(maximo) %
muestra en pantalla el valor mas optimo
de la función objetivo evaluada.
% disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');

```

```

disp(matriz_final_valores_de_electroliza
dor1_2(:,idxmax));
% disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_almacenamie
nto1_2(:,idxmax));
% disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_de_valores_celda_de_co
mbustible1_2(:,idxmax));

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
corresponden a la evaluación para un
rango de
% %potencia de electrolizador de 0.1 a
1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
almacenamiento de 50 bar.
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
load('vectordatos50barfinal.mat') %
comando que carga los valores guardados
del programa matlab creado.

matriz_final_valores_de_electrolizador50
barfinal=matriz_final_valores_de_electro
lizador50barfinal;

```

```

matriz_final_valores_de_almacenamiento50
barfinal=matriz_final_valores_de_almacenamiento50barfinal;
matriz_final_de_valores_celda_de_combustible50barfinal=matriz_final_de_valores_celda_de_combustible50barfinal;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo50barfinal=matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo50barfinal;
matriz_final_de_valoresvan50barfinal=matriz_final_de_valoresvan50barfinal;
matriz_final_de_valorescapex50barfinal=matriz_final_de_valorescapex50barfinal;
%
% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresvan1_5);
% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo1_5);
% disp('el valor mas optimo de la
función objetivo es: '); disp(maximo) %
muestra en pantalla el valor mas optimo
de la función objetivo evaluada.
% disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_electrolizador1_5(:,idxmax));
% disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');

```

```

disp(matriz_final_valores_de_almacenamiento1_5(:,idxmax));
% disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_celda_de_combustible1_5(:,idxmax));

```

```

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
corresponden a la evaluación para un
rango de
% %potencia de electrolizador de 0.1 a
1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
almacenamiento de 30 bar.
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
load('vectordatos30barfinal.mat') %
comando que carga los valores guardados
del programa matlab creado.

```

```

matriz_final_valores_de_electrolizador30
barfinal=matriz_final_valores_de_electro
lizador30barfinal;
matriz_final_valores_de_almacenamiento30
barfinal=matriz_final_valores_de_almacen
amiento30barfinal;

```

```

matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible30barfinal=matriz_final_de_valores_c
elda_de_combustible30barfinal;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo3
0barfinal=matriz_final_de_valoresfuncion
_objetivo30barfinal;
matriz_final_de_valoresvan30barfinal=mat
riz_final_de_valoresvan30barfinal;
matriz_final_de_valorescapex30barfinal=m
atriz_final_de_valorescapex30barfinal;

```

```

% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresvan1_
3);
% [maximo
idxmax]=max(matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo1_3);
% disp('el valor mas optimo de la
función objetivo es: '); disp(maximo) %
muestra en pantalla el valor mas optimo
de la función objetivo evaluada.
% disp('el valor de potencia del
electrolizador en MW asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_electroliza
dor1_3(:,idxmax));
% disp('el valor de almacenamiento en kg
asociado es de:');
disp(matriz_final_valores_de_almacenamie
nto1_3(:,idxmax));
% disp('el valor de potencia de la celda
de combustible en MW asociado es de:');

```

```
disp(matriz_final_de_valores_celda_de_co
mbustible1_3(:,idxmax));
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% analisis de
sensibilidad%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
corresponden a la evaluación para un
rango de
% %potencia de electrolizador de 0.1 a
1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
almacenamiento de 30 bar con una
reducción del
%10% de capex para ambos sistemas y un
aumento de 1% en la eficiencia
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
load('vectordatos2_1final.mat')% comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.
```

```

matriz_final_valores_de_electrolizador2_
1final=matriz_final_valores_de_electroli
zador2_1final;
matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
1final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_1final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_1final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_1final;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_
1final=matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_1final;
matriz_final_de_valoresvan2_1final=matriz_
final_de_valoresvan2_1final;
matriz_final_de_valorescapex2_1final=mat
riz_final_de_valorescapex2_1final;

```

```
%
```

```
%%%%%%%%%
```

```
%%%%%%%%%
```

```
% %los valores indicados aqui
```

```
corresponden a la evaluación para un
rango de
```

```
% %potencia de electrolizadro de 0.1 a
```

```
1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
```

```
% %combustible y una presión de
```

```
almacenamiento de 30 bar con una
reducción del
```

```
%20% de capex para ambos sistemas y un
```

```
aumento de 2% en la eficiencia
```

```

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

load('vectordatos2_2final.mat') % comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.

matriz_final_valores_de_electrolizador2_
2final=matriz_final_valores_de_electroli
zador2_2final;
matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
2final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_2final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_2final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_2final;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_
2final=matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_2final;
matriz_final_de_valoresvan2_2final=matriz_
final_de_valoresvan2_2final;
matriz_final_de_valorescapex2_2final=matr
iz_final_de_valorescapex2_2final;

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
corresponden a la evaluación para un
rango de

```

```

% %potencia de electrolizador de 0.1 a
1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
almacenamiento de 30 bar con una
reducción del
%30% de capex para ambos sistemas y un
aumento de 3% en la eficiencia
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

load('vectordatos2_3final.mat')% comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.

matriz_final_valores_de_electrolizador2_
3final=matriz_final_valores_de_electroli
zador2_3final;
matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
3final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_3final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_3final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_3final;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_
3final=matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_3final;
matriz_final_de_valoresvan2_3final=matriz
_final_de_valoresvan2_3final;
matriz_final_de_valorescapex2_3final=mat
riz_final_de_valorescapex2_3final;

```

```

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
% corresponden a la evaluación para un
% rango de
% %potencia de electrolizador de 0.1 a
% 1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
% almacenamiento de 30 bar con una
% reducción del
% 40% de capex para ambos sistemas y un
% aumento de 4% en la eficiencia
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

load('vectordatos2_4final.mat')% comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.

matriz_final_valores_de_electrolizador2_
4final=matriz_final_valores_de_electroli
zador2_4final;
matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
4final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_4final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_4final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_4final;

```

```
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_4final=matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_4final;
matriz_final_de_valoresvan2_4final=matriz_final_de_valoresvan2_4final;
matriz_final_de_valorescapex2_4final=matriz_final_de_valorescapex2_4final;
```

```
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% %los valores indicados aqui
% corresponden a la evaluación para un
% rango de
% %potencia de electrolizador de 0.1 a
% 1.8 MW y de 0.1 a 3.1 MW para celda de
% %combustible y una presión de
% almacenamiento de 30 bar con una
% reducción del
% %50% de capex para ambos sistemas y un
% aumento de 5% en la eficiencia
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
load('vectordatos2_5final.mat')% comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.
```

```
matriz_final_valores_de_electrolizador2_5final=matriz_final_valores_de_electrolizador2_5final;
```

```

matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
5final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_5final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_5final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_5final;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_
5final=matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_5final;
matriz_final_de_valoresvan2_5final=matriz_
final_de_valoresvan2_5final;
matriz_final_de_valorescapex2_5final=matr
iz_final_de_valorescapex2_5final;

```

load('vectordatos2_6final.mat')% comando
que carga los valores guardados del
programa matlab creado.

```

matriz_final_valores_de_electrolizador2_
6final=matriz_final_valores_de_electroli
zador2_6final;
matriz_final_valores_de_almacenamiento2_
6final=matriz_final_valores_de_almacenam
iento2_6final;
matriz_final_de_valores_celda_de_combust
ible2_6final=matriz_final_de_valores_cel
da_de_combustible2_6final;
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo2_
6final=matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_6final;
matriz_final_de_valoresvan2_6final=matriz_
final_de_valoresvan2_6final;

```

```
matriz_final_de_valorescapex2_6final=matriz_final_de_valorescapex2_6final;
```

```
%%%caso menos probable%%%
```

```
load('vectordatos_casofinal_5.4_7.1.mat')% comando que carga los valores guardados del programa matlab creado.
```

```
matriz_final_valores_de_electrolizador_casofinal8=matriz_final_valores_de_electrolizador_casofinal;
```

```
matriz_final_valores_de_almacenamiento_casofinal3=matriz_final_valores_de_almacenamiento_casofinal;
```

```
matriz_final_de_valores_celda_de_combustible_casofinal2=matriz_final_de_valores_celda_de_combustible_casofinal;
```

```
matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo_casofinal2=matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo_casofinal;
```

```
matriz_final_de_valoresvan_casofinal=matriz_final2_de_valoresvan_casofinal2;
```

```
matriz_final_de_valorescapex_casofinal2=matriz_final_de_valorescapex_casofinal2;
```

```
%%grafico asociado a caso menos probable%%
```

```
plot(matriz_final_valores_de_electrolizador_casofinal6,matriz_final_de_valoresfuncion_objetivo_casofinal6,'k--o','linewidth',1.5)
```

```

set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia electrolizador vs
función objetivo - considerando
30[Bar]','fontsize',20)
xlabel('potencia electrolizador
[MW]','fontsize',20)
ylabel('valores función objetivo
[USD]','fontsize',20)
legend(' 20=>Potencia FC [MW]>=11,
e[x,y]')
leg=legend('show');
title(leg,'soluciones');
grid

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%graficos
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%primeros graficos
capitulo 3%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subplot(3,1,1)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor30barfinal,matriz_final_de_valoresfun
cion_objetivo30barfinal,'r--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)

```

```

title('Potencia electrolizador vs
función objetivo - considerando
30[Bar]')
xlabel('potencia electrolizador [MW]')
ylabel('valores función objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]]')
leg=legend('show');
title(leg, 'soluciones');
grid

subplot(3,1,2)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor50barfinal,matriz_final_de_valoresfun
cion_objetivo50barfinal,'b--
o', 'linewidth',1.5)
set(gca, 'FontSize',15)
title('Potencia electrolizador vs
función objetivo - considerando
50[Bar]')
xlabel('potencia electrolizador [MW]')
ylabel('valores función objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]]')
grid

subplot(3,1,3)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor200barfinal,matriz_final_de_valoresfu
ncion_objetivo200barfinal,'k--
o', 'linewidth',1.5)
set(gca, 'FontSize',15)

```

```

title('Potencia electrolizador vs
función objetivo - considerando
200[Bar]')
xlabel('potencia electrolizador [MW]')
ylabel('valores función objetivo [USD]')
grid
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]')

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%superposición
graficos cap
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

format long g
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor30barfinal,matriz_final_de_valoresfun
cion_objetivo30barfinal,'r',matriz_final
_valores_de_electrolizador50barfinal,mat
riz_final_de_valoresfuncion_objetivo50ba
rfinal,'b',matriz_final_valores_de_elect
rolizador200barfinal,matriz_final_de_val
oresfuncion_objetivo200barfinal,'k')
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia electrolizador vs
función objetivo - con 200-50-30[Bar]')
xlabel('potencia electrolizador [MW]')
ylabel('valores función objetivo [USD]')
legend('Presión de almacenamiento 30 Bar
- 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]', 'Presión de almacenamiento 50
Bar - 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,

```



```

subplot(3,1,2)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_2final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_2final,'g--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función objetivo - Considerando 30[Bar]-
Reducción del CAPEX de 20 % y Aumento de
Eficiencia 4%')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]')
grid

```

```

subplot(3,1,3)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_3final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_3final,'r--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función objetivo - Considerando 30[Bar]-
Reducción del CAPEX de 30 % y Aumento de
Eficiencia 6%')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]')
grid

```

```

%%subplot 2%%
figure(2)
subplot(3,1,1)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_4final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_4final,'c--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función objetivo - Considerando 30[Bar]-
Reducción del CAPEX de 40 % y Aumento de
Eficiencia 8%')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]')
grid

subplot(3,1,2)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_5final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_5final,'m--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función objetivo - Considerando 30[Bar]-
Reducción del CAPEX de 50 % y Aumento de
Eficiencia 10%')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')

```

```

legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]]')
grid

subplot(3,1,3)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_6final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_6final,'b--
o','linewidth',1.5)
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función objetivo - Considerando 30[Bar]-
Reducción del CAPEX de 60 % y Aumento de
Eficiencia 12%')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')
legend(' 4.2=>Potencia FC [MW]>=0.1,
e[x,y]]')
grid

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% superposicion
analisis de
sensibilidad%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

format long g
figure(6)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor2_1final,matriz_final_de_valoresfunci
on_objetivo2_1final,'k',matriz_final_val
ores_de_electrolizador2_2final,matriz_fi
nal_de_valoresfuncion_objetivo2_2final,'
g',matriz_final_valores_de_electrolizado

```

```

r2_3final,matriz_final_de_valoresfuncion
_objetivo2_3final,'r',matriz_final_valor
es_de_electrolizador2_4final,matriz_fina
l_de_valoresfuncion_objetivo2_4final,'c'
,matriz_final_valores_de_electrolizador2
_5final,matriz_final_de_valoresfuncion_o
bjetivo2_5final,'m',matriz_final_valores
_de_electrolizador2_6final,matriz_final_
de_valoresfuncion_objetivo2_6final,'b')
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función Objetivo - Considerando 30[Bar]
','fontsize',20)
xlabel('Potencia Electrolizador
[MW]','fontsize',20)
ylabel('Valores Función Objetivo
[USD]','fontsize',20)
legend('CAPEX-10%-Eficiencia+2%','CAPEX-
20%-Eficiencia+4%','CAPEX-30%-
Eficiencia+6%','CAPEX-40%-
Eficiencia+8%','CAPEX-50%-
Eficiencia+10%','CAPEX-60%-
Eficiencia+12%','fontsize',30,'FrontWeig
ht','bold')
grid

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% superposicion
escenario base y mejor del analisis de
sensibilidad%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

format long g

```

```

figure(6)
plot(matriz_final_valores_de_electroliza
dor30barfinal,matriz_final_de_valoresfun
cion_objetivo30barfinal,'r--
o',matriz_final_valores_de_electrolizado
r2_6final,matriz_final_de_valoresfuncion
_objetivo2_6final,'b--o')
set(gca,'FontSize',15)
title('Potencia Electrolizador vs
Función Objetivo - Considerando 30[Bar]
')
xlabel('Potencia Electrolizador [MW]')
ylabel('Valores Función Objetivo [USD]')
legend('Escenario Base','Reducción CAPEX
60 % - Aumento de Eficiencia 12%')
grid

```