



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

**MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA HÍBRIDA
SOLAR $PV-H_2$ DE CAMPAMENTO CERRO PABELLÓN**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

SEBASTIÁN NICOLÁS HORMAZÁBAL CATALÁN

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

PROFESOR CO-GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
FONDECYT /ANID N°1241556

SANTIAGO DE CHILE
2024

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO.
POR: SEBASTIÁN NICOLÁS HORMAZÁBAL CATALÁN
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE**

**MODELACIÓN Y ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE LA PLANTA
HÍBRIDA SOLAR $PV-H_2$ DE CAMPAMENTO CERRO PABELLÓN**

El trabajo de título se centra en modelar y reproducir la operación de la primera planta de hidrógeno verde en Chile, la Planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón. Se plantea como objetivo general proporcionar evidencia para el desarrollo de futuros proyectos de hidrógeno verde en el contexto de soluciones energéticas descentralizadas. Para lograr esto, se establecen varios objetivos específicos, incluyendo la síntesis del estado del arte en proyectos de hidrógeno verde en el contexto de soluciones descentralizadas, la creación de un modelo de simulación para soluciones energéticas descentralizadas y la recomendación de criterios de operación y diseño.

El modelo de simulación se desarrolla a partir de información existente sobre la micro-red y modelos matemáticos de gestión de energía revisados en la literatura especializada, permitiendo representar la operación económica del sistema y minimizar el error de ajuste a través de un proceso iterativo. La planta híbrida opera eficientemente en modo isla, logrando satisfacer las demandas energéticas del campamento y reduciendo el consumo de combustible diésel en más del 90 %. Este sistema incluye componentes como electrolizadores, celdas de combustible, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y un banco de baterías de litio, lo que permite la conversión de electricidad en hidrógeno y su posterior uso para generar energía.

Se evalúan distintos casos y se analizan las funciones de error resultantes, lo que demuestra la efectividad del modelo en la simulación de resultados operacionales. Concretamente los errores se encuentran en su mayoría bajo el 10 % para los indicadores propuestos. Asimismo, se revisan experiencias concretas y aspectos técnicos específicos del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, consolidando un marco teórico relevante y útil para futuras aplicaciones en el sector energético nacional.

*Al Padre,
el Misericordioso.*

la ilaha illallah

Agradecimientos

En primer lugar a Dios, el Padre. Es de perogrullo decir que es un error lógico aseverar que no sería nada sin Él, Ella o Elle: no hay pronombre, nuestro lenguaje está limitado.

En segundo lugar, es menester agradecerle a todo mi núcleo familiar. A mis padres, hermanos y abuelos. Ellos son mi brújula en todos los tiempos.

Debo nombrar a mis maestros, ellos son:

1. Franco: por ser el primero en mostrarme el mundo y dirigir mi mirada hacia mí mismo.
2. Erich: por encender el Fuego en mi corazón. Astaghfirullah. Gracias por enseñarme de lo divino y de lo humano.
3. Dusan: por enseñarme el valor la paternidad. Gracias también por enseñarme de lo humano y lo divino.

Quisiera además nombrar a personas muy especiales en mi corazón. Ellos han sido mis profesores, guías, gente desinteresada que también he sentido su cariño y apoyo en los momentos que estuve perdido.

1. Sensei Llanquín: siempre me llevaba a sacar más de los que podía dar.
2. Profesor Donatti: por su dulzura, confiar en mí y su afecto inconmensurable.
3. Antonio Mondaca: por creer en mi talento y salvar mi vida el 2011.
4. Sergio Venegas: por su enorme carisma e identificarme espiritualmente.
5. Profesor Aceituno: por reconocer en mí habilidades que hoy utilizo.

No se me puede olvidar mis amigos y amigas. Los amo a todos.

Por último, quiero agradecerle a las compañeras que han estado conmigo a lo largo de mi vida, ellas también han sido mis maestras. Gracias Javiera, Francisca y Amatista. Estoy feliz de sus compañías.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Identificación y formulación del problema	1
1.2. Objetivos del trabajo de título	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos Específicos	4
1.3. Alcances del trabajo	4
1.4. Estructura del trabajo	4
2. Marco teórico y estado del arte	5
2.1. Contexto nacional	5
2.1.1. Contexto nacional: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde	5
2.1.2. Proyectos en Chile	6
2.1.2.1. Pre-FID (Final Investment Decision)	6
2.1.2.2. En desarrollo	8
2.1.2.3. En operación	8
2.2. Tecnologías a base de hidrógeno	9
2.2.1. Electrolizador: métodos de obtención de hidrógeno	9
2.2.1.1. Funcionamiento y tipos de electrolizadores	9
2.2.1.2. Relación eléctrica del electrolizador voltaje vs corriente	10
2.2.1.3. Consumo de energía, eficiencia energética, potencia y masa H_2	12
2.2.2. Masa y energía del electrolizador	13
2.2.3. Celdas de combustibles: métodos de conversión energética del hidrógeno	16
2.2.3.1. Funcionamiento y tipos de celdas de combustibles	16
2.2.3.2. Comportamiento eléctrico de las celdas de combustible	17
2.2.3.3. Masa y energía en la celda de combustible	18
2.3. Soluciones energéticas descentralizadas	20
2.4. Planta híbrida de Cerro Pabellón	23
2.5. Experiencia internacional en plantas híbridas	29
2.5.1. Componentes de microrredes PV-RHFC	29
2.5.2. Arquitecturas en la literatura	31
2.5.3. Esquemas EMS	33
2.5.4. Herramientas de análisis utilizadas	36
2.5.5. Identificación de parámetros en microrredes	39
3. Propuesta de modelo de simulación	42
3.1. Descripción general	42
3.2. Datos de la microrred	43

3.3.	Modelo EMS propuesto	44
3.3.1.	Variables de decisión, parámetros y conjuntos	44
3.3.2.	Función Objetivo	46
3.3.3.	Restricciones	46
3.3.4.	Síntesis del modelo propuesto	49
3.4.	Calibración y ajuste de parámetros	50
3.4.1.	Ajuste inicial	50
3.4.1.1.	Eficiencias electrolizador y celdas de combustible	50
3.4.1.2.	Gradientes	51
3.4.2.	Simulación de escenarios de ajuste, comparación de resultados y mínimo error	51
3.5.	Simulación de los casos de validación	52
3.6.	Implementación del modelo	52
4.	Caso de estudio	54
4.1.	Información general de la microrred	54
4.2.	Descripción general casos iniciales	56
4.2.1.	Modelo sin H_2	57
4.2.1.1.	Comparación de modelos	57
4.2.1.1.1.	Potencia BESS	57
4.2.1.1.2.	Potencia generadores	58
4.2.1.1.3.	SOC	59
4.2.2.	Modelo estándar	60
4.2.2.1.	Comparación de modelos	60
4.2.2.1.1.	Potencia P2P	61
4.2.2.1.2.	Potencia BESS	61
4.2.2.1.3.	Potencia generadores	62
4.2.2.1.4.	Nivel estanque H_2	63
4.2.2.1.5.	SOC	63
4.2.3.	Modelo óptimo	65
4.2.3.1.	Comparación de modelos	65
4.2.3.1.1.	Potencia P2P	66
4.2.3.1.2.	Potencia BESS	66
4.2.3.1.3.	Potencia generadores	67
4.2.3.1.4.	Nivel estanque H_2	68
4.2.3.1.5.	SOC	68
5.	Simulación de los casos de validación	71
5.1.	Ajuste de modelo para obtención de eficiencias y gradientes	71
5.2.	Modelo caso sin H_2	71
5.2.1.	Comparación de modelos	72
5.2.1.1.	Potencia BESS	72
5.2.1.2.	Potencia generadores	73
5.2.1.3.	SOC	74
5.3.	Modelo caso estándar	75
5.3.1.	Comparación de modelos	75
5.3.1.1.	Potencia P2P	76

5.3.1.2.	Potencia BESS	77
5.3.1.3.	Potencia generadores	78
5.3.1.4.	Nivel estanque H_2	79
5.3.1.5.	SOC	80
5.4.	Modelo caso óptimo	81
5.4.1.	Comparación de modelos	82
5.4.1.1.	Potencia P2P	82
5.4.1.2.	Potencia BESS	83
5.4.1.3.	Potencia generadores	84
5.4.1.4.	Nivel estanque H_2	84
5.4.1.5.	SOC	85
5.5.	Síntesis de casos de estudio	86
6.	Conclusiones y estudios futuros	93
6.1.	Conclusiones generales	93
6.2.	Aspectos específicos	94
6.3.	Estudios futuros	95
	Bibliografía	96
	Anexos	101
A.	Modelo de EMS propuesto	101
B.	Algoritmo iterativo de menor error	106

Índice de Tablas

2.1.	Componentes Planta híbrida de Cerro Pabellón.	26
3.1.	Tabla de errores de variables según potencia, energía y porcentaje.	52
4.1.	Error absoluto medio caso sin H_2	59
4.2.	Error absoluto medio caso estándar.	64
4.3.	Error absoluto medio caso óptimo.	70
5.1.	Parámetros optimizados caso sin H_2	71
5.2.	Error absoluto medio caso sin H_2 de validación.	74
5.3.	Parámetros optimizados caso estándar.	75
5.4.	Error absoluto medio caso estándar de validación.	81
5.5.	Parámetros optimizados caso óptimo.	81
5.6.	Error absoluto medio caso óptimo de validación.	86
5.7.	Diferencia de errores caso sin H_2	86
5.8.	Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso sin H_2	87
5.9.	Diferencia de errores caso estándar.	88
5.10.	Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso estándar.	88
5.11.	Diferencia de errores caso óptimo.	90
5.12.	Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso óptimo.	90
5.13.	Resumen de los parámetros.	92

Índice de Ilustraciones

1.1.	Demanda eléctrica para el hidrógeno [10].	2
2.1.	Electrólisis del agua basada en energías renovables para la producción de hidrógeno (basado en [26]).	9
2.2.	Eficiencia Energética en LHV en función de la carga nominal.	13
2.3.	Voltaje en función de corriente del electrolizador.	14
2.4.	Potencia en función de corriente.	15
2.5.	Eficiencia de Faraday en función de la corriente y potencia.	15
2.6.	Masa H_2 generada en función de la corriente y potencia.	16
2.7.	Voltaje en función de corriente celda de combustible.	19
2.8.	Potencia en función de corriente de la celda de combustible.	19
2.9.	Masa H_2 consumida en función de la corriente y potencia.	20
2.10.	Ubicación geográfica Planta híbrida de Cerro Pabellón.	23
2.11.	Planta híbrida de Cerro Pabellón.	24
2.12.	Componentes Planta híbrida de Cerro Pabellón (basado en [48]).	25
2.13.	Esquema Planta híbrida de Cerro Pabellón (basado en [48]).	27
2.14.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón en los días 15, 16 y 17 de diciembre del 2017 (basado en [48]).	28
2.15.	Operaciones de Planta híbrida de Cerro Pabellón	28
2.16.	Representación esquemática de una microrred fotovoltaica-RHFC de CA/CC con capacidad de tratamiento de aguas residuales (a base de imagen de [50]).	32
2.17.	Representación esquemática de un sistema de microrred comunitario modelado en GAMS (a base de imagen de [50]).	33
2.18.	Representación esquemática de una microrred que incluye un EMS con un algoritmo de optimización para controlar el flujo de energía entre los componentes (a base de imagen de [50]).	33
3.1.	Diagrama de enfoque general de la metodología de desarrollo del modelo de simulación.	42
3.2.	Microrred genérica off-grid.	43
3.3.	Esquema visual de programación.	53
4.1.	Representación esquemática de la microrred planta híbrida de Cerro Pabellón incluyendo estanque de agua y de oxígeno.	55
4.2.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo sin H_2	57
4.3.	Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original, caso sin H_2	58
4.4.	Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso sin H_2	58
4.5.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso sin H_2	59

4.6.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo estándar.	60
4.7.	Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.	61
4.8.	Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.	62
4.9.	Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.	62
4.10.	Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.	63
4.11.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.	64
4.12.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo óptimo.	65
4.13.	Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original, caso óptimo.	66
4.14.	Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original, caso óptimo.	67
4.15.	Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso óptimo.	67
4.16.	Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso óptimo.	68
4.17.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso óptimo.	69
5.1.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS y con variables optimizadas, modelo sin H_2	72
5.2.	Comparación de la generación BESS entre caso sin H_2 calculado y original con variables optimizadas.	73
5.3.	Comparación de la generación Diesel entre caso calculado y original, caso sin H_2 con variables optimizadas.	73
5.4.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso sin H_2 con variables optimizadas.	74
5.5.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo estándar.	75
5.6.	Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.	76
5.7.	Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.	77
5.8.	Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.	78
5.9.	Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.	79
5.10.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.	80
5.11.	Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo óptimo.	82
5.12.	Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.	83
5.13.	Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.	83
5.14.	Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.	84
5.15.	Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.	85
5.16.	Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.	85
5.17.	Comparación de caso sin H_2 (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.	87

5.18.	Comparación de caso estándar (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.	89
5.19.	Comparación de caso óptimo (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.	91

Capítulo 1

Introducción

1.1. Identificación y formulación del problema

Desde mediados de la revolución industrial hasta la actualidad se ha observado un aumento en la temperatura de la superficie del planeta. Si bien en algunas partes del globo ésta ha disminuido la tendencia general es al aumento progresivo, resultado que se ve reflejado en el crecimiento promedio de las temperaturas. Es inequívoco que tal consecuencia es producto de la actividad humana, caracterizada no solo por una fuerte influencia en los cambios de la temperatura promedio del planeta sino que también en diversas formas de la atmósfera y biosfera. La comunidad académica ha concluido taxativamente que una de las principales causas del cambio climático es la excesiva emisión de gases de efecto de invernadero a la atmósfera. Entre estos compuestos se destaca el dióxido de carbono como principal responsable [1].

El avance del cambio climático ha propiciado en sectores de la población un sentimiento de responsabilidad en revertir la tendencia de estas emisiones y mitigar, o en el mejor de los casos evitar, los efectos catastróficos que se tendrán para la Tierra. Es en este contexto que se han levantado diversas reuniones intergubernamentales para analizar, discutir y acordar medidas para enfrentar el cambio climático. Dentro de estos procesos el más importante es el Acuerdo de París, donde se definió *mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales* [2]. Chile adscribió a este acuerdo el 20 de septiembre de 2016, comprometiéndose a revertir las emisiones de gases de efecto de invernadero.

Chile consciente que el 80 % de las emisiones de gases de efecto de invernadero provienen del sector energético, siendo la generación mediante carbón la principal contribuyente con un 40 % del total de la matriz energética, es que se ha propuesto retirar del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) todas las unidades generadoras a carbón antes del año 2040 [3]. Se proyecta además que al año 2050 el 100 % de la energía producida por la generación eléctrica del país provenga de energías renovables o energías cero emisiones donde renovables aportarán 80 % al 2030, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo [4]. Además, en el Plan Energético de Largo Plazo (PELP) se considera al hidrógeno verde (H2V) como un energético relevante por dos motivos: permite integrar energías renovables y

así descarbonizar la matriz energética, y por su enorme potencial para que Chile exporte con el costo nivelado más bajo del mundo al 2030 [5].

El hidrógeno en estado gaseoso es incoloro e insípido, y en la tierra se halla principalmente enlazado con otros elementos, por lo cual, no es fácil encontrarlo de manera aislada. Por lo tanto, éste debe ser extraído de manera artificial desde otros compuestos que lo incorporen. Hasta el año 2019, el 96 % del hidrógeno fue extraído a partir de combustibles fósiles [6], emitiendo cerca de 500 Mt CO_{2e} al año [7]. Actualmente el principal método de extracción es el proceso termoquímico de reformación de gas metano con vapor (SMR), cuyo aporte es del 48 % del hidrógeno producido a nivel mundial [8]. Sin embargo, surge como alternativa la obtención del hidrógeno a partir del agua mediante un proceso llamado electrólisis. Este método consiste en su forma básica de dos electrodos por donde fluye corriente continua a través de una solución acuosa obteniéndose como resultado hidrógeno y oxígeno. El proceso es limpio y sin emisiones de gases de efecto de invernadero si en el proceso de electrificación se utiliza solo fuentes de energías renovables, adquiriendo así el nombre de hidrógeno verde.

Es bastante apetecido el hidrógeno para la industria, en específico para la producción de amoníaco y para el sector químico y de refinería, con un 54 % y 35 % respectivamente del consumo global de hidrógeno [8]. Se proyecta que el consumo de hidrógeno a nivel mundial se incrementará 10 veces al 2050 [9] y Chile también seguirá la misma tendencia [10].

Considerando el incipiente aumento de la demanda dentro y fuera del país y debido al enorme potencial de generación eléctrica de bajo costo a partir de fuentes limpias y renovables, dadas las condiciones climatológicas favorables que ofrece el territorio nacional, es que se abre una oportunidad única de generar hidrógeno verde con el costo nivelado más bajo del mundo [10]. Así Chile se posicionaría como uno de los principales productores de H₂V. En específico para el caso chileno se proyecta que independiente del escenario futuro, Figura 1.1, el consumo eléctrico para la producción de H₂V comprenderá una parte importante del consumo total. Lo anterior implicará un enorme desafío para adecuarse eficientemente al impacto que tendrá en el Sistema Eléctrico Nacional la conexión de plantas electrolizadoras a la red (On Grid).

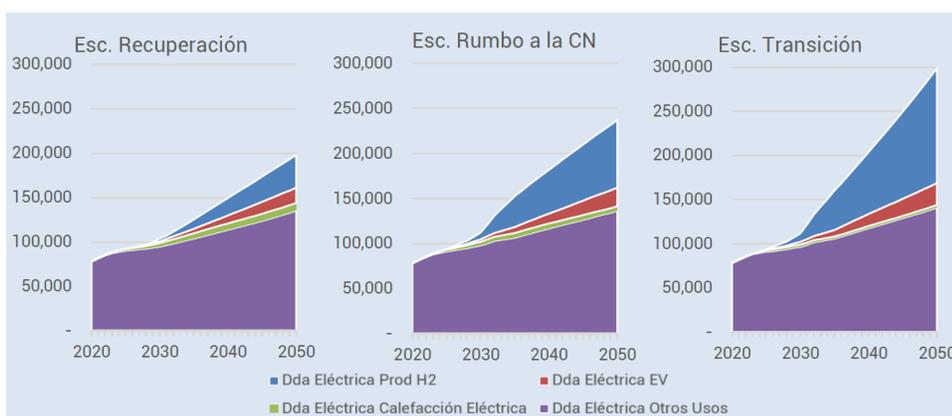


Figura 1.1: Demanda eléctrica para el hidrógeno [10].

Uno de los principales desafíos a los que se enfrenta el sistema eléctrico es a la naturaleza estocástica que caracteriza a la generación eólica. A diario se pronostica la velocidad con

que el aire accionará las aspas de los molinos. Sin embargo, siempre existe un error de estimación asociado. Una consecuencia posible, en particular en presencia de congestión en los sistemas de transmisión, es que la unidad eólica no pueda generar todo lo proyectado, teniendo que verter el excedente de energía producido. Estudios realizados en [11] plantean que la conversión de electricidad a hidrógeno, Power to Gas (P2G) cuando hay exceso de generación, permitiría buscar efectivamente un beneficio de operación. Este hidrógeno puede ser utilizado tanto para las necesidades de la industria como también para ser convertido nuevamente en electricidad mediante celdas de combustible [12]. El suministro de potencia mediante el uso de unidades P2G permitiría maximizar la eficiencia del sistema, ya que aportaría a cubrir demanda y además reduciría los costos de operación.

La transición energética necesaria para hacer frente al cambio climático y afrontar sus consecuencias implica múltiples niveles de actuación y cambios estructurales en nuestra sociedad. En este contexto, están surgiendo tecnologías energéticas basadas en soluciones descentralizadas (SD) cada vez más prometedoras. Estas SD incluyen, por ejemplo, la generación distribuida de electricidad (GD), las microrredes, la electromovilidad, los prosumidores, los agregadores de consumo y la gestión de la demanda, entre otras ¹. En particular, la GD permite inyectar energía y participar en el mercado cerca del consumo, reduciendo la necesidad de inversiones en sistemas de transmisión y minimizando las pérdidas óhmicas. Además, promueven territorios energéticamente autosuficientes, lo que a su vez facilita la electrificación del consumo. En muchas partes del mundo, las SD han llegado a ser económicamente competitivas (paridad de red) (Masson y Kaizuka, 2019). Algunas de ellas, centradas en actividades productivas, se plantean como alternativas atractivas para contribuir al desarrollo socioeconómico de las comunidades, especialmente en contextos rurales (Brüderle et al., 2011) y (Maye et al., 2013), aprovechando el potencial de energía renovable local.

Enel Green Power Chile ha sido pionero en la producción de hidrógeno verde en Chile en el contexto de SDs, a través del proyecto de energización del campamento asociado a la planta geotérmica Cerro Pabellón. El proyecto consiste en una Planta híbrida solar PV – H₂ con dos unidades de electrolizadores de 25 kW cada una, lo que permitió reducir en 90 % el consumo de diésel en el lugar [13]. Esta experiencia es de interés para entender en detalle las opciones de desarrollo de plantas de producción de hidrógeno en el contexto local del norte de Chile.

1.2. Objetivos del trabajo de título

1.2.1. Objetivo general

En el contexto descrito se propone como objetivo general de esta memoria de título modelar y reproducir la operación de la primera planta de hidrógeno verde desarrollada en el país (Planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón). De esta forma se busca contribuir con evidencia útil para el desarrollo de nuevos proyectos de hidrógeno verde en Chile en contexto de soluciones energéticas descentralizadas.

¹ Iniciativa SEDA: <https://portalmovilidad.com/iniciativa-seda-region-de-chile/>

1.2.2. Objetivos Específicos

A continuación, se enumeran los objetivos específicos que permitirán cumplir el objetivo principal propuesto:

1. Sintetizar el estado del arte en relación al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en el contexto de soluciones energéticas descentralizadas.
2. Disponer de un modelo de simulación de soluciones energéticas descentralizadas que incorporen la producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde.
3. Aplicar el modelo desarrollado para reproducir los resultados de operación real de la Planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón.
4. Recomendar criterios de operación y diseño de soluciones descentralizadas que incorporen el uso y producción de hidrógeno verde.

1.3. Alcances del trabajo

En el marco descrito del objetivo e identificación del problema a abordar en esta memoria de título se han identificado los siguientes elementos de alcance:

- Para este trabajo se contará con el apoyo de la empresa Enel con la información de diseño, técnica y de mediciones de la planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón.
- La descripción, modelación y simulación tanto de los electrolizadores como de las celdas de combustible se focaliza en aquellas implementadas en la planta híbrida del Campamento Cerro Pabellón.
- Las simulaciones a desarrollar tendrán un foco en una modelación de carácter estacionario.

1.4. Estructura del trabajo

El trabajo está organizado en 6 secciones temáticas. La sección 2 referida al marco teórico y estado del arte contiene los antecedentes centrales para el desarrollo del trabajo de título. En la sección 3 se presenta el modelo de simulación que permite reproducir los resultados operacionales de un sistema descentralizado que integra producción y consumo de hidrógeno verde. La sección 4 se centra en la validación y aspectos de implementación del modelo propuesto. En la sección 5 se desarrolla en detalle el caso de estudio para la planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón. Esta sección también incluye el análisis crítico de los resultados. Finalmente, en la sección 6 se presentan las conclusiones y trabajos futuros.

Capítulo 2

Marco teórico y estado del arte

En este capítulo se presentan los distintos antecedentes requeridos para el desarrollo del trabajo de título. Lo anterior incluye elementos de contexto, aspectos teóricos, descripción de tecnologías y datos específicos del caso de estudio a desarrollar.

2.1. Contexto nacional

2.1.1. Contexto nacional: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde

En el marco del acuerdo de París, el cual Chile adscribió el 20 de septiembre de 2016, es que el país se ha comprometido a descarbonizar la matriz energética, cuyo porcentaje de generación eléctrica dependiente de combustibles fósiles es de aproximadamente un 44% [14]. Es en este contexto de descarbonización y considerando el enorme potencial de producción de energía a partir de fuentes renovables, lo que podría llevar al país a establecerse como uno de los principales productores de hidrógeno verde en el mundo según declara la Agencia Internacional de Energía (IEA)[15], es que nace la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde, el 3 de noviembre de 2020.

Para posicionar al país como productor relevante de H₂V se han planteado tres ambiciosos objetivos: contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025, producir el hidrógeno verde con el menor costo nivelado del planeta para el 2030 Y posicionarse entre los tres principales exportadores para 2040. Para cumplir con lo anterior se plantea el siguiente cronograma de tres etapas:

Etapas 1 (2020 – 2025): primer paso que inicia con la activación de la industria nacional mediante el reemplazo de amoníaco importado por producción local y el reemplazo del hidrógeno gris, producido mediante gas natural a través de la técnica del reformado por vapor, utilizado en las refinerías del país. Luego, se incentivará el uso de H₂V en transporte de pasajeros y también en carga pesada de larga distancia haciéndolo económicamente atractivo [5].

Etapas 2 (2025 – 2030): el siguiente paso consiste en posicionarse en los mercados globales mediante la ampliación del uso de hidrógeno en sistemas de transportes terrestres y el

reemplazo de combustibles gaseosos en las redes de distribución. Además, una vez desarrollado la industria nacional y habiendo adquirido la suficiente experiencia, se buscará exportar H₂V y sus derivados.

Etapas 3 (+2030): una vez maduras las dos etapas anteriores, se buscará la explotación de economías de escala para avanzar como proveedor de energéticos. Además, se buscará abarcar el consumo del combustible en el transporte marítimo y aéreo mediante H₂V para rutas nacionales como internacionales.

Para alcanzar estos objetivos se desarrolla el Plan de Acción de la Estrategia, el cual consta de cuatro ejes de acción: 1) Fomento al mercado doméstico y la exportación: donde se busca impulsar la producción y venta de hidrógeno verde, mediante diplomacia y financiamiento; 2) Normativa, seguridad y pilotajes: conferir confianza a inversionistas mediante regulaciones y normativas, además de revisar las instalaciones de gas natural para introducir hidrógeno; 3) Desarrollo social y territorial: considerar al resto de la sociedad y hacerlos partícipes de los proyectos y plantas que queden cerca de sus hogares, educar a la población sobre los beneficios de hidrógeno verde; 4) Formación de capacidades e innovación: crear mano de obra capacitada para la creación y mantenimiento de las tecnologías asociadas al hidrógeno verde.

2.1.2. Proyectos en Chile

Producto de la Estrategia Nacional del Hidrógeno Verde se ha visto un creciente número de iniciativas impulsadas por el privado. A continuación, se describe alguna de estas iniciativas con el fin de disponer de una perspectiva del tipo de proyectos que es factible realizar y su estado de desarrollo.

2.1.2.1. Pre-FID (Final Investment Decision)

1. **AES “Green Ammonia”:** Aes Gener, productor latinoamericano de electricidad y propiedad de The Aes Corporation, considera estudiar la factibilidad de construir la primera planta de amoníaco verde a base de hidrógeno en Chile. Esto considera la inyección de más de 800 [MW] de suministro de energía renovable [16].
2. **HyEx:** Las empresas energéticas Engie y Enaex, asociadas en su iniciativa HyEX, exploran la producción de amoníaco a partir de hidrógeno verde en Antofagasta. El proyecto HyEx incluye una planta fotovoltaica de 2000 [MW] el cual alimenta una planta de 1600 [MW] de producción de hidrógeno mediante la electrólisis del agua. Con este hidrógeno se proyecta producir 0.7 [Mton] de amoníaco verde al año [17].
3. **Paracelsus:** El proyecto plantea producir hidrógeno verde mediante una planta de electrólisis de gran escala en el Desierto de Atacama. El proyecto contempla una planta fotovoltaica off-grid que alimenta una instalación de electrólisis de 2 [GW] y un gasoducto que conecta la instalación de hidrógeno verde con la planta de transformación y almacenamiento en la bahía de Mejillones [18].
4. **H₂ Solar Project:** El objetivo del proyecto es la creación de transporte cero emisiones para los trabajadores mineros en la Cordillera de los Andes. Se producirá hidrógeno verde a partir de energía solar el cual alimentará una estación de servicio de hidrógeno para buses [19].

5. **ACH - MRP Project:** Aker Clean Hydrogen y Mainstream Renewable Power han establecido una alianza para explorar el desarrollo de hidrógeno verde y amoníaco de bajo costo en Chile. Combinando la experiencia de Aker Clean Hydrogen en proyectos de hidrógeno con la posición de liderazgo regional de Mainstream Renewable Power en energías renovables, ambas compañías colaborarán para crear una cadena de valor verde y comercialmente atractiva utilizando la energía renovable generada por el portafolio de proyectos eólicos y solares de Mainstream en el país [20].
6. **Quintero Bay H2 Hub:** GNL Quintero, Acciona Energía y Enagas se unieron en una asociación para establecer el proyecto "Hidrógeno Verde Bahía Quintero", con una inversión aproximada de US\$30 millones, con el propósito de crear una planta de electrólisis que genere hidrógeno verde a partir de agua y electricidad renovable. La planta, que estará ubicada en el terminal de regasificación de GBL Quintero y contará con una potencia nominal de 10 MW, tiene prevista una producción inicial de alrededor de 500 toneladas al año, con planes de aumentar gradualmente la producción según la demanda de la zona [21].
7. **HDF Project:** Hydrogène de France (HDF), empresa especializada en hidrógeno verde desarrolla su primera iniciativa en la Región de Aysén, utilizando un sistema único para convertir hidrógeno en electricidad. Este sistema involucra componentes como plantas solares o eólicos, electrolizadores y almacenamiento. La inversión estimada para el proyecto chileno es de US\$250 millones. La iniciativa planea generar 12 MW de energía estable 24/7, con una capacidad de energía eólica adicional de 36 MW para la producción de hidrógeno verde y almacenamiento en batería de litio.
8. **HNH Energy:** La oficina en América Latina del bufete legal alemán Oppenhoff ha asesorado al grupo AustriaEnergy en la estructuración de la empresa conjunta Power-to-X junto a su socio Ökowind y el fondo danés Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), con el propósito de establecer la copropiedad y desarrollo conjunto del proyecto HNH en la región de Magallanes. Este ambicioso proyecto, valorado en más de 3.000 millones de dólares, se destaca como uno de los mayores del mundo para la producción de hidrógeno y amoníaco verde, incluyendo un parque eólico de 1.7 GW de capacidad instalada, una planta de electrólisis y amoníaco, así como su propio puerto. Se proyecta que esta iniciativa genere alrededor de un millón de toneladas de amoníaco verde anualmente, impulsando así la adopción de energías limpias y sostenibles en la región [22].
9. **H2 Magallanes:** Total Eren está comenzando los estudios para un proyecto de hidrógeno verde a gran escala llamado "H2 Magallanes" en el sur de Chile, cerca de San Gregorio. El proyecto pretende tener 10 GW de capacidad eólica y 8 GW de capacidad de electrólisis, con instalaciones adicionales para desalinización, producción de amoníaco (NH₃) y transporte portuario de amoníaco verde.
10. **Faro del Sur:** proyecto desarrollado por Enel Green Power Chile y Highly Innovative Fuels (HIF), tiene como objetivo producir 25000 toneladas de hidrógeno verde anualmente en la Región de Magallanes, mediante la utilización de energía eólica y la implementación de electrolizadores con una capacidad de alrededor de 240 MW [23].
11. **Gente Grande:** Este proyecto se ubicará en la bahía del mismo nombre y tendrá como objetivo producir entre 1.3 y 1.5 millones de toneladas anuales de combustible sostenible destinado a ser exportado a mercados de Europa y Asia. Este ambicioso proyecto se

desarrollará en una extensión de 38 mil hectáreas, abarcando las comunas de Primavera y Porvenir. La iniciativa incorporará la construcción de un parque eólico con una capacidad instalada de aproximadamente 3.2 GW, además de una planta desalinizadora, otra de tratamiento químico, infraestructura portuaria, línea de transmisión y sistemas de almacenamiento [24].

2.1.2.2. En desarrollo

Hydra: En julio de 2020, los socios CORFO, CSIRO Chile, ENGIE y Mining3 iniciaron el proyecto HYDRA en Chile para desarrollar módulos de tren motriz híbrido para la industria minera. El proyecto tenía como objetivo reemplazar los sistemas de propulsión diésel convencionales con un enfoque de vehículo eléctrico de celda de combustible (FCEV) utilizando baterías e hidrógeno verde. CORFO aportó aproximadamente US\$353.000, mientras que los otros socios aportaron US\$975.000, totalizando más de US\$1,3 millones en financiamiento. El proyecto formaba parte de la Política Nacional de Descarbonización de Chile, en la que el gobierno y el sector minero colaboraron en un “Plan de Minería Verde” para lograr el compromiso del país con la neutralidad de carbono para 2050. El plan se centró en descarbonizar la producción minera, que representa hasta un 14% de la emisión total de gases de efecto invernadero del país en Chile.

2.1.2.3. En operación

1. **H2 for Forklifts in retail:** De la filial chilena Engie junto a Walmart, se crea la planta de hidrógeno con el objetivo de reemplazar las baterías de plomo-ácido de 159 grúas horquillas, por celdas de combustible. La planta, instalada en Centro de Distribución de Quilicura de Walmart, es la primera de todas las que se instalarán en el resto del país. A partir de los paneles fotovoltaicos que dispone se generarán 3 GWh al año para la producción de hidrógeno mediante electrolizadores, lo cual, significará una reducción de 1140 Ton CO_2 al año.
2. **Haru Oni:** Este proyecto, perteneciente a HIF Global y con la participación de Enel, Siemens y Porsche, consiste en la construcción de una planta demostrativa para producir combustible sintético, conocido como e-fuel, a partir de hidrógeno verde obtenido de energía renovable. La planta se encuentra ubicada en el sector de Cabo Negro, cerca de Punta Arenas, y se alimenta de un aerogenerador de 3,4 MW proporcionado por Enel Green Power, junto con un electrolizador de 1,25 MW. Durante la fase piloto, se espera que la planta produzca 350 toneladas de e-metanol y 130.000 litros de gasolina sintética al año. El proceso implica la utilización de hidrógeno obtenido de energía eólica para sintetizar el metanol y, posteriormente, transformarlo en combustible sintético, donde se captura CO_2 de la atmósfera para lograr su neutralidad de carbono. La perspectiva es que en etapas futuras, la fábrica automotriz europea incorpore directamente este combustible sintético en los motores de combustión de sus vehículos, contribuyendo así al objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono [25].

En base a las iniciativas presentadas es posible concluir lo siguiente:

- Los pilotos de futuros grandes proyectos pueden ser consideradas soluciones energéticas descentralizadas. Lo anterior abre un gran campo de aprendizaje para evaluar el potencial de SDs con uso de hidrógeno en distintas zonas del país.

- Se identifica múltiple actores a nivel nacional e internacional participando en las iniciativas. Lo anterior entrega una base relevante de posibles futuras iniciativas incorporen la producción y uso de hidrógeno/derivados a pequeña escala.

2.2. Tecnologías a base de hidrógeno

2.2.1. Electrolizador: métodos de obtención de hidrógeno

2.2.1.1. Funcionamiento y tipos de electrolizadores

El hidrógeno, en su gran mayoría, no se produce de forma natural y debe derivarse artificialmente de compuestos que lo contienen. Existen varios métodos para su producción: procesos termoquímicos, caracterizados por importantes emisiones de gases de efecto invernadero debido a reacciones a alta temperatura que involucran combustibles convencionales o biomasa; métodos biológicos que utilizan microorganismos como bacterias y algas; y el proceso electrolítico, que consiste en dividir el agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) mediante electrólisis o energía solar [8].

La generación de hidrógeno mediante procesos electrolíticos implica la electrificación de electrolitos acuosos utilizando pares de ánodo y cátodo, facilitando el flujo de corriente continua, con un separador o diafragma, como se muestra en la Figura 2.1, para mantener los componentes separados. Este proceso da como resultado la producción separada de hidrógeno y oxígeno, como se representa en la ecuación (2.1). La electrólisis normalmente se logra utilizando dispositivos conocidos como electrolizadores, y en la literatura se emplean comúnmente varios tipos de electrolizadores [8]:

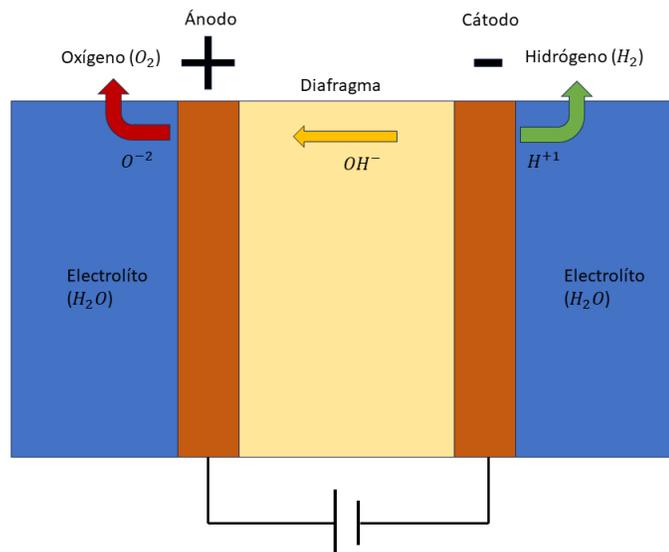
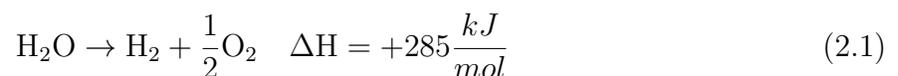


Figura 2.1: Electrólisis del agua basada en energías renovables para la producción de hidrógeno (basado en [26]).



1. Alcalinos: utilizan electrolitos como hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) en concentraciones que oscilan aproximadamente entre el 20 % y el 30 % [27], empleando diafragmas de asbesto y electrodos de níquel. Estos sistemas pueden alcanzar tamaños que oscilan entre 2 y 3 [MW] y normalmente alcanzan tasas de producción de hidrógeno de 40 a 60 kg por hora con una pureza del 99 %. Operando a temperaturas relativamente bajas de 60 a 80°C, exhiben un rango de eficiencia del 47 % al 82 % y una vida útil de 60.000 a 90.000 horas. Si bien se consideran la tecnología de electrolizadores más madura disponible, los electrolizadores alcalinos carecen de flexibilidad en respuesta al encendido/apagado, lo que los hace menos eficientes para adaptarse a la naturaleza variable de la generación de energía renovable [12]. En consecuencia, se utilizan a menudo con un aporte de energía constante.
2. Membrana de intercambio de protones (PEM): comprende una membrana polimérica con propiedades ácidas que facilitan el intercambio de protones de hidrógeno. Emplea electrodos de metales nobles, como platino e iridio, aunque a un costo mayor en comparación con los electrolizadores alcalinos. Los electrolizadores PEM pueden escalar hasta tamaños de 2 [MW], exhibir una eficiencia que oscila entre el 48 % y el 78 % y mantener una vida útil de 20.000 a 60.000 horas. Conocida por su rápida respuesta, alta eficiencia y diseño compacto, la electrólisis PEM se presenta como una opción prometedora para aprovechar la energía eólica para la producción de hidrógeno [28].
3. Óxido Sólido (SOE): Los electrolizadores de óxido sólido se distinguen por emplear una membrana cerámica sólida con excelente conductividad junto con el electrolito, aunque necesitan temperaturas considerablemente más altas, que normalmente se encuentran dentro del rango de 600 a 900 °C. Sin embargo, estas temperaturas elevadas plantean desafíos relacionados con la degradación del material y la durabilidad operativa [27]. Este requisito de alta temperatura hace que los electrolizadores de óxido sólido sean menos adaptables a rampas rápidas, escenarios de partida en negro y fluctuaciones de carga, lo que puede resultar limitante en los sistemas de energía que requieren flexibilidad. En particular, logran algunas de las eficiencias más altas, que oscilan entre el 80 % y el 90 %. Sin embargo, su vida útil operativa es relativamente corta, normalmente alrededor de 1000 horas. Actualmente esta tecnología se encuentra en estudio y desarrollo [7].

2.2.1.2. Relación eléctrica del electrolizador voltaje vs corriente

El electrolizador alcalino es la tecnología más madura, respaldada por una extensa literatura. Se espera que los sistemas P2G, previstos para uso futuro, empleen exclusivamente electrolizadores alcalinos, principalmente debido a su desarrollo avanzado y rentabilidad [12]. Estos atributos se pueden caracterizar mediante modelos empíricos que rastrean su curva característica voltaje-corriente. El modelo más simple es el lineal, describiendo el comportamiento del voltaje en relación con la corriente a través de una relación afín tal como se expresa en la ecuación (2.2). V representa el potencial [V], j la densidad de corriente [$\frac{A}{m^2}$] y a y b parámetros propios del electrolizador. Normalmente, este modelo se emplea para representar el funcionamiento en estado estacionario del electrolizador [29, 30], omitiendo factores como la temperatura, la presión y la concentración de electrolitos, pasando por alto asimismo información pertinente al consumo de energía y los niveles de producción de hidrógeno durante operaciones transitorias.

$$V = a + b \cdot j \quad (2.2)$$

Un avance más allá del modelo lineal se demuestra en [31], donde se introduce un término logarítmico, que tiene en cuenta las influencias electroquímicas en los electrodos e incorpora parámetros dependientes de la temperatura. Esta correlación semiempírica demuestra ser más adecuada para caracterizar las fluctuaciones de voltaje a bajas densidades de corriente en comparación con el modelo lineal. La relación voltaje-corriente se expresa mediante la ecuación (2.3), donde I representa la corriente [A], A_1 y A_2 como parámetros dependientes de la temperatura $[\frac{V}{A}]$ y [V] respectivamente, y E_{rev} denota el voltaje mínimo requerido para la descomposición del agua, que en condiciones ambientales estándar se sitúa en 1.23 [V] [32].

$$V = E_{rev} + A_1 \cdot I + A_2 \cdot \log(I) \quad (2.3)$$

En [33], se presenta un modelo más sofisticado, que refleja de mejor forma el comportamiento real de un electrolizador alcalino no lineal. Este modelo tiene en cuenta la temperatura como una variable, lo que permite modelar la curva corriente-tensión. Abarca varios parámetros, incluido r que representa la resistencia óhmica del electrolito $[\Omega \cdot m^2]$, s y t que denotan los coeficientes de sobretensión en los electrodos [V] y $[\frac{m^2}{A}]$, respectivamente, y A que representa el área del electrodo $[m^2]$. Esta formulación integral se resume en la Ecuación 2.4.

$$V = E_{rev} + \frac{r}{A}I + s \cdot \log(\frac{t}{A}I + 1) \quad (2.4)$$

Asimismo, la ecuación (2.5) caracteriza la tasa de producción total de hidrógeno, denotada como n_{H_2} $[\frac{mol}{s}]$, para un electrolizador alcalino [34]. Esta ecuación incorpora parámetros como n_c , el número de celdas en serie; n , el número de moles de electrones por mol de agua (con $z=2$); F , que representa la constante de Faraday, igual a $96,4[\frac{As}{mol}]$; y η_f , la eficiencia de Faraday, que sigue la expresión empírica no lineal descrita en la Ecuación (2.6) y se determina como la relación entre la tasa de producción de hidrógeno ideal y la producción real de hidrógeno de la celda (o stack) electrolítica [32]. En consecuencia, la tasa de producción de hidrógeno $[\frac{mol}{s}]$ de una sola celda electrolítica es directamente proporcional a la corriente. Los valores de la Ecuación (2.6), a_i ($i=1...7$) son parámetros empíricos, A representa el área del electrodo $[m^2]$, e I la corriente [A].

$$n_{H_2} = \eta_f \frac{n_c \cdot I}{z \cdot F} \quad (2.5)$$

$$\eta_f = a_1 \cdot \exp\left(\frac{a_2 + a_3T + a_4T^2}{I/A} + \frac{a_5 + a_6T + a_7T^2}{(I/A)^2}\right) \quad (2.6)$$

En la literatura existente, se encuentran disponibles varios métodos alternativos para expresar la eficiencia de Faraday, uno de los cuales es presentado por Hug et al. [31]. En 1993, introdujeron un modelo empírico para calcular la eficiencia de Faraday a cualquier temperatura utilizando cinco parámetros, como se describe en la Ecuación (2.7). Además,

en la ecuación (2.8), se proporciona una expresión empírica para representar la eficiencia de Faraday a una temperatura específica [34].

$$\eta_f = B_1 + B_2 \cdot \exp\left(\frac{B_3 + B_4 \cdot T + B_5 \cdot T^2}{I}\right) \quad (2.7)$$

$$\eta_f = \frac{i^2}{f_1 + i^2} \cdot f_2 \quad (2.8)$$

2.2.1.3. Consumo de energía, eficiencia energética, potencia y masa H_2

Con respecto a los aspectos de potencia, [35] proporciona una representación concisa de la dinámica de potencia dentro del electrolizador alcalino a través de las ecuaciones (2.9-2.11), donde P_{in} representa la potencia de entrada, P_{out} indica la potencia de salida asignada para la producción de hidrógeno y la potencia térmica Q_{out} . Además, V_{tn} representa el voltaje mínimo necesario para la electrólisis, excluyendo la influencia de la energía térmica, que se sitúa en 1.48 [V] en condiciones ambientales estándar [32].

$$P_{out} + Q_{out} = P_{in} \quad (2.9)$$

$$P_{in} = I \cdot V(I, T) \quad (2.10)$$

$$P_{out} = I \cdot V_{tn}(T) \quad (2.11)$$

Un enfoque general para comprender el rendimiento del electrolizador es examinar su consumo de energía, denominado E_s y definido en la ecuación (2.12). Esta expresión cuantifica la energía necesaria para producir una unidad de masa de gas hidrógeno y normalmente se expresa en $[\frac{kWh}{kg}]$ o $[\frac{kWh}{Nm^3}]$.

$$E_s = \frac{\int_0^{t_f} I \cdot V dt}{\int_0^{t_f} \dot{m}_{H_2} dt} \quad (2.12)$$

Es crucial tener en cuenta el cambio de masa a lo largo del tiempo, que se puede determinar mediante la derivada temporal de la cantidad molar, como lo representa la ecuación (2.13). Suponiendo que durante el intervalo de tiempo de 0 a t_1 segundos, la corriente, el voltaje y la tasa de producción de hidrógeno permanecen constantes, se obtiene lo expresado en la ecuación (2.14).

$$\dot{m}_{H_2} = \dot{n}_{H_2} \cdot M_{H_2} \quad (2.13)$$

$$E_s = \frac{P}{\dot{n}_{H_2} \cdot M_{H_2}} \quad (2.14)$$

Partiendo de la expresión analizada anteriormente, la eficiencia energética, denotada como η_e , se puede definir como se describe en las ecuaciones (2.15,2.16,2.17,2.18). Estas ecuaciones

involucran al HHV_{H_2} , que representa el poder calorífico superior del hidrógeno, que se sitúa en $39.4 \left[\frac{kWh}{kg}\right]$ o $3.54 \left[\frac{kWh}{Nm^3}\right]$, así como al poder calorífico inferior del LHV_{H_2} , que mide $33.3 \left[\frac{kWh}{kg}\right]$ o $3.00 \left[\frac{kWh}{Nm^3}\right]$ [32]. Vale la pena señalar que la eficiencia nominal promedio típica de los electrolizadores alcalinos es de alrededor del 70 % [12].

$$\eta_e = \frac{LHV_{H_2}}{E_s} \quad (2.15)$$

$$\eta_e = \frac{LHV_{H_2}}{\frac{P}{\dot{n}_{H_2} \cdot M_{H_2}}} \quad (2.16)$$

$$\eta_e = \frac{LHV_{H_2} \cdot M_{H_2} \cdot \dot{n}_{H_2}}{P} \quad (2.17)$$

$$\eta_e = \frac{LHV_{H_2} \cdot M_{H_2} \cdot \eta_f}{2 \cdot F \cdot V} \quad (2.18)$$

Considerando los parámetros de [36] y la expresión de las Ecuaciones (2.17) y (2.18), se obtiene la curva de la Figura 2.2 a partir de los datos del electrolizador propuesto en [37]:

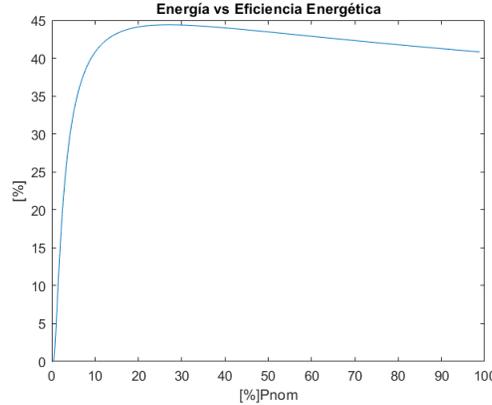


Figura 2.2: Eficiencia Energética en LHV en función de la carga nominal.

Los electrolizadores alcalinos exhiben eficiencias termodinámicas que van desde aproximadamente el 65 % al 82 % (poder calorífico superior, HHV), pero vienen con tiempos de aceleración y de inicio en negro relativamente prolongados. Tienen limitaciones en términos de flexibilidad de carga, con un requisito de carga mínima de no menos del 20 % de su capacidad nominal. Estos electrolizadores pertenecen a la categoría de electrólisis a baja temperatura y normalmente funcionan dentro del rango de temperatura de 70°C a 90°C [7].

2.2.2. Masa y energía del electrolizador

Según [12], los sistemas P2G emplean exclusivamente electrolizadores alcalinos, principalmente debido al desarrollo avanzado y la rentabilidad de la tecnología alcalina. De acuerdo con este enfoque, los autores en [33] han introducido un modelo de electrolizador alcalino, que será utilizado. La ecuación (2.19) dentro de su modelo proporciona una descripción del

voltaje que varía con la corriente y la temperatura del electrolizador.

$$V_E(I_E, T) = V_{rev}(T) + V_{\Omega}(I_E, T) + V_{act}(I_E, T) \quad (2.19)$$

La caída de voltaje, denotada como $V_{\Omega}(I_E, T)$, en la ecuación (2.20) se puede atribuir a los elementos resistivos dentro de la celda, que abarcan conductores de electrones como metales y carbono, así como conductores iónicos como electrolitos. Por el contrario, la sobretensión de activación, $V_{act}(I_E, T)$, como se describe en la ecuación (2.21), surge de la limitación inherente a la tasa de transferencia de carga dentro del material. En ambos casos, estos factores dependen de la temperatura T , el área del electrodo A_E y los parámetros empíricos que incluyen r_1 , r_2 , t_1 , t_2 , t_3 y s . La Figura 2.3 ilustra la curva de polarización del electrolizador, presentando los parámetros detallados en [34].

$$V_{\Omega}(I_E, T) = (r_1 + r_2 \cdot T) \cdot \frac{I_E}{A_E} \quad (2.20)$$

$$V_{act}(I_E, T) = s \cdot \ln\left(t_1 + \frac{t_2}{T} + \frac{t_3}{T^2}\right) \cdot \frac{I_E}{A_E} + 1 \quad (2.21)$$

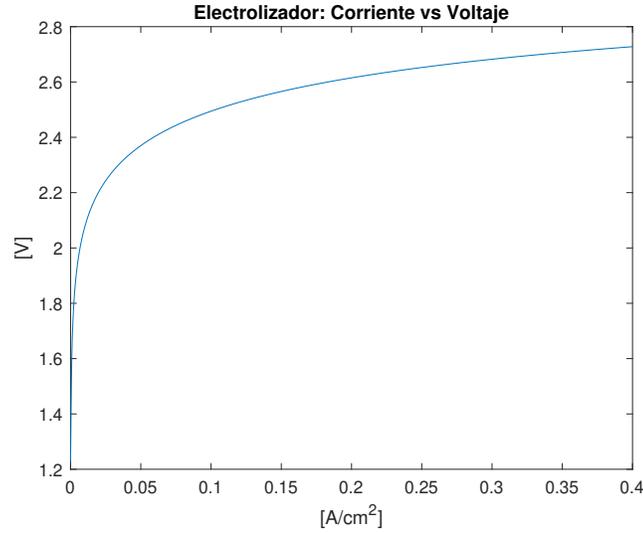


Figura 2.3: Voltaje en función de corriente del electrolizador.

La potencia requerida por el electrolizador para generar calor e hidrógeno mediante electrólisis depende de la corriente y la temperatura, como se delinea en la ecuación (2.22), con sus límites de consumo inferior y superior capturados en (2.23) de $\underline{P_E}$ a $\overline{P_E}$. La Figura 2.4 ilustra visualmente la curva de potencia relativa a la corriente del electrolizador, mostrando una tendencia creciente en todo su rango operativo.

$$P_E(I_E, T) = V_E(I_E, T) \cdot I_E \quad (2.22)$$

$$\underline{P_E} \leq P_E(I_E, T) \leq \overline{P_E} \quad (2.23)$$

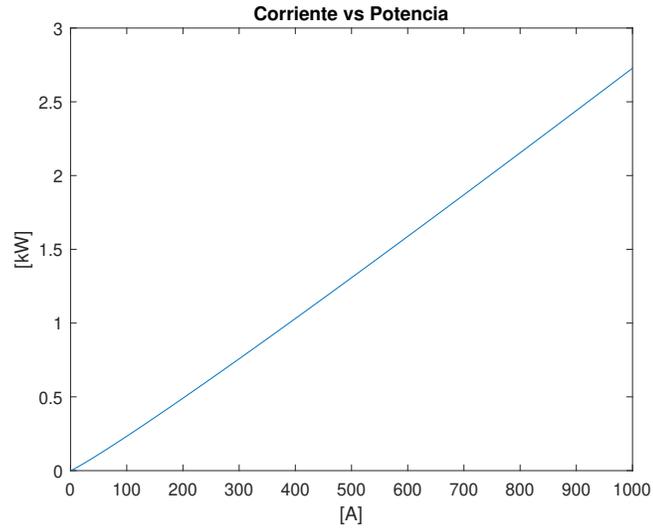


Figura 2.4: Potencia en función de corriente.

La ecuación (2.24) presenta un modelo que establece una conexión entre la masa de hidrógeno producido ($m_{H_2,GenE}$) y el consumo de energía, considerando la masa molar de hidrógeno (M_{H_2}), el número de electrolizadores en serie (N_c) y la eficiencia de Faraday (η_F). En [34], los autores introducen un modelo para η_f descrito en la ecuación (2.25), donde los parámetros f_1 y f_2 dependen de los atributos específicos del electrolizador y la temperatura de funcionamiento de la celda.

$$m_{H_2,GenE}(I_E) = I_E \cdot \eta_F \cdot \frac{M_{H_2} \cdot N_c \cdot \Delta t}{z \cdot F} \quad (2.24)$$

$$\eta_f(I_E) = \frac{\left(\frac{I_E}{A_E}\right)^2}{f_1 + \left(\frac{I_E}{A_E}\right)^2} \cdot f_2 \quad (2.25)$$

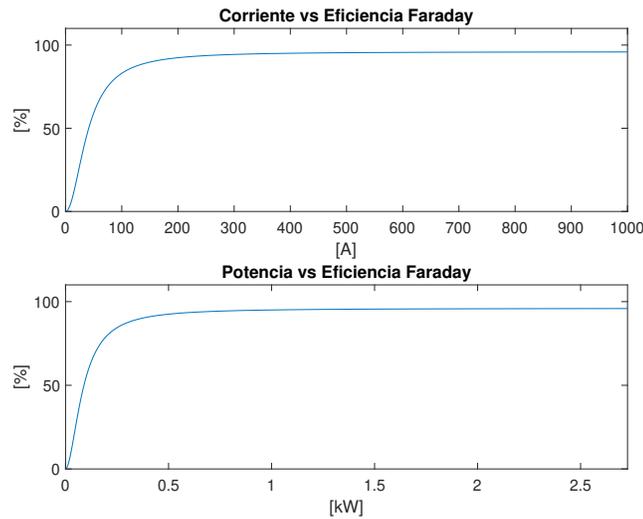


Figura 2.5: Eficiencia de Faraday en función de la corriente y potencia.

La Figura 2.5 ilustra la dependencia de la eficiencia con la corriente, según la ecuación (2.25), y su correlación con la potencia, derivada de los cálculos de potencia en la ecuación (2.22). Este enfoque permite determinar la masa de hidrógeno producido en relación tanto con la corriente como con la potencia, como se muestra en la Figura 2.6.

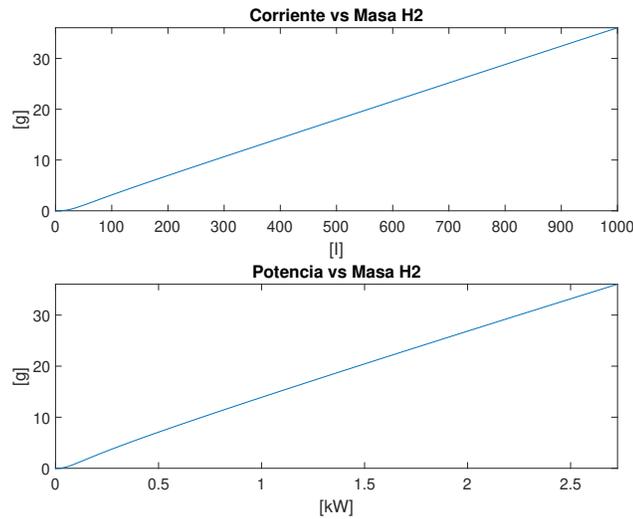


Figura 2.6: Masa H2 generada en función de la corriente y potencia.

2.2.3. Celdas de combustibles: métodos de conversión energética del hidrógeno

2.2.3.1. Funcionamiento y tipos de celdas de combustibles

El hidrógeno posee una cualidad única como portador de energía, ya que su energía puede aprovecharse mediante diversas técnicas termodinámicas. Uno de los métodos más utilizados es la combustión directa, conocida por su simplicidad en la extracción de energía. En este caso, los niveles de eficiencia no son los mejores y así mismo se producen emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx). Si bien los niveles de emisión no son altos al incorporar sistemas de tratamientos en las tecnologías asociadas, los NOx no sólo funcionan como gases de efecto invernadero sino que también son perjudiciales para la salud humana. Por otro lado, la fusión, otro enfoque, libera una cantidad sustancial de energía; sin embargo, sigue siendo un desafío controlar eficazmente la generación de energía eléctrica.

La alternativa más difundida, teniendo en cuenta los desafíos técnicos y medioambientales, es el método de las celdas de combustible. Este enfoque implica un dispositivo que combina hidrógeno y oxígeno para producir agua, calor y electricidad [8], similar a una batería pero que se distingue por su necesidad de un suministro continuo de H_2 y O_2 . La ventaja clave reside en la generación directa de energía eléctrica y una eficiencia de conversión de energía dos o tres veces mayor que la combustión. Las celdas de combustible suelen funcionar de forma opuesta a los electrolizadores y se pueden clasificar como:

1. Alcalinas: su electrolito consiste en una solución de hidróxido de sodio o potasio, con iones de hidroxilo cargados negativamente que migran del cátodo al ánodo. Presentan

una eficiencia eléctrica de aproximadamente el 50 % y normalmente se encuentran en tamaños que oscilan entre 1 y 100 [kW]. Al operar a temperaturas inferiores a 100°C, destacan por su rentabilidad y su rápida capacidad de arranque [8]. Sin embargo, el interés comercial en las celdas alcalinas sigue siendo limitado debido a su necesidad tanto de hidrógeno puro como de oxígeno puro [7].

2. Membrana electrolítica de polímero (PEM): ofrecen una eficiencia del 60 %, generando energía en el rango de 1 a 100 [kW] mientras funcionan a temperaturas inferiores a 120°C. Se destacan por varias ventajas clave, incluida una menor susceptibilidad a la corrosión en comparación con otros tipos de celdas de combustible, compatibilidad con bajas temperaturas de funcionamiento y capacidades de arranque rápido [7].
3. Ácido fosfórico (PAFC): utilizan ácido fosfórico como electrolito y alcanzan eficiencias que oscilan entre el 30 % y el 40 %. Por lo general, vienen en tamaños de entre 5 y 400 [kW] y funcionan a temperaturas elevadas, normalmente en el rango de 150 a 200°C. Esta característica los hace muy adecuados para aplicaciones combinadas de calor y energía (CHP), ya que pueden tolerar niveles más altos de impurezas en la materia prima de hidrógeno [7].
4. Óxido sólido (SOFC): exhiben una capacidad única similar a las MCFC, ya que pueden transformar internamente combustibles gaseosos en hidrógeno, haciéndolos compatibles con varios gases ricos en hidrógeno como el gas natural, el biogás o el gas de síntesis a base de carbón. Con un índice de eficiencia del 50 %, las SOFC suelen tener tamaños que van desde 0.001 a 2 [MW] y funcionan en un rango de alta temperatura de 500 a 1000°C. Sin embargo, su elevada temperatura de funcionamiento requiere un proceso de calentamiento que requiere mucho tiempo, lo que puede limitar sustancialmente la flexibilidad operativa [7, 8].
5. Carbonato fundido (MCFC): ofrecen un funcionamiento versátil, capaces de reformar internamente gases ricos en hidrógeno, haciéndolos compatibles con combustibles como el gas natural, el biogás y el gas sintetizado a base de carbón. Muestran resistencia a las impurezas de carbono, pero la eliminación eficaz del azufre es esencial para un funcionamiento óptimo. Los MCFC alcanzan una eficiencia del 60 % y normalmente están disponibles en tamaños que oscilan entre 0.3 y 3 [MW]. Operando dentro del rango de temperatura de 600 a 700°C, presentan una ventaja para aprovechar el calor residual a altas temperaturas, elevando potencialmente la eficiencia general a más del 85 % [7].

2.2.3.2. Comportamiento eléctrico de las celdas de combustible

Esta memoria se centra en las celdas de combustible PEM, conocidas en la literatura por sus notables atributos, como alta densidad de potencia, vida útil prolongada, baja temperatura de funcionamiento y capacidades de arranque rápido [38]. Para caracterizar el comportamiento del voltaje de las celdas de combustible PEM, se emplea las ecuaciones proporcionadas por los autores en [39], específicamente las ecuaciones (2.26),(2.27),(2.28) y (2.29).

$$V_{FC}(I_{FC}, T) = E_{Nerst}(T, p_{H_2}, p_{O_2}) - V_{act}(I_{FC}, T) - V_{conc}(I_{FC}, T) - V_{\Omega}(I_{FC}, T) \quad (2.26)$$

El voltaje reversible de la celda, denominado E_{Nernst} , significa el potencial de circuito abierto de la celda cuando se encuentra en un estado de equilibrio termodinámico. Este parámetro está determinado por varios factores, incluidos ΔG (el cambio de energía libre de Gibbs), ΔS (cambio de entropía), F (la constante de Faraday), R (la constante universal de los gases) y las presiones parciales del hidrógeno (p_{H_2}) y oxígeno (p_{O_2}), según lo establecido por la relación detallada en la referencia [39].

$$E_{Nernst}(T, p_{H_2}, p_{O_2}) = \frac{\Delta G}{z \cdot F} + \frac{\Delta S}{z \cdot F} \cdot (T - T_{ref}) + \frac{R \cdot T}{z \cdot F} \cdot (\ln(p_{H_2}) + 0.5 \ln(p_{O_2})) \quad (2.27)$$

Las pérdidas de activación, denominadas V_{act} y descritas en la ecuación (2.28), pertenecen a la activación de los electrodos de la celda. Estas pérdidas pueden atribuirse a los fenómenos de sobretensión que ocurren tanto en el ánodo como en el cátodo, y se caracterizan por los parámetros empíricos ξ_1 , ξ_2 , ξ_3 y ξ_4 .

$$V_{Act} = \xi_1 + \xi_2 \cdot T + \xi_3 \cdot T \cdot \ln(C_{O_2}) + \xi_4 \cdot T \cdot \ln(I_{FC}) \quad (2.28)$$

El transporte de masa juega un papel crítico al influir en las concentraciones de hidrógeno y oxígeno dentro de la celda, impactando en consecuencia las presiones parciales de estos gases y alterando así las características eléctricas de la celda. La sobretensión resultante, denominada V_{Conc} , se delinea en la ecuación (2.29), donde el parámetro B varía según la condición operativa de la celda. Dentro de esta ecuación, J denota la densidad de corriente de la celda y J_{max} representa su límite máximo.

$$V_{Conc} = -B \cdot \ln\left(1 - \frac{J}{J_{max}}\right) \quad (2.29)$$

Los autores en [40] introducen un modelo para V_{Ω} , expresado mediante la ecuación (2.30). Al igual que en el caso de la ecuación (2.28), este modelo implica la inclusión de parámetros empíricos, a saber, ξ_5 , ξ_6 y ξ_7 , que se emplean para caracterizar su comportamiento.

$$V_{\Omega} = (\xi_5 + \xi_6 \cdot T + \xi_7 \cdot I_{FC}) \cdot I \quad (2.30)$$

2.2.3.3. Masa y energía en la celda de combustible

En este trabajo se adopta un enfoque simplificado basado en las ecuaciones (2.27), (2.28), (2.29) y (2.30), siguiendo la metodología descrita por los autores en [41]. Este modelo simplificado supone una temperatura constante dentro del rango de 72 a 75°C y una concentración constante en la interfaz del catalizador. Este enfoque da como resultado el desarrollo del modelo presentado en la ecuación (2.31). La Figura 2.7 ilustra la curva de polarización de la celda de combustible, considerando los parámetros detallados en [41].

$$V_{FC} = A - B \cdot \ln(C \cdot I_{FC}) - R \cdot I_{FC} \quad (2.31)$$

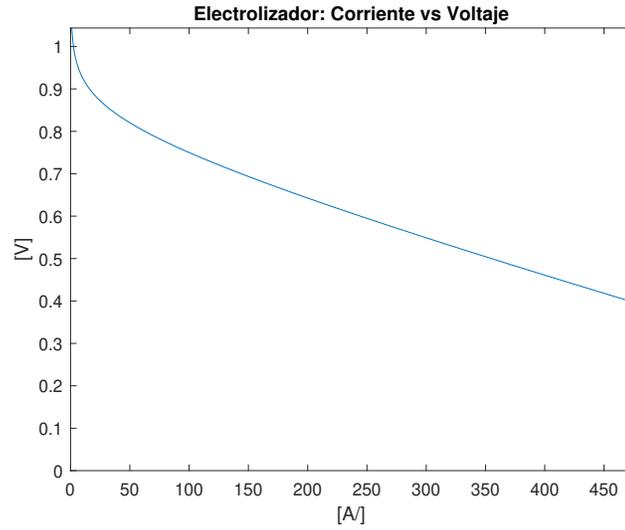


Figura 2.7: Voltaje en función de corriente celda de combustible.

De manera similar al enfoque adoptado con el electrolizador, este análisis incluye la generación de energía por la celda de combustible, presentando los límites inferior y superior de generación de energía, denotados como \underline{P}_{FC} y \overline{P}_{FC} , como se describe en las ecuaciones (2.32) y (2.33). La Figura 2.8 representa visualmente la curva de potencia y muestra su relación con la corriente de la celda.

$$P_{FC}(I_{FC}, T) = V_{FC}(I_{FC}, T) \cdot I_{FC} \quad (2.32)$$

$$\underline{P}_{FC} \leq P_{FC}(I_{FC}, T) \leq \overline{P}_{FC} \quad (2.33)$$

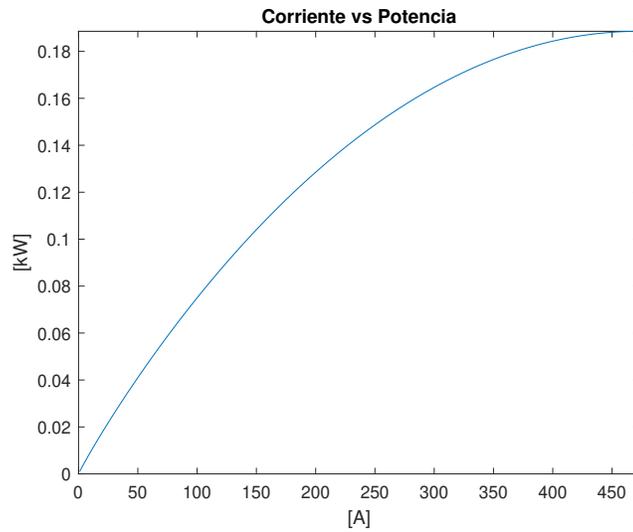


Figura 2.8: Potencia en función de corriente de la celda de combustible.

La ecuación (2.34) proporciona una expresión para la masa de hidrógeno consumida en

relación con la corriente generada. La curva que ilustra la relación entre la masa de consumo de hidrógeno, como se muestra en la Figura 2.9, está estrechamente relacionada con la relación de potencia y corriente descrita en la ecuación (2.32).

$$m_{H_2, StorageToFC}(I_{FC}) = I_{FC} \cdot \frac{N_{FC} \cdot M_{H_2} \cdot \Delta t}{z \cdot F} \quad (2.34)$$

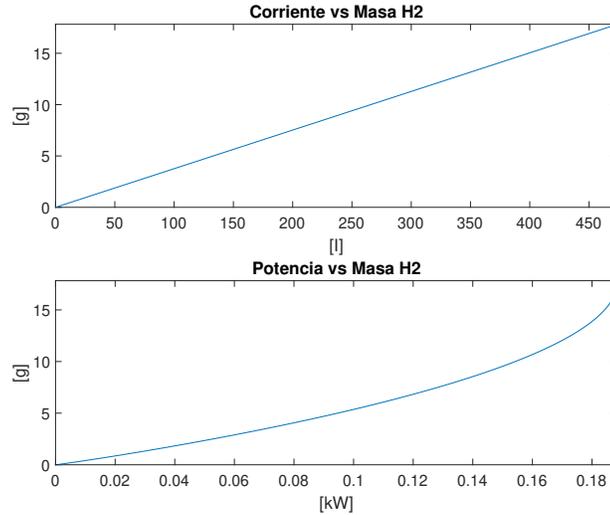


Figura 2.9: Masa H_2 consumida en función de la corriente y potencia.

2.3. Soluciones energéticas descentralizadas

En medio de la búsqueda de soluciones que eviten problemas como las interrupciones del suministro eléctrico que afectan a empresas, industrias y hogares, o bien busquen desarrollar las fuentes energéticas locales, el concepto de Recursos Energéticos Distribuidos (de sus siglas en inglés DER) pasa a primer plano. Estos recursos se refieren a generadores eléctricos situados en o alrededor de zonas de consumo, capaces de operar conectados a la red eléctrica principal (On Grid) o de forma independiente a ella (Off Grid). Corresponden a pequeñas fuentes de energía que combinan diversas tecnologías de generación, almacenamiento y control de energía, y que tienen el potencial de servir como una alternativa para mejorar el sistema de energía convencional, en entornos residenciales, comerciales e industriales [42].

Por otra parte, en [43] definen a los DER como tecnologías y medios que pueden implementarse tanto del lado de la oferta como de la demanda de un sistema de distribución eléctrica de baja o media tensión con el fin de satisfacer las necesidades de energía y confiabilidad de los usuarios atendidos por ese sistema; los componentes de los DER estarían divididos en Generación Distribuida (DG), Respuesta a la Demanda (DR) y Almacenamiento Distribuido (DS).

Las tecnologías DER abarcan una gama diversa, incorporando generadores diésel, micro-turbinas, turbinas de gas, turbinas de vapor, tecnologías de bioenergía, fotovoltaicos, celdas

de combustible, generadores de turbinas eólicas, inversores, vehículos eléctricos, pequeñas instalaciones hidroeléctricas y redes inteligentes integradas con sistemas de almacenamiento de baterías (BSS) y cargas controlables [42].

Los DER ofrecen contribuciones multifacéticas, que abarcan la reducción de demandas de punta, respuesta a la demanda, gestión de cargas máximas y la eficiencia del sistema energético en tiempo real. También desempeñan un papel fundamental a la hora de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico durante las horas punta, evitando que se produzcan cortes de suministro. Además, los DER sirven como proveedores de servicios complementarios, brindando soporte de voltaje y control de frecuencia con menores costos operativos y con mayor eficiencia en comparación con los sistemas de energía convencionales [42]. A continuación, se explora algunas de las aplicaciones clave con mayor detalle [42]:

Sistema aislado: Al tener independencia de la red, colabora perfectamente con DER renovables y no renovables, junto con sistemas de almacenamiento eléctrico, lo que lo convierte en una opción viable para regiones rurales donde la instalación de transmisión eléctrica es más exigente desde el punto de vista financiero. Este concepto se ha extendido a zonas urbanas, en comunidades que buscan independencia energética, de suministro de agua y alimento. La pandemia ha ayudado a reforzar esta visión.

Cogeneración: La producción de energía eléctrica, ya sea utilizando generadores diésel, microturbinas, turbinas de gas o celdas de combustible, a menudo da como resultado la generación de energía térmica, producto de las ineficiencias inherentes a los procesos. En consecuencia, la cogeneración aprovecha el calor producido para climatizar entornos residenciales, industriales y comerciales.

Recorte de demandas de punta: Las tecnologías DER se aprovechan para la generación de energía durante las horas de mayor demanda, frenando efectivamente los costos asociados al mitigar los consumos de punta en los momentos en que el suministro es más costoso.

Energía de reserva: La implementación de DER puede servir como la solución ideal para satisfacer la demanda en casos de interrupciones en el suministro de energía. En [44] se distinguen los siguientes tipos de almacenamiento:

- Electroquímico: baterías de plomo ácido, baterías de iones de litio, hidruro metálico de níquel, etc.
- Mecánico: almacenamiento de aire comprimido, volantes mecánicos de alta y baja velocidad, bombeo de cuencas hidroeléctricas.
- Electrostático: supercondensadores.
- Electromagnético: almacenamiento de energía magnética superconductora.
- A base de hidrógeno: Puede emplearse en distintas escalas de potencia en el contexto de DER, así mismo en distintas escalas de energía (minutos, horas, días).

La integración de tecnologías P2G en el sistema eléctrico ha llamado la atención. Este proceso implica convertir el excedente de energía procedente de fuentes renovables en

portadores de energía gaseosos, como hidrógeno y metano, mediante electrólisis del agua [45].

La transmisión y distribución de hidrógeno es un estudio que se encuentra en curso. Hay tres opciones principales para el transporte de hidrógeno: (1) cilindros de gas comprimido o camiones cisterna para líquidos, (2) tuberías de hidrógeno y (3) mezcla con gas natural [45].

En este contexto, [46] concluye que el almacenamiento de hidrógeno tiene potencial para ser viable tanto tecnológica como económicamente. Sin embargo, el alto riesgo asociado con el retorno de la inversión hace que la combinación sea financieramente inestable.

Una mención especial de DER corresponde a las microrredes. Estas se definen como subconjuntos localizados y autosostenibles de un área de sistema eléctrico más grande. Posee la capacidad de operar de forma independiente o permanecer conectado a la red eléctrica principal. Esta red de distribución incorpora diversos componentes como generación distribuida, almacenamiento y cargas controlables, formando un sistema energético integrado. La microrred puede operar en coordinación con la red eléctrica principal o de forma autónoma en modo isla, proporcionando flexibilidad y resiliencia al sistema de distribución de electricidad en general [47]. Las microrredes ofrecen varias ventajas y beneficios, que incluyen:

- Distancias físicas cortas: las microrredes minimizan la distancia física entre la generación y el consumo de energía, mejorando la eficiencia y reduciendo las pérdidas de transmisión
- Perfil de voltaje mejorado: la naturaleza localizada de las microrredes permite un mejor control sobre los niveles de voltaje, lo que conduce a un suministro de energía más estable y confiable.
- Reducción de pérdidas/sobrecargas: las microrredes ayudan a minimizar las pérdidas de energía y evitar sobrecargas al gestionar eficientemente la distribución de electricidad dentro de un área confinada.
- Confiabilidad mejorada: las microrredes mejoran la confiabilidad general del suministro de electricidad, ya que pueden operar independientemente de la red eléctrica principal durante interrupciones o cortes.
- Reducción de la infraestructura a gran escala/impacto ambiental: las microrredes contribuyen a la reducción de los requisitos de infraestructura a gran escala y el impacto ambiental al promover la generación de energía distribuida y localizada
- Minimización del tiempo de inactividad: las microrredes pueden utilizar de manera eficiente los recursos energéticos distribuidos, minimizando el tiempo de inactividad de los generadores y garantizando un suministro de energía más constante.
- Reducción del poder de mercado de las empresas establecidas: al permitir un sistema energético más descentralizado, las microrredes pueden reducir el dominio y el poder de mercado de las empresas energéticas establecidas, fomentando un panorama energético más competitivo y diverso.

- Proveedor de servicios complementarios: las microrredes pueden ofrecer servicios adicionales más allá del suministro eléctrico básico, como servicios de apoyo a la red, servicios complementarios y respuesta a la demanda, contribuyendo a la estabilidad general de la red.
- Reducción del precio de la energía: la operación y gestión eficiente de las microrredes pueden contribuir a una reducción del precio general de la energía, beneficiando a los usuarios finales.

En este contexto, el hidrógeno asume un papel fundamental en el almacenamiento en microrredes. Mediante el proceso químico de electrólisis, el agua se puede convertir en hidrógeno utilizando energía renovable. Este hidrógeno luego puede venderse como combustible o almacenarse para su uso posterior. Cuando la microrred demanda energía eléctrica, entra en juego una celda de combustible, que convierte el hidrógeno y el oxígeno almacenados en electricidad y agua.

2.4. Planta híbrida de Cerro Pabellón

En el campamento Cerro Pabellón, que sirve como oficina y lugar de alojamiento para los trabajadores de la de la planta geotérmica Cerro Pabellón, las necesidades energéticas fueron cubiertas inicialmente por dos generadores diésel con capacidades de 2x550 [kVA] y 2x660 [kVA]. El siguiente mapa muestra la localización del campamento de la planta geotérmica en la Región de Antofagasta, provincia El Loa, comuna de Ollagüe y ubicada a 4500 metros sobre el nivel del mar, Figura 2.10.



Figura 2.10: Ubicación geográfica Planta híbrida de Cerro Pabellón.

En pos de la sostenibilidad, posteriormente se instaló la Planta híbrida de Cerro Pabellón, que incorpora tecnología de almacenamiento de hidrógeno de **capacidad 1 [MWh] o su equivalente en kilogramos de H_2 en HHV_{H_2} de 25.38 [kg]**; **electrolizadores y celdas de combustible de capacidades 2x25 [kW] cada uno**; **junto con baterías de litio de capacidad de 132 [kWh] y módulos fotovoltaicos de capacidad nominal de 125 [kW]**. En la Figura 2.11 se entrega una visión general de la Planta híbrida de Cerro Pabellón.



Figura 2.11: Planta híbrida de Cerro Pabellón.

Este enfoque innovador permitió el funcionamiento continuo de la microrred remota en modo isla, asegurando un suministro de energía las 24 horas del día, los 7 días de la semana. La planta híbrida cumplió con éxito las demandas energéticas tanto de la instalación de tratamiento de agua como del edificio central del campamento de trabajadores de Cerro Pabellón, lo que resultó en una notable reducción de más del 90 % en el consumo de combustible diesel [48].

La planta consiste de cinco componentes: planta fotovoltaica de 125 [kW], contenedor Balance de Planta (BoP), contenedor de almacenamiento de hidrógeno y contenedor de almacenamiento de oxígeno, contenedor Power-to-Power (P2P): es decir un sistema que transforma electricidad en hidrógeno a través de un electrolizador, para luego ser almacenado, y finalmente ser devuelta la energía al sistema mediante celdas de combustible. La Figura 2.12 y la Tabla 2.1 sintetizan el conjunto de instalaciones del complejo [48].

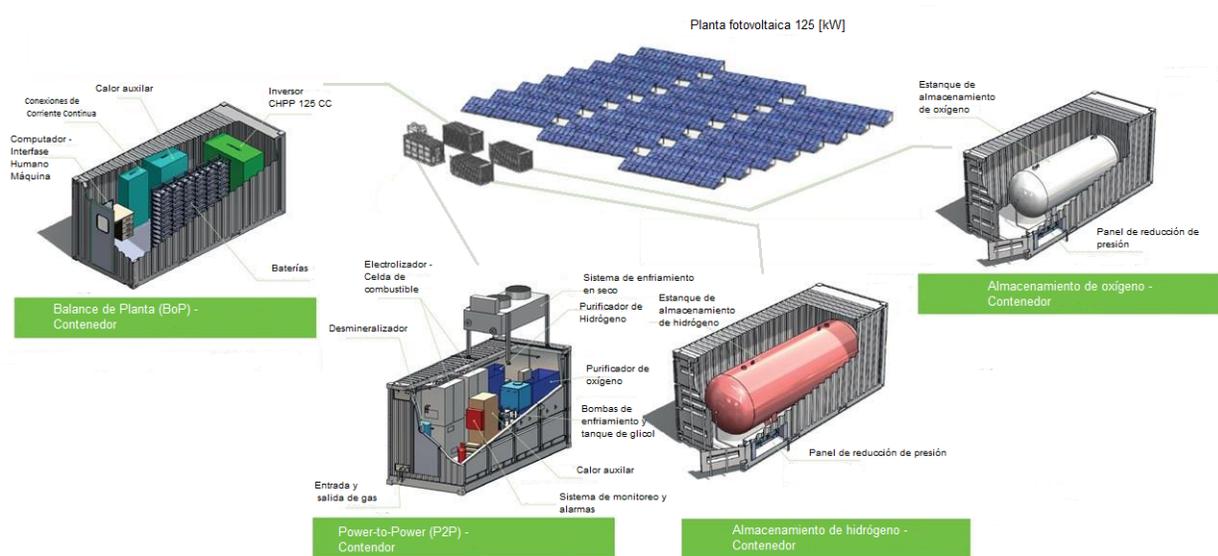


Figura 2.12: Componentes Planta híbrida de Cerro Pabellón (basado en [48]).

Tabla 2.1: Componentes Planta híbrida de Cerro Pabellón.

Power to power	Balance de planta	Almacenamiento hidrógeno	Almacenamiento hidrógeno
Electrolizador - Celda de combustible	Computador - Interfase Humano Máquina	Estanque de almacenamiento de hidrógeno	Estanque de almacenamiento de oxígeno
Desmineralizador	Conexiones de Corriente Continua	Panel de reducción de presión	
Entrada y salida de gas	Calor auxiliar (Qaux)		
Sistema de monitoreo y alarmas	Inversor CHPP 125 CC		
Sistema de enfriamiento en seco	Baterías		
Purificador de Hidrógeno			
Purificador de oxígeno			
Bombas de enfriamiento			
Tanque de glicol			
Calor auxiliar (Qaux)			

Respecto de los sistemas convencionales, el desarrollo de la Planta híbrida de Cerro Pabellón presenta las siguientes innovaciones [49]:

- Almacenamiento híbrido: sistema híbrido de hidrógeno Power-to-Power que proporciona una gran capacidad de almacenamiento de larga duración y un sistema de baterías (ion litio) de alta eficiencia para maximizar las variaciones de corto plazo de energía.
- Alta eficiencia de conversión y reducción de costos: el sistema de baterías (ion litio) y el sistema de H_2 Power-to-Power se alimentan directamente de un solo convertidor CC conectado a la generación fotovoltaica. Solo se requiere de un inversor bidireccional para todo el sistema.
- El hidrógeno sustituye la operación del sistema diésel como energía de balance del sistema.
- Modo flexible y sin interrupciones de operación entre las distintas fuentes de generación:

diésel, solar, Power-to-Power.

La Figura 2.13 muestra en modo esquemático la configuración de la Planta híbrida de Cerro Pabellón, ilustrando componentes clave como el controlador de la microrred, la planta fotovoltaica y los convertidores tanto para corriente continua como para corriente alterna. El esquema también incorpora baterías y un generador diésel. En particular, el sistema Power to Power desempeña un papel central, ya que conecta el electrolizador, los tanques de oxígeno e hidrógeno, los tanques de agua y la celda de combustible. Este sistema facilita el almacenamiento de energía excedente en forma de hidrógeno, que puede utilizarse posteriormente para generar electricidad a través de la celda de combustible cuando sea necesario, proporcionando un medio eficaz para gestionar la producción y el consumo de energía.

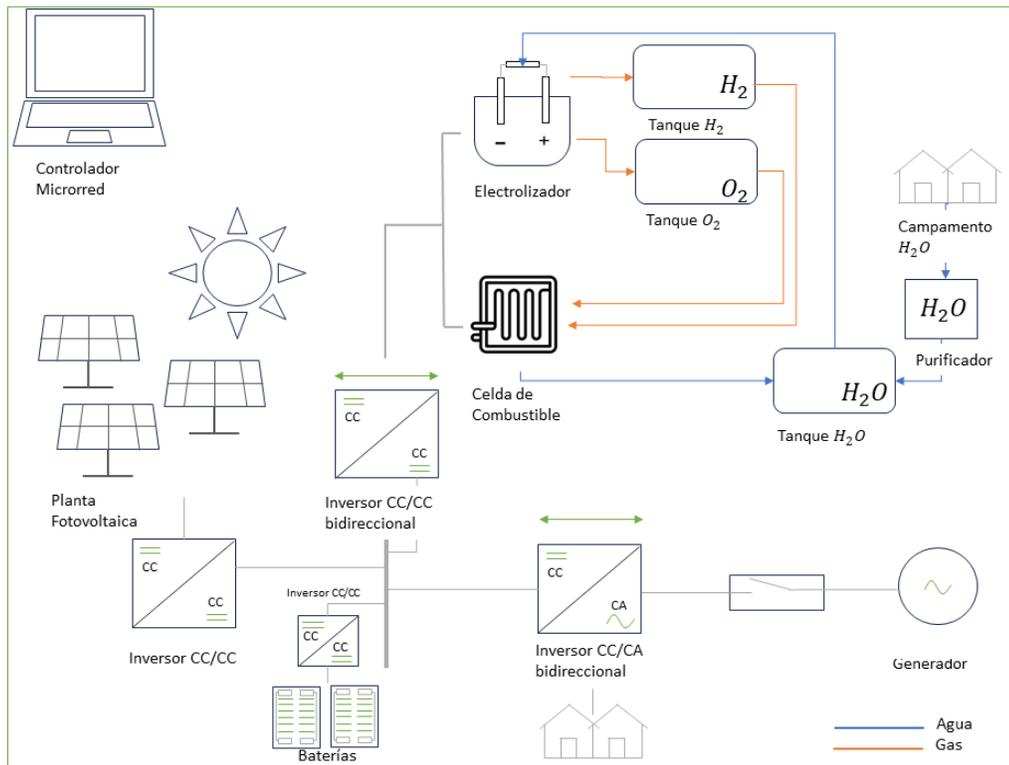


Figura 2.13: Esquema Planta híbrida de Cerro Pabellón (basado en [48]).

Tomando como base la operación real de la planta durante los días 12, 13, 15, 16 y 17 de diciembre del 2017, mostrados en la Figuras 2.14 y ??, se realiza la explicación de los distintos modos de operación de la Planta híbrida de Cerro Pabellón, esquematizados en las Figuras 2.15.

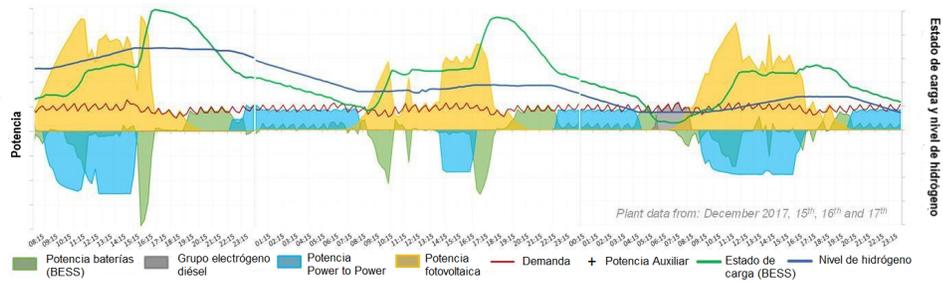
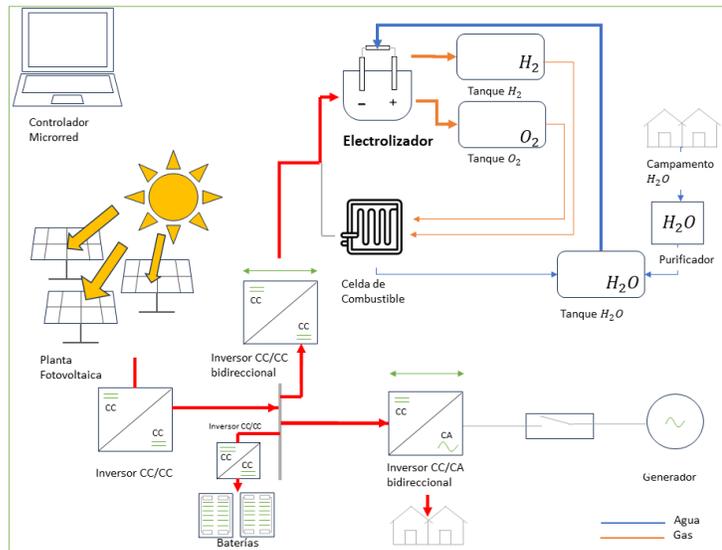
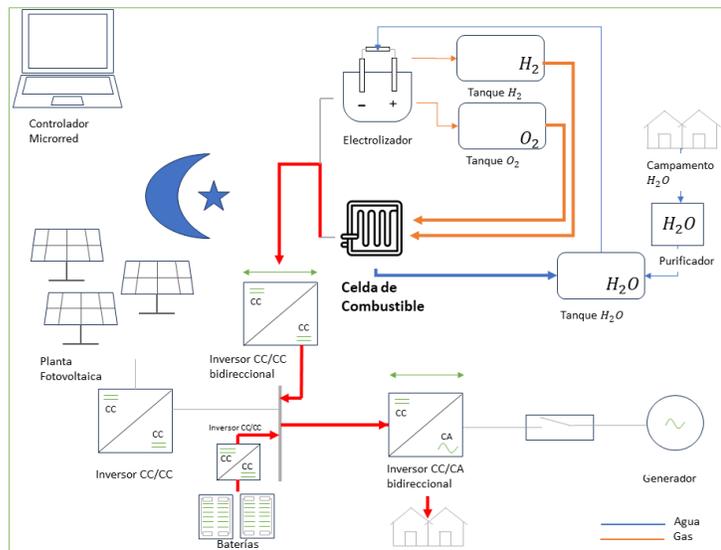


Figura 2.14: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón en los días 15, 16 y 17 de diciembre del 2017 (basado en [48]).



(a) Exceso de generación fotovoltaica (basado en [48]).



(b) Escasez de generación fotovoltaica (basado en [48]).

Figura 2.15: Operaciones de Planta híbrida de Cerro Pabellón

En términos generales se aprecia que de día existe una disponibilidad del recurso solar que sobrepasa la demanda en todas las horas entre las 08:30 hasta las 17:00, lo que permite transformar el exceso de electricidad en energía química, que se almacena como hidrógeno y oxígeno (Power to Power); y además se hace recarga de las baterías (BESS del inglés Battery Energy Storage System), Figura 2.15.a. Por último, en situaciones con energía solar insuficiente, como se demuestra en la Figura 2.15.b, la celda de combustible convierte la energía química almacenada nuevamente en energía eléctrica y las baterías suministran también electricidad, satisfaciendo las demandas energéticas del campamento. Este sistema dinámico garantiza una utilización óptima de los recursos renovables y una gestión eficiente de la energía en varios estados operativos. Finalmente se aprecia que en la madrugada del tercer día se acaba el recurso energético disponible en hidrógeno y en el BESS. Consecuentemente, es necesario operar grupo electrógeno diésel que permite abastecer la demanda y comenzar la recarga del sistema BESS.

2.5. Experiencia internacional en plantas híbridas

En el contexto de la referencia [48], “híbrido” se refiere a una planta de energía que combina diferentes tecnologías de generación de energía, como el almacenamiento de hidrógeno, baterías de litio y módulos fotovoltaicos. Esta combinación de tecnologías permite maximizar la eficiencia y la capacidad de almacenamiento de energía, y reducir la dependencia de combustibles fósiles como el diésel. La planta híbrida utiliza tanto energía renovable como almacenamiento de energía para suministrar electricidad a microrredes remotas y reemplazar sistemas de generación basados en combustibles fósiles.

Por otra parte en [50], en los sistemas de microrredes híbridos fotovoltaicos-regenerativos de celdas de combustible de hidrógeno, el término “híbrido” se refiere a la combinación de diferentes fuentes de energía y tecnologías. Estos sistemas integran módulos fotovoltaicos, que generan electricidad a partir de la radiación solar, con celdas de combustible de hidrógeno regenerativo (del inglés RHFC), que producen hidrógeno mediante electrólisis y lo convierten nuevamente en electricidad cuando es necesario. Esta combinación permite la utilización de energía solar e hidrógeno como fuentes de energía, proporcionando flexibilidad, confiabilidad y capacidades de almacenamiento al sistema de microrred.

2.5.1. Componentes de microrredes PV-RHFC

Los componentes de un sistema de microrred de celda de combustible híbrida fotovoltaica-regenerativa de hidrógeno (con sus sigla en inglés PV-RHFC) constan generalmente de lo siguiente [50]:

1. **Módulos fotovoltaicos:** generan electricidad directamente a partir de la radiación solar, utilizando celdas solares conectadas en configuraciones en serie y/o en paralelo para lograr la producción de energía necesaria. Las tecnologías monocristalinas y policristalinas son los tipos más comunes de sistemas fotovoltaicos.
2. **Electrolizadores:** abarcan diversas tecnologías, incluidas las celdas de electrolizadores alcalinos, las celdas de electrolizadores de membrana de intercambio de protones y las

celdas de electrolizadores de óxido sólido. El electrolizador alcalino es reconocido como la tecnología de electrolizadores más madura y con mayor vida útil, sin embargo, los de membrana de intercambio de protones y los de óxido sólido se muestran más prometedores debido a su capacidad para operar con mayores eficiencias.

3. **Celdas de combustible:** las tecnologías consisten en celdas de combustible de membrana de intercambio de protones y celdas de óxido sólido. Las celdas de combustible de membrana de intercambio de protones son generalmente más adecuadas para aplicaciones descentralizadas a pequeña escala en comparación con las de óxido sólido ya que funcionan a temperaturas más bajas.

La durabilidad de los componentes del electrolizador y de la celda de combustible depende de las condiciones de funcionamiento, como las fluctuaciones del consumo, las frecuencias de arranque y parada, lo que influye en la vida útil general y la posible degradación prematura de estos componentes. La integración efectiva y las estrategias operativas son imperativas, dadas las inevitables fluctuaciones dinámicas de carga y los frecuentes ciclos de arranque y parada inherentes a los sistemas de microrredes, atribuidos a la naturaleza variable de la tecnología solar fotovoltaica, que sirve como fuente de energía para los electrolizadores.

4. Unidades de almacenamiento de energía

- a) **Baterías:** se suelen utilizar para el almacenamiento a corto plazo, con el objetivo de cubrir las frecuentes alzas instantáneas de energía. Por lo general, se utilizan tipos de baterías disponibles comercialmente, que tienen capacidades bien probadas y tienen un bajo costo, como las baterías de plomo-ácido y de iones de litio. Las baterías de flujo redox son adecuadas para almacenamiento a largo plazo; sin embargo, tienen una eficiencia de carga/descarga menor y una densidad de potencia significativamente menor que las baterías de iones de litio.
- b) **Almacenamiento de hidrógeno:** el HSU (del inglés Hydrogen Storage Units) se puede utilizar en la microrred para mejorar sus capacidades de almacenamiento a largo plazo. Otra ventaja importante del almacenamiento de hidrógeno es la muy alta densidad de energía del hidrógeno, que es muy deseable en aplicaciones vehiculares y, en general, en aplicaciones donde las restricciones de espacio son inevitables. La tecnología de almacenamiento de hidrógeno más práctica es el hidrógeno comprimido, debido a su madurez tecnológica y su bajo coste de capital. Sin embargo, en los últimos años han surgido otras tecnologías de almacenamiento de hidrógeno que no requieren alta presurización, como los hidruros metálicos. El subsistema RHFC (del inglés Regenerative Hydrogen Fuel Cell) requiere varios componentes auxiliares; algunos de ellos dependen del tipo de HSU. En el caso de la tecnología de hidrógeno comprimido, se necesita un compresor de hidrógeno antes de almacenarlo; mientras que en el caso de la tecnología de hidruros metálicos, se necesita un sistema de refrigeración/calefacción. También se necesita un purificador para el agua del grifo antes de usarla en el electrolizador. Específicamente, los electrolizadores requieren agua destilada con muy baja conductividad (típicamente $<2 \mu\text{S}/\text{cm}$) para mantener las estimaciones de vida útil prescritas por el fabricante.

5. **Electrónica de potencia:** en un sistema de microrred se abarca convertidores CC/CC y CC/CA, barras de CC y CA, lo que facilita el funcionamiento tanto en modo CC

como CA según sea necesario. La energía CC generada normalmente se transforma en energía CA utilizando un inversor CC/CA para satisfacer las demandas eléctricas. En una microrred CA/CC, un enlace de CC interno conecta generadores de energía y sistemas de almacenamiento de energía, incorporando un convertidor del lado de la red para una regulación constante del voltaje y la frecuencia de la barra. Además, para aplicaciones de construcción, la integración de una barra de CC es esencial entre el PV-RHFC y la carga eléctrica. Se emplea una barra de CA para integrar módulos fotovoltaicos, unidades de almacenamiento de baterías, electrolizadores y componentes auxiliares con la electrónica de potencia, lo que permite controlar los flujos de energía.

6. **Controladores:** El sistema de gestión de energía (de sus siglas en inglés EMS) se integra perfectamente en el sistema eléctrico general para supervisar y gestionar de manera eficiente los componentes interconectados, incluido el generador de energía fotovoltaica, las unidades de almacenamiento de energía, las cargas y los equipos auxiliares. Sus funciones principales implican garantizar la estabilidad en el voltaje del bus de CC, equilibrar la oferta y la demanda y minimizar las interacciones con la red eléctrica central para mejorar la eficiencia operativa general. Una Unidad Terminal Remota (del inglés RTU) sirve como concentrador de datos electrónicos y dispositivo de puerta de enlace de comunicaciones, controlado por un microprocesador, que interactúa directamente con la red eléctrica. La RTU proporciona información esencial sobre parámetros críticos como intensidad, tensión y temperatura. Además, la RTU facilita el monitoreo en tiempo real de los componentes del sistema dentro de un sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (del inglés SCADA), empleando un esquema de arquitectura servidor/cliente para la transmisión de datos de telemetría.

2.5.2. Arquitecturas en la literatura

En la Figura 2.16 de [50] se presenta un modelo de sistema de microrred CA/CC en Simulink para evaluar el comportamiento del balance de energía del sistema para diferentes escenarios. En este se aprecia una barra CC principal, a ella se conectan: carga CC, una planta fotovoltaica a través de un convertidor CC/CC, del mismo modo baterías, electrolizador, celda de combustible y carga mediante un inversor CA/CC. Se implementa una estrategia de control dinámico para optimizar la gestión de energía durante la operación independiente. Los resultados de la simulación se validan con una configuración experimental de hardware en el loop.

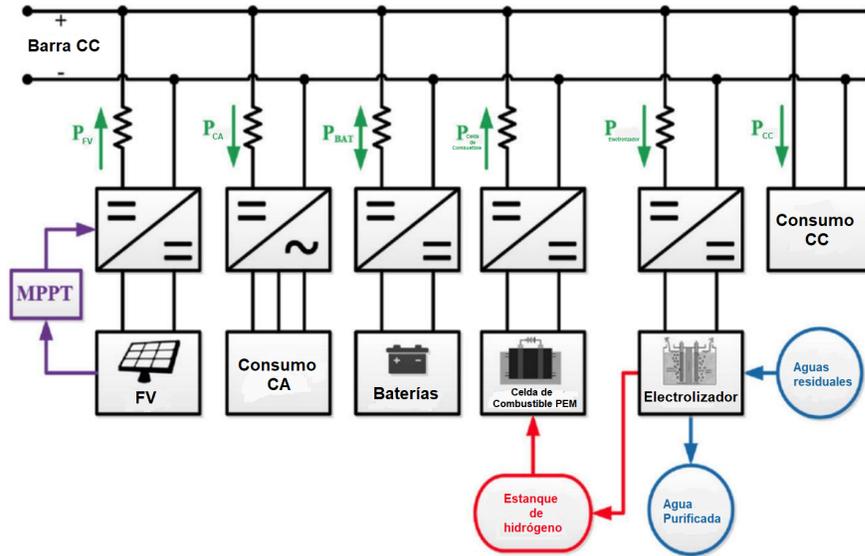


Figura 2.16: Representación esquemática de una microrred fotovoltaica-RHFC de CA/CC con capacidad de tratamiento de aguas residuales (a base de imagen de [50]).

Del mismo modo, los autores de la Figura 2.17 aplican un enfoque de cuatro fases para diseñar un modelo de sistema de microrred en GAMS. En la fase preliminar se recopilan diversos datos: disponibilidad de espacio terrestre para la infraestructura de la microrred, demanda y costos de electricidad, condiciones climáticas y demanda de hidrógeno. En la fase de preprocesamiento se consideran diversas tecnologías RES (del inglés Renewable Energy Sources) y RHFC, en función de su viabilidad tecnoeconómica. En la fase de diseño se simula el modelo para encontrar el diseño y funcionamiento óptimo del sistema completo. El sistema se optimiza basándose en el modelo simulado de las tecnologías y los datos de preprocesamiento, incluida la demanda de energía de la microrred y la información del mercado. En la fase de posterior, se realiza una evaluación económica de la configuración de diseño basada en el resultado del modelo.

Cabe destacar que como fuentes energéticas de entrada se tiene generación eólica, solar y de la red; dentro de la microrred se tiene un sistema Power-to-Power; como salida se observa que el hidrógeno puede ser utilizado como combustible para vehículos o bien como fuente eléctrica para la demanda.

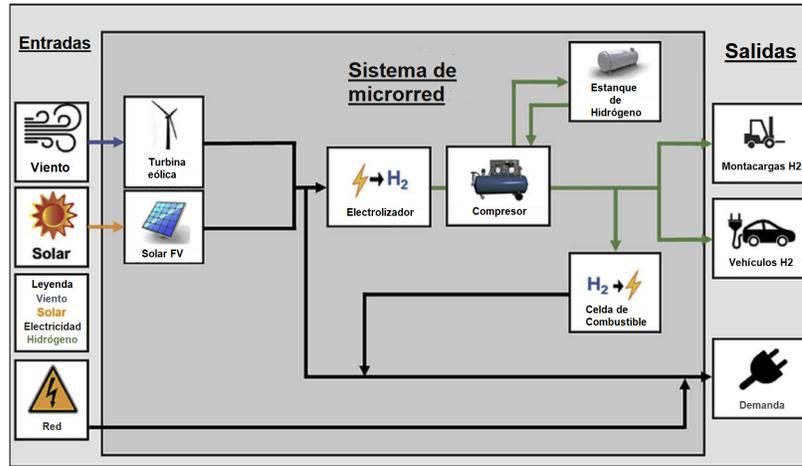


Figura 2.17: Representación esquemática de un sistema de microrred comunitario modelado en GAMS (a base de imagen de [50]).

Los autores de la Figura 2.18 desarrollan un EMS con un algoritmo de optimización basado en biogeografía para una estación de carga híbrida de vehículo eléctrico con batería (del inglés BEV) para controlar el flujo de energía entre los componentes, en un esfuerzo por optimizar la generación y el consumo de hidrógeno.

La topología del sistema indica que hay una entrada de la red, la que es transformada a CC vía convertidor. Se cuenta también con un BESS y paneles fotovoltaicos. Se destaca el sistema con electrolizador de potencia máxima de 176 [kVA], estanque de hidrógeno de 30 [kg] y seis celdas de combustible de 10 [kW] cada una. Finalmente la carga corresponde a un vehículo eléctrico.

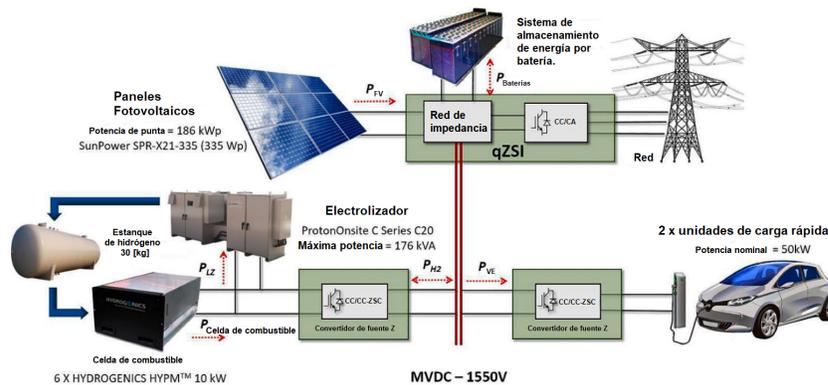


Figura 2.18: Representación esquemática de una microrred que incluye un EMS con un algoritmo de optimización para controlar el flujo de energía entre los componentes (a base de imagen de [50]).

2.5.3. Esquemas EMS

El diseño de un EMS es crucial para una operación técnica y económica dentro de las microrredes, con el objetivo de controlar eficientemente los recursos energéticos. El EMS es

un sistema de software dedicado a optimizar el monitoreo, análisis y control de la generación, consumo y almacenamiento de energía en una microrred o sistema energético [51]. Sus objetivos principales incluyen equilibrar la oferta y la demanda de energía, minimizar los costos, optimizar la utilización de fuentes de energía renovables y reducir los impactos ambientales. Normalmente, el EMS integra componentes como fuentes de energía renovables, sistemas de almacenamiento de energía y estrategias de respuesta a la demanda para lograr una gestión energética óptima. Aprovechando algoritmos de control, técnicas de optimización y datos en tiempo real, el EMS toma decisiones y ajustes informados para cumplir con los objetivos y limitaciones deseados de la microrred o del sistema energético, contribuyendo en última instancia a una gestión energética eficiente y eficaz.

Por otro lado, las **técnicas de gestión de energía** (de sus siglas en inglés EMT) son métodos o enfoques específicos empleados dentro de un EMS para lograr los objetivos de control deseados, mejorando la eficiencia energética, disminuyendo el consumo de energía y optimizando el funcionamiento de las fuentes de energía y los sistemas de almacenamiento. En resumen, un EMS es el marco general que incorpora varias EMT para lograr un control y operación óptimos de un sistema energético. Las EMT son los métodos o enfoques específicos utilizados dentro del EMS para lograr los objetivos de control deseados [51]. Estas EMT pueden ser clásicas o modernas y abarcan [51]:

- **Control de lógica difusa:** el control de lógica difusa es una técnica de control basada en inteligencia artificial que utiliza reglas basadas en decisiones para resolver problemas complejos. Es flexible y adecuado para controlar microrredes con alta penetración e incertidumbre de energías renovables. Sin embargo, requiere ajuste de parámetros y tiene altos costos de implementación.
- **Control predictivo de modelos:** el control predictivo de modelos es una técnica de control que utiliza un modelo matemático para predecir el comportamiento del sistema y optimizar las acciones de control. Es eficaz para optimizar la gestión de la energía en microrredes, pero requiere modelos precisos y recursos computacionales.
- **Algoritmos heurísticos y algoritmos metaheurísticos:** estos algoritmos, como los algoritmos genéticos y la optimización del enjambre de partículas, se utilizan para encontrar soluciones óptimas o casi óptimas para la **gestión de energía** en microrredes. Son computacionalmente eficientes pero no garantizan un óptimo global.
- **Programación estocástica y programación robusta:** La programación estocástica considera incertidumbres en el sistema y optimiza las decisiones de gestión energética con base en modelos probabilísticos. La programación robusta, por otro lado, se centra en los peores escenarios y apunta a encontrar soluciones que tengan un buen desempeño frente a las incertidumbres.

En [50], se analizan EMS que abarcan varias estrategias y algoritmos de control para monitorear y regular el flujo de energía en un sistema PV-RHFC. Los objetivos principales son maximizar la utilización de fuentes de energía renovables y garantizar el funcionamiento eficiente de la microrred. Las estrategias de control, de manera semejante a cómo describen a los EMT en [51]. Entre las estrategias empleadas también se encuentran técnicas avanzadas como el control predictivo de modelos, entre otras. La eficacia de estas estrategias es crucial

para lograr una gestión energética óptima, garantizar la estabilidad del sistema y mejorar el rendimiento general de los PV-RHFC. Algunas de las estrategias EMS-EMT propuestas por [50] de control y algoritmos incluyen:

- **Estrategia codiciosa de gestión de energía:** se emplea en la operación y el control de microrredes independientes, priorizando las condiciones inmediatas para maximizar la utilización de los recursos energéticos disponibles. Este enfoque tiene como objetivo minimizar la restricción de energía fotovoltaica, reducir la carga no servida y mejorar la confiabilidad del suministro de energía. Implica optimizar el despacho de energía desde dispositivos de almacenamiento como baterías y un sistema de energía a hidrógeno a energía para satisfacer las demandas de carga teniendo en cuenta las incertidumbres previstas. A pesar de su naturaleza de ahorro de tiempo y su aplicabilidad en el dimensionamiento de microrredes mediante algoritmos heurísticos, la estrategia se denomina “codiciosa” porque se centra en maximizar las ganancias inmediatas sin considerar las consecuencias a largo plazo ni optimizar el rendimiento general del sistema. El énfasis en minimizar la reducción de la energía fotovoltaica puede generar ineficiencias y mayores costos operativos en el largo plazo [52].
- **EMS con algoritmo de optimización basado en biogeografía:** consiste en gestionar el flujo de energía en una estación de carga de vehículos eléctricos híbridos. Emplea un algoritmo de optimización basada en biogeografía (de la sigla en inglés BBO) para optimizar la gestión de energía y garantizar el funcionamiento óptimo de los sistemas de almacenamiento de energía en la estación. El término “biogeografía” en este contexto se deriva de la ecología y representa el estudio de la distribución de las especies en diferentes hábitats. El algoritmo BBO aplica este concepto para resolver problemas de optimización, tratando las soluciones candidatas como especies y el objetivo de optimización como el índice de idoneidad del hábitat. Al ajustar las tasas de migración entre hábitats, lo que simboliza el intercambio de información entre soluciones, el algoritmo tiene como objetivo encontrar las mejores estrategias de gestión de energía. El objetivo es minimizar el consumo equivalente de hidrógeno y maximizar la generación equivalente de hidrógeno en la estación de carga [53].
- **Integración vida útil en EMS:** optimiza el costo total del sistema híbrido (costos de generación y reposición) mediante estimaciones de vida útil calculadas en cada hora para cada dispositivo de almacenamiento de energía (la batería y el sistema de hidrógeno). Esta estrategia de control vincula la vida útil esperada de las fuentes de energía con sus costos de generación, lo que significa que cuando la vida útil es baja, el costo de generación aumenta y la fuente de energía se utilizará menos. El rendimiento de este novedoso EMS se probó y comparó con dos EMS más simples, y los resultados de la simulación mostraron que optimiza efectivamente los costos de generación y la cantidad de elementos necesarios durante la vida útil esperada del sistema híbrido [54].
- **EMS con programación de reservas:** la estrategia de control de la microrred es a través del algoritmo Harmony Search (HS) para gestionar la producción horaria de hidrógeno, los niveles de almacenamiento y minimizar los costos operativos. El algoritmo HS, inspirado en la improvisación de armonía musical, sirve como herramienta de optimización metaheurística para resolver problemas de optimización multidimensionales y no convexos. El algoritmo inicializa un conjunto de posibles soluciones, llamado

Harmony Memory (HM), y las mejora de forma iterativa mediante un proceso de improvisación. Este proceso implica combinar elementos de soluciones existentes en función de su idoneidad, determinada por qué tan bien satisfacen las limitaciones y objetivos del problema de optimización. El nombre “Harmony Search” refleja la analogía del algoritmo con los músicos que buscan armonía musical, y busca de manera eficiente la solución óptima al encontrar la mejor combinación de elementos de solución. En resumen, el algoritmo HS es una técnica de optimización aplicable a problemas complejos, que utiliza el concepto de armonía en su búsqueda de soluciones óptimas [55].

- **EMS con resonancia cuasiproporcional:** La resonancia cuasiproporcional (con su sigla en inglés QPR) sirve como estrategia de control para mitigar los armónicos en los convertidores de almacenamiento de energía y mejorar la calidad de la energía en las microrredes. El enfoque emplea múltiples controladores QPR en paralelo para controlar simultáneamente varias señales de CA. El modelo de control QPR abarca un bucle externo de voltaje que administra el voltaje del bus de CC, con un controlador PI que compara el valor proporcionado con el valor de retroalimentación. Esta estrategia suprime eficazmente los armónicos en diferentes frecuencias, simplificando el proceso de control y cálculo mediante el empleo de controladores QPR paralelos en lugar de controladores de resonancia individuales para cada frecuencia, lo que en última instancia mejora la calidad de la energía de la microrred [56].

2.5.4. Herramientas de análisis utilizadas

En [50] se mencionan varias herramientas de software utilizadas para el modelado y la optimización en el contexto de sistemas de microrredes híbridas PV-RHFC. Se debe considerar que los usos específicos de estas herramientas de software pueden variar según los objetivos de investigación y las metodologías empleadas en los respectivos estudios:

1. **MATLAB:** en [50] se utiliza para modelar y optimizar métodos en el contexto de sistemas de microrredes híbridas PV-RHFC. Se utiliza MATLAB-Simulink™, un paquete de software, para modelar los componentes individuales del sistema de microrred e integrarlos en el modelo general del sistema. Proporciona una plataforma para simular la operación transitorio y las fallas del sistema de microrred. Además, se emplea la librería de herramientas de optimización integrada de MATLAB para realizar tareas de optimización como programación operativa, dimensionamiento de componentes y estrategias de gestión de energía. Se implementan algoritmos de optimización, como la optimización de enjambre de partículas para minimizar costos, maximizar el consumo abastecido y optimizar el diseño y el rendimiento del sistema. A continuación, se dan algunos ejemplos de su uso:
 - a) **Paso de tiempo fijo para operación transitoria:** se utiliza MATLAB para cumplir con el perfil de carga durante condiciones normales dividiendo la demanda entre generadores de energía y unidades de almacenamiento de energía [50].
 - b) **Modelado dinámico lógico mixto:** se emplea MATLAB para minimizar el costo operativo de sistemas PV-RHFC [50].
 - c) **Estrategia de control dinámico:** se utiliza MATLAB para optimizar la gestión de energía durante el funcionamiento aislado en sistemas PV-RHFC [50].

- d) **Modelado transitorio:** MATLAB, junto con TRNSYS, se utiliza para mejorar el rendimiento tecnoeconómico y la flexibilidad del sistema PV-RHFC [50].

2. MATLAB y Tomlab:

En [51] se muestra el uso de MATLAB en conjunto con Tomlab, este último participa en las pruebas y evaluación de las EMS en microrredes. Tomlab se utiliza como plataforma para la técnica propuesta de S-MPC (del inglés Stochastic Model Predictive Control) para la optimización de EMS. El EMS basado en S-MPC tiene como objetivo optimizar, a base de un modelo del sistema, el uso de sistemas híbridos de almacenamiento de energía calculando el nivel mínimo óptimo de estado de carga de la batería y el nivel de hidrógeno en el tanque para garantizar el suministro eléctrico de cargas críticas durante cortes de red.

3. MATLAB, Yalmip y Gurobi:

Se utilizan como plataformas o herramientas en el desarrollo e implementación de los EMS propuestos para microrredes. Desempeñan un papel en los aspectos de optimización y control de los EMS. Como ejemplos, en [51] se propone un EMS basado en modelo de control predictivo (del inglés MPC) para microrredes. En este estudio se utiliza MATLAB, Yalmip y Gurobi para implementar el algoritmo MPC y optimizar la gestión energética. Utilizando estas plataformas también se introduce el modelo de Sistema de Almacenamiento de Energía (del inglés ESS) dinámico basado en hidrógeno, que considera los costos de degradación del electrolizador y la celda de combustible.

4. TNRSYS 18:

En [51] TNRSYS 18 desempeña un papel en el desarrollo y la implementación de los EMS propuestos para microrredes al proporcionar una plataforma para pruebas y simulaciones. Se menciona que TNRSYS 18 se utiliza como plataforma para desarrollar un EMS avanzado para un sistema regional híbrido de electricidad y energía H_2 . Este EMS considera múltiples interacciones energéticas, incluida la electricidad, el H_2 y la energía térmica. TNRSYS 18 proporciona las herramientas y capacidades necesarias para modelar y simular el sistema, lo que permite a los investigadores optimizar el EMS y evaluar su rendimiento.

5. **TRNSYS:** este software se emplea para el modelado transitorio para mejorar el rendimiento tecnoeconómico y la flexibilidad del PV-RHFC. Algunos de sus usos son los siguientes [50] :

- a) Se desarrolla en iHOGA un sistema de microrred PV-RHFC de energía a gas con baterías y FCEV. TRNSYS se utiliza para el modelado transitorio para optimizar el diseño y el rendimiento del sistema en términos de eficiencia y confiabilidad.
- b) Otro ejemplo es en el modelado transitorio para optimizar la programación operativa de un sistema de microrred conectado a la red. El objetivo es minimizar los costos operativos del sistema y lograr una reducción de la carga máxima.

6. **HOMER:** es un paquete de software que incluye herramientas de simulación y optimización y se puede aplicar para el modelado de sistemas de microrredes. Permite la inclusión de condiciones operativas con consideraciones de incertidumbre para mejorar la robustez del modelo y minimizar los riesgos económicos. En [50] se ejemplifica su uso:
 - a) Desarrollo de un modelo de sistema utilizando HOMER para dimensionar los componentes (almacenamiento, producción de energía) de un sistema de microrred. Se varía la capacidad de los componentes individuales con varias permutaciones para cumplir con los requisitos de carga requeridos.
 - b) Utilización de HOMER para desarrollar un sistema de microrred con estaciones de servicio de hidrógeno en el lugar. Se optimiza el tamaño de los componentes principales (como el almacenamiento y la producción de energía) mediante un procedimiento de tres etapas: simulación, optimización y análisis de sensibilidad. El objetivo es minimizar el costo presente neto total.
 - c) Desarrollo un modelo de sistema de microrred en HOMER para optimizar las capacidades de los fotovoltaicos, la batería y el electrolizador. Se consideran indicadores de calidad como el exceso de electricidad generada por energía fotovoltaica y cargas eléctricas, de hidrógeno y térmicas insatisfechas para satisfacer la demanda de carga.

7. **GAMS:** se utiliza como plataforma para desarrollar modelos de sistemas de microrredes y realizar análisis de optimización.
 - a) Aplicación de un enfoque de cuatro fases para diseñar un modelo de sistema de microrred. En la fase de diseño se simula el modelo tecnoeconómico utilizando GAMS para encontrar el diseño y funcionamiento óptimo del sistema total. El sistema se optimiza basándose en el modelo simulado de las tecnologías y los datos de preprocesamiento, incluida la demanda de energía de la microrred y la información del mercado [50].
 - b) Desarrollo de un modelo de sistema de microrred utilizando la plataforma Odyssey, que utiliza GAMS. Se utiliza GAMS para realizar la optimización del diseño y la gestión de la energía con el fin de minimizar el costo de energía y maximizar el cumplimiento de la carga anualmente. Se emplea GAMS para implementar análisis de sensibilidad y enfoques de optimización robustos, que ayudan a resolver incertidumbres de diseño y optimizar la toma de decisiones [50].
 - c) GAMS juega un papel importante en las técnicas de optimización analizadas en [51]. Se utiliza como plataforma para implementar las técnicas propuestas. Algunos ejemplos son los siguientes:
 - i. En la primera técnica, EMS basado en programación estocástica para microrredes de calefacción, energía y hidrógeno, se utiliza GAMS como plataforma para implementar el modelo de optimización [51].
 - ii. En la segunda técnica, un EMS robusto y ajustable basado en optimización para la gestión de la incertidumbre en una microrred fuera de la red, se utiliza nuevamente GAMS como plataforma para implementar el modelo de optimización [51].

- iii. En la tercera técnica, EMS basado en MILP para microrredes con hidrógeno, calor y energía que integran un estacionamiento inteligente (o por sus siglas en inglés IPL). Los IPL están equipados con diferentes tipos de unidades de generación distribuida para satisfacer diversas demandas energéticas y un programa de respuesta a la demanda. Se utiliza nuevamente GAMS como plataforma para implementar el modelo de optimización [51, 57].
8. **Odyssey:** el software se utiliza para modelado, optimización del diseño y gestión de energía. Se centra en minimizar los costos de energía y maximizar el cumplimiento de la carga anualmente. Se proponen dos enfoques diferentes utilizando Odyssey [50]:
 - a) **Enfoque de análisis de sensibilidad:** este enfoque considera las incertidumbres después de la optimización del sistema. Implica analizar la sensibilidad del diseño a diferentes factores y realizar los ajustes correspondientes.
 - b) **Optimización robusta:** este enfoque adapta una simulación de Monte Carlo a un esquema basado en algoritmo genético. Su objetivo es optimizar la toma de decisiones considerando varios escenarios y encontrando soluciones sólidas.
 9. **iHOGA:** este software se utiliza para la optimización del sistema, específicamente el diseño y el rendimiento del sistema en términos de eficiencia y confiabilidad.
 - a) Un ejemplo [50] es un sistema de microrred PV-RHFC de energía a gas. En este sistema se utiliza iHOGA para optimizar el diseño y el rendimiento del sistema, incorporando un modelo de envejecimiento de la batería para optimizar el sistema híbrido. iHOGA ayuda a encontrar la configuración óptima y la estrategia operativa para el sistema de microrred.
 10. **Hylab:** Se utiliza en [51] como plataforma para pruebas y evaluación en el contexto de los sistemas de gestión de energía. Específicamente, se utiliza en la evaluación y comparación de diferentes enfoques, como el MPC de dos niveles, el MPC basado en riesgos y el MPC jerárquico para microrredes. Hylab proporciona un entorno adecuado para realizar experimentos y analizar el rendimiento de estos sistemas de gestión de energía.

2.5.5. Identificación de parámetros en microrredes

El propósito de la “identificación de parámetros” es determinar con precisión los parámetros de un modelo basándose en datos de operación reales. Este proceso es esencial para el modelado y simulación de sistemas de energía. Al identificar los parámetros, es posible crear modelos de simulación precisos que reflejen el comportamiento del sistema real. Los parámetros se utilizan para definir las características y el comportamiento del sistema, y una identificación precisa es crucial para un análisis, control y optimización confiables del sistema. Los métodos de identificación de parámetros pueden incluir identificación en el dominio del tiempo, identificación en el dominio de la frecuencia y métodos de optimización inteligente. Estos enfoques permiten la determinación de valores óptimos para los parámetros del modelo, asegurando que los modelos de simulación representen con precisión el comportamiento del sistema eléctrico en el mundo real [58].

En [59] se analizan tres tipos de enfoques de modelado (White-box, Black-box y Gray-Box) en el contexto del desarrollo de equivalentes dinámicos de redes de distribución y microrredes. Estos enfoques se mencionan porque se utilizan para construir modelos equivalentes que puedan reproducir el comportamiento dinámico de la parte del sistema bajo estudio. Asimismo, para cada uno de ellos es factible aplicar técnicas de identificación de parámetros. Cada enfoque tiene características específicas y es adecuado para diferentes niveles de información disponible y requisitos de modelado:

- a) El enfoque de “White-box” implica un modelado detallado de la microrred utilizando un conocimiento completo sobre la estructura del sistema y, en algunos casos, también sobre las condiciones operativas. Este conocimiento se utiliza para construir un modelo equivalente que pueda reproducir el comportamiento dinámico de la parte del sistema a la que se refiere el equivalente. Los equivalentes de caja blanca suelen ser modelos de orden reducido. No se descarta la necesidad de estimar ciertos parámetros que permitan un ajuste fino del modelo subyacente a las mediciones realizadas de la microrred o sistema.
- b) En el contexto del modelado de microrredes, el enfoque de “Black-box” implica el desarrollo de modelos que no requieren conocimiento de la estructura interna de la microrred ni de los componentes individuales. Estos modelos se basan en mapear datos de entrada con datos de salida de manera que la salida del modelo coincida con la salida del sistema real. Los modelos de Black-box son ventajosos porque no se basan en un conocimiento detallado de la topología o los componentes de la microrred. En cambio, se centran en representar la microrred como inyecciones de energía activa y reactiva en el punto de acoplamiento común (PCC) con la red principal, o como una fuente de corriente que, junto con el voltaje en el PCC, produce inyecciones de energía en el PCC. Estos modelos se pueden desarrollar utilizando diversas técnicas, como la identificación de parámetros mediante métodos de optimización, métodos recursivos de mínimos cuadrados amortiguados o redes neuronales artificiales (RNA). Los modelos de Black-box son particularmente útiles para evaluar el impacto y la interacción de las microrredes con las redes a las que están conectadas, ya que no requieren un conocimiento detallado de la estructura interna de la microrred.
- c) “Gray-Box” en el contexto del modelado de microrredes implica el uso de una estructura de modelo adecuada basada en conocimientos previos o conocimientos físicos sobre el sistema para representar el sistema real con parámetros desconocidos. La estructura del modelo no es una composición exacta del sistema pero debe ser capaz de representar sus características principales con componentes que tengan un significado físico o una interpretación. Los enfoques de Gray-Box dependen en gran medida de información muestreada recopilada en puntos específicos de la microrred para construir el modelo equivalente correspondiente y, por lo general, se utilizan mediciones de campo o datos muestreados de la simulación del modelo completo para ajustar los parámetros requeridos del modelo equivalente.
- d) El propósito de utilizar el enfoque de Grey-box en el modelado de una red distribuida activa (ADN), en [60], es incorporar conocimientos previos sobre la estructura del ADN en el modelo. Este enfoque tiene como objetivo hacer que el modelo sea más relevante físicamente e intuitivo que los modelos de Black-box o White-box, lo que potencialmente conducirá a una mayor precisión. Al utilizar el enfoque de Grey-box,

los parámetros del modelo se pueden estimar de una manera que permita una mayor flexibilidad que un modelo de White-box, al tiempo que proporciona más significado físico que un modelo de Black-box. En resumen, los beneficios de utilizar el enfoque de Grey-box incluyen:

- i. Incorporación de conocimientos previos: el enfoque de Grey-box permite la incorporación de información estructural conocida sobre el ADN, lo que permite un proceso de modelado más informado.
- ii. Relevancia física mejorada: al aprovechar el conocimiento previo, el modelo se vuelve más relevante físicamente, mejorando su capacidad para representar el comportamiento real del ADN.
- iii. Flexibilidad en la estimación de parámetros: el enfoque de Grey-box ofrece más flexibilidad en la estimación de parámetros en comparación con los modelos de White-box, lo que permite una representación más adaptable y precisa del ADN.

Capítulo 3

Propuesta de modelo de simulación

3.1. Descripción general

El siguiente diagrama muestra el enfoque general de la metodología de desarrollo del modelo de simulación de la Planta híbrida solar PV – H2 de Campamento Cerro Pabellón. A partir de información general disponible de la microrred, en conjunto con información del estado del arte de estas temáticas, es posible elaborar un modelo matemático que permita representar la operación del sistema. El ajuste de parámetros se realiza a partir de datos de la operación real disponibles. Este proceso iterativo, permite minimizar el error de ajuste, para dar paso a las simulación de casos de validación. Finalmente, se dispone de una plataforma de simulación de la microrred que permite analizar los resultados y entregar conclusiones sobre el sistema.

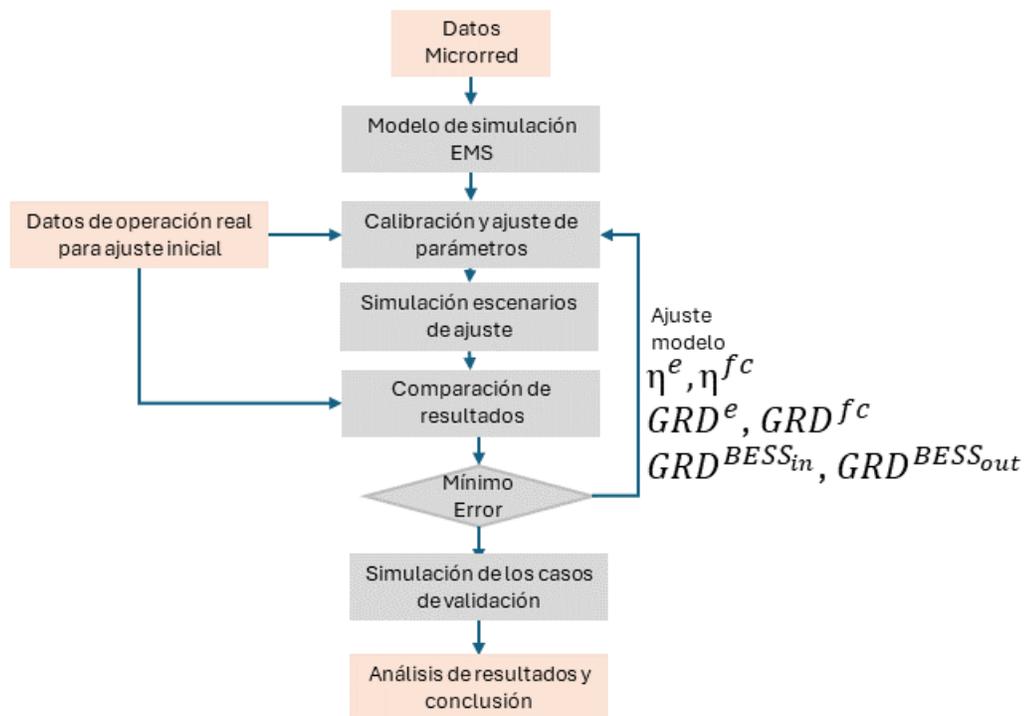


Figura 3.1: Diagrama de enfoque general de la metodología de desarrollo del modelo de simulación.

A continuación, se describen en mayor detalle las distintas etapas de la metodología propuesta en la figura 3.1.

3.2. Datos de la microrred

En este primer paso es necesario inspeccionar los componentes de la microrred en estudio, cuáles son los componentes que alimentan al sistema y aquellos que consumen energía. Entre ellos se pueden considerar, a modo de ejemplo, los generadores diésel, paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, entre otros componentes que su única función es inyectar potencia. También, se incluyen componentes que consumen e inyectan energía al sistema, así como baterías, sistemas P2P a partir de hidrógeno y la red de distribución conectada a la microrred. Por último, se incluyen los consumos presentes en el sistema.

Es menester incorporar los parámetros de cada componente de la microrred para poder replicar el comportamiento real del sistema. Entre estos datos se incluyen las potencias mínimas y máximas de inyección y consumo, niveles de almacenamiento y especificaciones de consumo. También se debe incluir las eficiencias de conversión de cada parte requerida en las baterías y sistema P2P.

Con esto se pretende replicar correctamente la microrred en estudio para posteriormente simular su comportamiento. En la figura 3.2 se presenta una microrred off-grid genérica con componentes básicos.

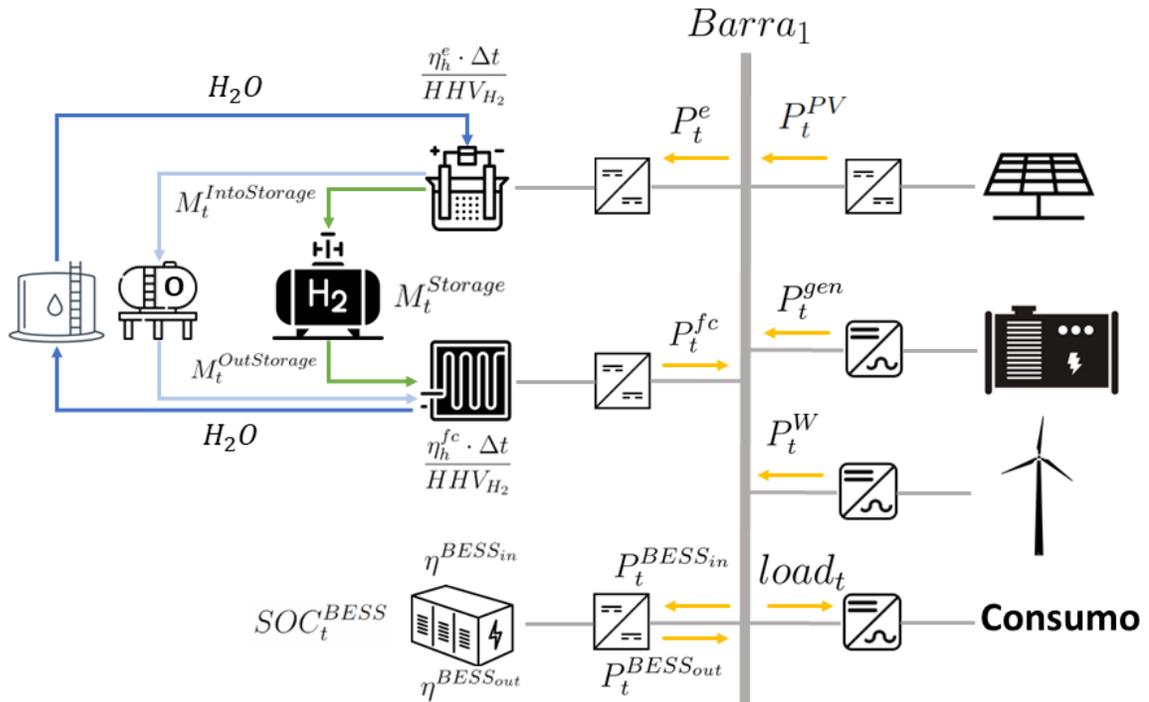


Figura 3.2: Microrred genérica off-grid.

En el caso de no disponer de información precisa de los parámetros antes mencionados, se

sugiere seleccionar valores referenciales de acuerdo a la revisión de antecedentes realizada.

3.3. Modelo EMS propuesto

A partir de la descripción general, se propone un EMS que permita minimizar los costos de operación esperados para un horizonte de planificación de la operación \mathcal{T} . Para aquello se cuenta con una función objetivo, ecuación (3.1), que busca minimizar los costos de combustibles del generador P_t^{gen} para el sistema. Se cuenta además con la restricción de balance del sistema, ecuación (3.3), en los que se incluyen las variables P_t^{fc} , $P_t^{BESSout}$, P_t^{PV} , P_t^U , P_t^e , P_t^{BESSin} , P_t^{bus2} , P_t^{gen} , explicadas con mayor detalle en la Sección 3.3.1. Del mismo modo, en la Sección 3.3.3 se explica cómo la potencia P_t^e consumida por el electrolizador es transformada en hidrógeno, el cuál, termina siendo almacenado en $M_t^{Storage}$, para finalmente ser devuelto al sistema en forma de electricidad mediante la variable P_t^{fc} . Se cuenta además con las restricciones de la Sección 3.3.3, en las que se limita la generación pv_t y pw_t por la variable P_t^{PV} y P_t^{PW} considerando posibles reducciones a la potencia inyectada de energía renovables de costo variable nulo, también denominado vertimiento. Por otra parte, por otra parte se limita a uso del generador P_t^{gen} a sus niveles máximos, tema presentado en la Sección 3.3.3. De manera semejante a las restricciones P2P en la Sección 3.3.3, se cuenta con la potencia de entrada de las baterías P_t^{BESSin} , cuya energía SOC_t^{BESS} almacenada es reinyectada al sistema mediante $P_t^{BESSout}$. Finalmente, en la Sección 3.3.3 se imponen las restricciones de gradiente, en la que se limitan los escalones de subida y bajada en potencia del electrolizador, celda de combustible y BESS.

3.3.1. Variables de decisión, parámetros y conjuntos

A continuación, se describen las variables de decisión, parámetros y conjuntos utilizados en el modelo EMS general propuesto. En el caso de requerir ajustes específicos para una microrred, se sugiere seguir la estructura presentada a continuación.

Variables de decisión

P_t^{gen}	Potencia de generador diésel en periodo t en [kW].
P_t^{PV}	Potencia generada por paneles fotovoltaicos en periodo t en [kW].
P_t^{PW}	Potencia generada por turbina eólica en periodo t en [kW].
P_t^U	Potencia no servida en periodo t en [kW].
P_t^e	Potencia de stack de electrolizadores en periodo t en [kW].
P_t^{fc}	Potencia de stack de celda de combustibles en periodo t en [kW].
P_t^{BESSin}	Potencia de entrada a BESS en periodo t en [kW].
$P_t^{BESSInto_sto}$	Potencia que se almacena en BESS en periodo t en [kW].
$P_t^{BESSout}$	Potencia de salida BESS en periodo t en [kW].
$E_t^{BESSOut_sto}$	Energía saliente del almacenamiento BESS en periodo t en [kWh].
SOC_t^{BESS}	Estado de carga BESS en periodo t en [kW].
P_t^{bus2}	Potencia entre barra 1 y barra 2 en periodo t en [kW].
$M_t^{Storage}$	Masa de H_2 en almacenamiento en periodo t en [kg].
$M_t^{IntoStorage}$	Masa de H_2 cargada en almacenamiento en periodo t en [kg].
$M_t^{OutStorage}$	Masa de H_2 descargada del almacenamiento en periodo t en [kg].

X_t^e	Variable binaria de stack de electrolizadores.
X_t^{fc}	Variable binaria de stack de celda de combustibles.
X_t^{gen1}	Variable binaria de generadores 1.
X_t^{gen2}	Variable binaria de generadores 2.
X_t^{BESSin}	Variable binaria de potencia que se almacena en BESS.
$X_t^{BESSout}$	Variable binaria de potencia saliente del almacenamiento BESS.
E^{gen}	Variable binaria que indica el encendido del generador diésel.
E^e	Variable binaria que indica el encendido del electrolizador.
E^{fc}	Variable binaria que indica el encendido de la celda de combustible.
A^{gen}	Variable binaria que indica el apagado del generador diésel.
A^e	Variable binaria que indica el apagado del electrolizador.
A^{fc}	Variable binaria que indica el apagado de la celda de combustible.

Parámetros

Δt	Intervalo de tiempo de simulación.
$\frac{\eta^e \cdot \Delta t}{HHV_{H_2}}$	Constante potencia a masa que relaciona potencia de electrolizador con masa de hidrógeno producida en [kg/kW].
$\frac{\Delta t}{\eta^{fc} \cdot LHV_{H_2}}$	Constante masa a potencia que relaciona potencia de celda de combustible con masa de hidrógeno consumida en [kg/kW].
η^{BESSin}	Eficiencia de entrada BESS.
$\eta^{BESSout}$	Eficiencia de salida BESS.
η^c	Eficiencia del convertidor entre barra 1 y barra 2.
$\underline{m^s}$	Capacidad límite unitario inferior de almacenamiento en [kg].
$\overline{m^s}$	Capacidad límite unitario superior de almacenamiento en [kg].
\overline{m}	Capacidad límite unitario superior de almacenamiento en [kWh].
$\underline{p^e}$	Capacidad límite unitaria inferior de electrolizador en [kW].
$\overline{p^e}$	Capacidad límite unitaria superior de electrolizador en [kW].
$\underline{p^{fc}}$	Capacidad límite unitaria inferior de celdas de combustible en [kW].
$\overline{p^{fc}}$	Capacidad límite unitaria superior de celdas de combustible en [kW].
$\underline{p^{gen1}}$	Capacidad límite unitaria inferior de generadores 1 en [kW].
$\overline{p^{gen2}}$	Capacidad límite unitaria superior de generadores 2 en [kW].
$\underline{e^{BESSin}}$	Capacidad límite inferior de energía de entrada a BESS en [kWh].
$\overline{e^{BESSin}}$	Capacidad límite superior de energía de entrada a BESS en [kWh].
$\underline{e^{BESSout}}$	Capacidad límite inferior de energía de salida BESS en [kWh].
$\overline{e^{BESSout}}$	Capacidad límite superior de energía de salida BESS en [kWh].
\underline{soc}	Capacidad límite inferior estado de carga BESS en [kWh].
\overline{soc}	Capacidad límite superior estado de carga BESS en [kWh].
n^{gen1}	Cantidad de generadores 1.
n^{gen2}	Cantidad de generadores 2.
c^{gen}	Costo de utilización de generadores diésel.
c^U	Costo de potencia no servida.
GRD^e	Gradiente del electrolizador en $\frac{kW}{t}$ para el intervalo de tiempo de simulación seleccionado.
GRD^{fc}	Gradiente de la celda de combustible en $\frac{kW}{t}$ para el intervalo de tiempo de simulación seleccionado.
GRD^{BESSin}	Gradiente de entrada del BESS en $\frac{kW}{t}$ para el intervalo de tiempo de simu-

	lación seleccionado.
$GRD^{BESS_{out}}$	Gradiente de salida del BESS en $\frac{kW}{t}$ para el intervalo de tiempo de simulación seleccionado.
pv_t	Generación fotovoltaica en periodo t en [kW].
pw_t	Generación eólica en periodo t en [kW].
$load_t$	Consumo eléctrico en periodo t en [kW].

Conjuntos

\mathcal{T} Conjunto de periodos en tiempo representativo.

3.3.2. Función Objetivo

La función objetivo del problema es minimizar la suma del costo de operación de los generadores diésel y el costo de la potencia no servida, como se muestra en la ecuación (3.1).

$$\min \sum_{t \in \mathcal{T}} c^{\text{gen}} \cdot P_t^{\text{gen}} + c^U \cdot P_t^U \quad (3.1)$$

El concepto de “potencia no servida” se refiere a la cantidad de energía eléctrica que no puede ser suministrada a los usuarios debido a limitaciones en la capacidad de generación o en la infraestructura de transmisión y distribución. Es la diferencia entre la demanda de energía eléctrica de los usuarios y la cantidad de energía que efectivamente se puede suministrar habida consideración de las pérdidas óhmicas. La potencia no servida puede ser causada por diversas razones, como la falta de disponibilidad de generadores, fallas en las líneas de transmisión o congestión en la red. Esta situación puede resultar en cortes de energía o en la necesidad de implementar medidas de racionamiento para equilibrar la oferta y la demanda. En la función objetivo se modela a través de una función de costos lineal asociado a un parámetro c^U de alto costo, equivalente al costo de falla, y una variable adicional P_t^U , cuyas cotas son 0 y la demanda en el periodo correspondiente. En la ecuación (3.2) se restringe la potencia no servida a la demanda.

$$0 \leq P_t^U \leq load_t \quad (3.2)$$

3.3.3. Restricciones

La solución debe cumplir con diferentes restricciones sistémicas que limitan la operación de las unidades de generación, BESS, sistema P2P y consumo. A continuación, se formulan las restricciones del problema.

Restricción de balance del sistema

La restricción (3.3) asegura el equilibrio de potencia en la barra principal del sistema en cada periodo.

$$P_t^{fc} + P_t^{BESS_{out}} + P_t^{PV} + P_t^{PW} + P_t^U + P_t^{\text{gen}_1} = P_t^e + P_t^{BESS_{in}} + load_t \quad \forall t \quad (3.3)$$

En el caso de que el sistema incluya más de una barra, es necesario realizar un balance como el mostrado en la ecuación 3.3 para cada barra. Asimismo, en este caso es necesario incluir las restricciones asociadas a la línea de transmisión correspondiente.

Restricciones de P2P

La operación de los sistemas de almacenamiento P2P está modelada por las ecuaciones (3.4-3.12). La restricción (3.4) modela la producción de hidrógeno a partir del consumo de potencia. Los límites de potencia máxima y potencia mínima consumida por el electrolizador se imponen mediante las restricciones (3.5) y (3.6). La restricción (3.7) modela el balance de masa en cada periodo. El nivel de almacenamiento máximo y mínimo está limitado por (3.8) y (3.9). La restricción (3.10) modela la generación de potencia a partir del consumo de hidrógeno. Los límites de potencia máxima y potencia mínima generada por la celda de combustible quedan descritos por las restricciones (3.11) y (3.12).

$$P_t^e \cdot \frac{\eta^e \cdot \Delta t}{HHV_{H_2}} = M_t^{IntoStorage} \quad \forall t \quad (3.4)$$

$$P_t^e \leq \overline{p^e} \cdot X_t^e \quad \forall t \quad (3.5)$$

$$P_t^e \geq \underline{p^e} \cdot X_t^e \quad \forall t \quad (3.6)$$

$$M_t^{Storage} = M_{t-1}^{Storage} + (M_t^{IntoStorage} - M_t^{OutStorage}) \quad \forall t \quad (3.7)$$

$$M_t^{Storage} \leq \overline{m^S} \quad \forall t \quad (3.8)$$

$$M_t^{Storage} \geq \underline{m^S} \quad \forall t \quad (3.9)$$

$$P_t^{fc} \cdot \frac{\Delta t}{\eta^{fc} \cdot LHV_{H_2}} = M_t^{OutStorage} \quad \forall t \quad (3.10)$$

$$P_t^{fc} \leq \overline{p^{fc}} \cdot X_t^{fc} \quad \forall t \quad (3.11)$$

$$P_t^{fc} \geq \underline{p^{fc}} \cdot X_t^{fc} \quad \forall t \quad (3.12)$$

Restricción solar y eólica

En la ecuación (3.13) se restringe la generación solar en caso de que exista exceso de generación.

$$P_t^{PV} \leq pv_t \quad \forall t \quad (3.13)$$

Del mismo modo, se obtiene la restricción (3.14) para el caso eólico.

$$P_t^{PW} \leq pw_t \quad \forall t \quad (3.14)$$

Restricciones generadores diésel

En las ecuaciones (3.15) y (3.16) se limitan la producción de los generadores, añadiendo también variables binarias para que estas dejen de funcionar cuando el sistema lo requiera.

$$P_t^{gen} \leq \overline{p^{gen}} \cdot n^{gen} \cdot X_t^{gen} \quad \forall t \quad (3.15)$$

$$P_t^{gen} \geq \underline{p^{gen}} \cdot n^{gen} \cdot X_t^{gen} \quad \forall t \quad (3.16)$$

Restricciones de mínimo tiempo de operación diésel y P2P

En las ecuaciones 3.17 y 3.17 se define el tiempo mínimo de operación para los casos de generación diésel y P2P.

$$X_t^{gen,P2P} = X_{t-1}^{gen,P2P} + E_t^{gen,P2P} + A_t^{gen,P2P} \quad \forall t \in 2...t_f \quad (3.17)$$

$$X_t^{gen,P2P} = \sum_{k=t-T_{min}}^t E_k^{gen,P2P} \quad \forall t \in T_{min} + 1...t_f \quad (3.18)$$

Restricciones de sistema almacenamiento BESS

El funcionamiento del sistema de almacenamiento BESS se caracteriza por las restricciones (3.19–3.27). Específicamente, (3.19) captura la entrada de energía a las baterías, limitada por su eficiencia de entrada. Los niveles de potencia de entrada mínimos y máximos permitidos del BESS están definidos por (3.20) y (3.21). El estado de carga (SOC) en cada período se aborda mediante (3.22), con (3.23) y (3.24) estableciendo los límites para el máximo y el mínimo del nivel de almacenamiento. La producción de energía del BESS está modelada por (3.25), y las restricciones (3.26) y (3.27) establecen los límites para la potencia de salida máxima y mínima. La restricción (3.28) limita la posibilidad de que el BESS simultáneamente se cargue y descargue.

$$P_t^{BESSin} \cdot \eta^{BESSin} \cdot \Delta t = E_t^{BESSIn_{to_sto}} \quad \forall t \quad (3.19)$$

$$P_t^{BESSin} \leq \overline{p^{BESSin}} \cdot X_t^{BESSin} \quad \forall t \quad (3.20)$$

$$P_t^{BESSin} \geq \underline{p^{BESSin}} \cdot X_t^{BESSin} \quad \forall t \quad (3.21)$$

$$SOC_t^{BESS} = SOC_{t-1}^{BESS} + (E_t^{BESSIn_{to_sto}} - E_t^{BESSOut_{to_sto}}) \quad \forall t \quad (3.22)$$

$$SOC_t^{BESS} \leq \overline{soc} \quad \forall t \quad (3.23)$$

$$SOC_t^{BESS} \geq \underline{soc} \quad \forall t \quad (3.24)$$

$$E_t^{BESS_{Out_sto}} \cdot \eta^{BESS_{out}} = P_t^{BESS_{out}} \cdot \Delta t \quad \forall t \quad (3.25)$$

$$P_t^{BESS_{sto}} \leq \overline{p^{BESS_{out}}} \cdot X_t^{BESS_{out}} \quad \forall t \quad (3.26)$$

$$P_t^{BESS_{sto}} \geq \underline{p^{BESS_{out}}} \cdot X_t^{BESS_{out}} \quad (3.27)$$

$$X_t^{BESS_{in}} + X_t^{BESS_{out}} \leq 1 \quad (3.28)$$

Restricciones gradientes

En las restricciones (3.29) y (3.30) se limita el gradiente de subida y de bajada en potencia del sistema P2P. Del mismo modo, se restringe para el sistema BESS en las ecuaciones (3.31) y (3.32).

$$|P_t^e - P_{t-1}^e| \leq GRD^e \cdot \Delta t \quad (3.29)$$

$$|P_t^{fc} - P_{t-1}^{fc}| \leq GRD^{fc} \cdot \Delta t \quad (3.30)$$

$$|P_t^{BESS_{in}} - P_{t-1}^{BESS_{in}}| \leq GRD^{BESS_{in}} \cdot \Delta t \quad (3.31)$$

$$|P_t^{BESS_{out}} - P_{t-1}^{BESS_{out}}| \leq GRD^{BESS_{out}} \cdot \Delta t \quad (3.32)$$

Restricciones de consistencia de carga y descarga

En las restricciones 3.33 y 3.34 se restringe que el sistema P2P alimente al BESS y que el BESS no alimente al P2P.

$$X_t^e + X_t^{BESS_{out}} \leq 1 \quad (3.33)$$

$$X_t^{fc} + X_t^{BESS_{in}} \leq 1 \quad (3.34)$$

3.3.4. Síntesis del modelo propuesto

A continuación, se resume la estructura general del modelo. A partir del modelo descrito en la Sección anterior, es posible resumir las siguientes características:

1. Corresponde a un problema de optimización lineal, como se indica en la ecuación 3.35, donde $c \in \mathbb{R}^n$, $b \in \mathbb{R}^m$ y $A \in \mathcal{M}^{m \times n}(\mathbb{R})$, con $m \leq n$.
2. El número de variables es de $n=27$.
3. El número de restricciones es de $m=34$.
4. El horizonte temporal se analiza en intervalos de Δt 5 minutos.

$$\begin{aligned}
& \text{Min} && c^T x \\
& \text{Sujeto a} && Ax \leq b \\
& && x \geq 0
\end{aligned} \tag{3.35}$$

3.4. Calibración y ajuste de parámetros

A continuación, es necesario realizar un ajuste de los parámetros de simulación para los que existe incertidumbre en sus valores y el impacto de los mismos es relevante en la simulación. Para ejemplificar este proceso, se explica el caso de las eficiencias del electrolizador, celda de combustible y el gradiente del sistema P2P y BESS.

3.4.1. Ajuste inicial

3.4.1.1. Eficiencias electrolizador y celdas de combustible

En primer lugar, el modelo propuesto busca estimar las eficiencias a partir de la operación real de la cual se puede obtener el porcentaje de carga del almacenamiento de hidrógeno en cada instante, como asimismo la potencia entrante al electrolizador. De esta forma, tomando los valores entre dos instantes de tiempo t_0 y t_f es factible utilizar la expresión de la ecuación (3.36) para estimar la eficiencia del electrolizador.

$$\eta^e \sum_{t=t_0}^{t_f} P_t^e \cdot \Delta t = HHV_{H_2} (M_{t_f}^{Storage} - M_{t_0}^{Storage}) \cdot \forall t \tag{3.36}$$

Cabe mencionar que los datos de la operación generalmente se expresan como porcentaje del almacenamiento $SOC_t^{Storage}$, por lo que la siguiente expresión permite estimar la masa en cada estado.

$$M_t^{Storage} = SOC_t^{Storage} \cdot \overline{m^s} \quad \forall t \tag{3.37}$$

De forma análoga, para el caso de la celda de combustible es posible utilizar la expresión 3.38 para estimar la eficiencia de la celda de combustible.

$$\frac{1}{\eta^{fc}} \sum_{t=t_0}^{t_f} P_t^{fc} \cdot \Delta t = LHV_{H_2} (M_{t_f}^{Storage} - M_{t_0}^{Storage}) \cdot \forall t \tag{3.38}$$

Es importante señalar que los intervalos de tiempo a seleccionar debieran corresponder a operaciones exclusivamente de carga o bien de descarga, de el almacenamiento de hidrógeno. Finalmente, para el caso de el BESS se puede aplicar el mismo procedimiento descrito.

3.4.1.2. Gradientes

Tomando los mismos valores de la operación real, se procede a tomar la máxima diferencia de potencia entre los intervalos contiguos de cada dato para el BESS y P2P, así como indican respectivamente las Ecuaciones 3.39, 3.40, 3.41 y 3.42.

$$GRD^{BESS_{in}} = \frac{Max(Abs (P_t^{BESS_{in}} - P_{t-1}^{BESS_{in}}))}{\Delta t} \quad para \quad t = \{2...T\} \quad (3.39)$$

$$GRD^{BESS_{out}} = \frac{Max(Abs (P_t^{BESS_{out}} - P_{t-1}^{BESS_{out}}))}{\Delta t} \quad para \quad t = \{2...T\} \quad (3.40)$$

$$GRD^e = \frac{Max(Abs (P_t^e - P_{t-1}^e))}{\Delta t} \quad para \quad t = \{2...T\} \quad (3.41)$$

$$GRD^{fc} = \frac{Max(Abs (P_t^{fc} - P_{t-1}^{fc}))}{\Delta t} \quad para \quad t = \{2...T\} \quad (3.42)$$

3.4.2. Simulación de escenarios de ajuste, comparación de resultados y mínimo error

Una vez que se obtienen los primeros valores de gradientes y eficiencias, procede simular mediante el sistema EMS el comportamiento de la microrred siguiendo los parámetros de consumo, perfiles solares y eólicos, así como condiciones iniciales de los sistemas de almacenamiento.

A partir de una inspección visual de los resultados, con apoyo de gráficos de las variables de interés, es factible identificar errores en datos de entrada y/o programación de rutinas de modelación y optimización. Con esto se realiza un proceso iterativo hasta disponer de una primera simulación consistente.

Posteriormente, se calculan los errores absoluto medio entre cada variable calculada, estos son la generación diésel, la inyección y consumo tanto del sistema P2P como del sistema BESS.

Luego de haber calculado los primeros casos con los valores de eficiencias y gradientes iniciales obtenidos mediante los procesos descritos en la Sección 3.4.1.1 y 3.4.1.2, procede buscar la combinación de los parámetros η^e , η^{fc} , $GRD^{BESS_{in}}$, $GRD^{BESS_{out}}$, GRD^e y GRD^{fc} que al incluirlos en el EMS entregue el menor error posible. Para este caso, se buscan 10000 combinaciones distintas de los parámetros.

Para cada simulación, se calculan errores absolutos medios de las distintas variables detalladas en la tabla 3.1. Para el caso de las potencias, nivel de estanque de H_2 y SOC se utiliza la ecuación 3.43, mientras que para el caso de la energía se utiliza la expresión en 3.44. Asimismo, se calcula un estimador de error agregado para las potencias, para las energías y para los estados de carga de los almacenamientos. El error agregado corresponde a la suma simple

de los errores absolutos medios antes descritos. Finalmente, se opta por la combinación de parámetros (de las 10000 simulaciones), que minimiza el estimador de errores agregados.

$$\sum_{i=1}^n \frac{|y_i - x_i|}{n} \quad (3.43)$$

$$\frac{5}{60} \cdot \left| \sum_{i=1}^n y_i - \sum_{i=1}^n x_i \right| \quad (3.44)$$

El proceso también se repite para los niveles de carga SOC y estanque de hidrógeno, ecuación 3.43. Lo anterior queda graficado en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Tabla de errores de variables según potencia, energía y porcentaje.

Potencia C. de Combustible	Energía inyectada P2P	Nivel H_2 estanque
Potencia Electrolizador	Energía consumida P2P	SOC
Potencia BESS inyectada	Energía inyectada BESS	Suma de errores almacenamiento
Potencia BESS consumida	Energía consumida BESS	
Potencia inyectada generador	Energía generador	
Suma de errores Potencia	Suma de errores energía	

3.5. Simulación de los casos de validación

A partir de los conjuntos de parámetros identificados, que presentan los menores errores, se procede a realizar las simulaciones detalladas de cada escenario para compararlos con aquellos entregados por la empresa. Esta etapa final es la base de la plataforma propuesta y de la evaluación de la calidad de la solución.

3.6. Implementación del modelo

La propuesta del EMS de la planta híbrida Cerro Pabellón está diseñada para mejorar la eficiencia en la utilización de recursos energéticos durante un período específico \mathcal{T} . Este modelo EMS es implementado utilizando Python² y Gurobi³, que sirven como herramientas fundamentales para implementar el algoritmo de optimización y la gestión de energía. Python y Gurobi funcionan como plataformas integradas en el desarrollo y ejecución del EMS propuesto para microrredes. Gurobi permite resolver el problema de optimización lineal.

El objetivo del EMS es minimizar los costos de uso de los generadores P_t^{gen1} y P_t^{gen2} para el sistema. También incluye restricciones de equilibrio del sistema, que incluyen variables como $P_t^f c$, $P_t^{BESSout}$, P_t^{PV} , P_t^U , P_t^e , P_t^{BESSin} , P_t^{bus2} , P_t^{gen1} y P_t^{gen2} .

La implementación del modelo se lleva a cabo en Jupyter⁴, una aplicación web dinámica

² Python: <https://www.python.org/>

³ Gurobi: <https://www.gurobi.com/>

⁴ Jupyter: <https://jupyter.org/>

mantenida por Project Jupyter, que permite a los usuarios crear y compartir documentos sin problemas integrando código en línea, ecuaciones, visualizaciones y texto. Inicialmente derivado del proyecto IPython, admite lenguajes fundamentales como Julia, Python y R, y viene equipado con el kernel IPython, al tiempo que admite más de 100 kernels más. Reconocida por su amplia utilidad en tareas de ciencia de datos, como análisis exploratorio de datos, limpieza de datos, visualización, modelado estadístico, aprendizaje automático y aprendizaje profundo, la arquitectura de un portátil Jupyter consta de una página web de front-end y un kernel de back-end.

Para el modelado matemático y resolución de problemas de optimización se utiliza Pyomo, que es una herramienta de software basada en Python. Admite la formulación y análisis de modelos matemáticos para aplicaciones de optimización complejas. Pyomo es un marco de modelado flexible y extensible que captura y amplía ideas centrales que se encuentran en los lenguajes de modelado algebraicos modernos, todo dentro del contexto del lenguaje de programación ampliamente utilizado Python. Dentro de sus usos se encuentran:

1. Formulación y análisis de modelos matemáticos para aplicaciones de optimización complejas.
2. Explorar compensaciones entre metas y objetivos.
3. Identificación de estados extremos y peores escenarios.
4. Identificar los factores clave en un sistema bajo consideración.

En la figura 3.3 se resume la forma en que interactúan los distintos componentes de la implementación de forma visual. En este Jupyter es la plataforma de desarrollo, este último integra Python y dentro de sus librerías está Pyomo y finalmente Pyomo utiliza Gurobi.

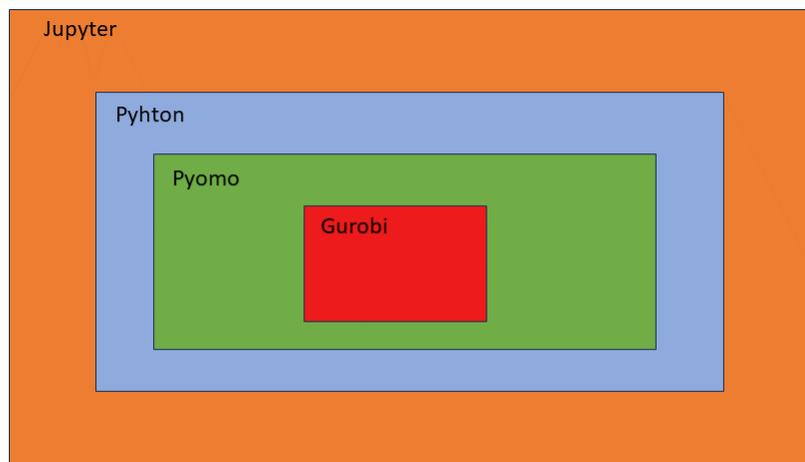


Figura 3.3: Esquema visual de programación.

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1. Información general de la microrred

A partir de lo descrito en la Sección 2.4, la planta Híbrida Cerro Pabellón es una microrred descentralizada que puede operar continuamente en modo aislado, asegurando un suministro de energía 24 horas al día, 7 días a la semana. Este enfoque cumple con abastecer las demandas energéticas tanto de la instalación de tratamiento de agua como del edificio central del campamento de trabajadores de Cerro Pabellón, lo que resulta en una reducción significativa de más del 90 % frente a la alternativa de abastecer 100 % con combustible diésel [13].

La planta consta de cinco componentes: una planta fotovoltaica de 125 kW, un contenedor de balance de Planta, un contenedor de almacenamiento de hidrógeno, un contenedor de almacenamiento de oxígeno y un contenedor P2P. El sistema P2P transforma la electricidad en hidrógeno a través de un electrolizador, que luego se almacena y permite ser reinyectado al sistema en forma de energía a través de celdas de combustible.

Haciendo la revisión de los esquemas presentados en la Sección 2.5.2, se aprecia que la microrred que más se ajusta a la planta Híbrida Cerro Pabellón es la presentada en la figura 2.16 en el que se incluye una barra DC principal de la cual se desprenden los consumos, generación fotovoltaica, baterías y sistema P2P. Sin embargo, este esquema carece de generación en CA vía red o generación diésel. También se cuenta con el sistema presentado en la figura 2.18 en el que también la barra de suministro es de corriente continua, del cual están conectadas las baterías, generación fotovoltaica, sistema P2P y consumo en CC. En este caso la conexión es en CA es a través de la red y no de grupos electrógenos.

En base a lo descrito, la representación esquemática propuesta para la planta Híbrida Cerro Pabellón se presenta en la Figura 4.1. Esta representación incluye componentes clave como la planta fotovoltaica y convertidores tanto para corriente continua como alterna. El esquema también incorpora baterías y dos generadores diésel que se conectan a las barras a través de convertidores. El sistema P2P juega un papel central ya que conecta el electrolizador, los tanques de oxígeno e hidrógeno, los tanques de agua y la celda de combustible. Este sistema facilita el almacenamiento del exceso de energía en forma de hidrógeno, que luego puede generar electricidad a través de la celda de combustible cuando sea necesario, proporcionando

un medio eficaz para gestionar la producción y el consumo de energía.

Cabe destacar que la topología propuesta en la figura 4.1 contiene dos barras, primero la *Barra₁* en corriente continua que conecta el sistema P2P, BESS y generación fotovoltaica mediante convertidores CC/CC. Por otra parte se cuenta con la barra *Barra₂*, la cual está energizada en corriente alterna. A ella se conecta la *Barra₁* mediante un inversor CC/CA y asimismo la generación diésel y la demanda.

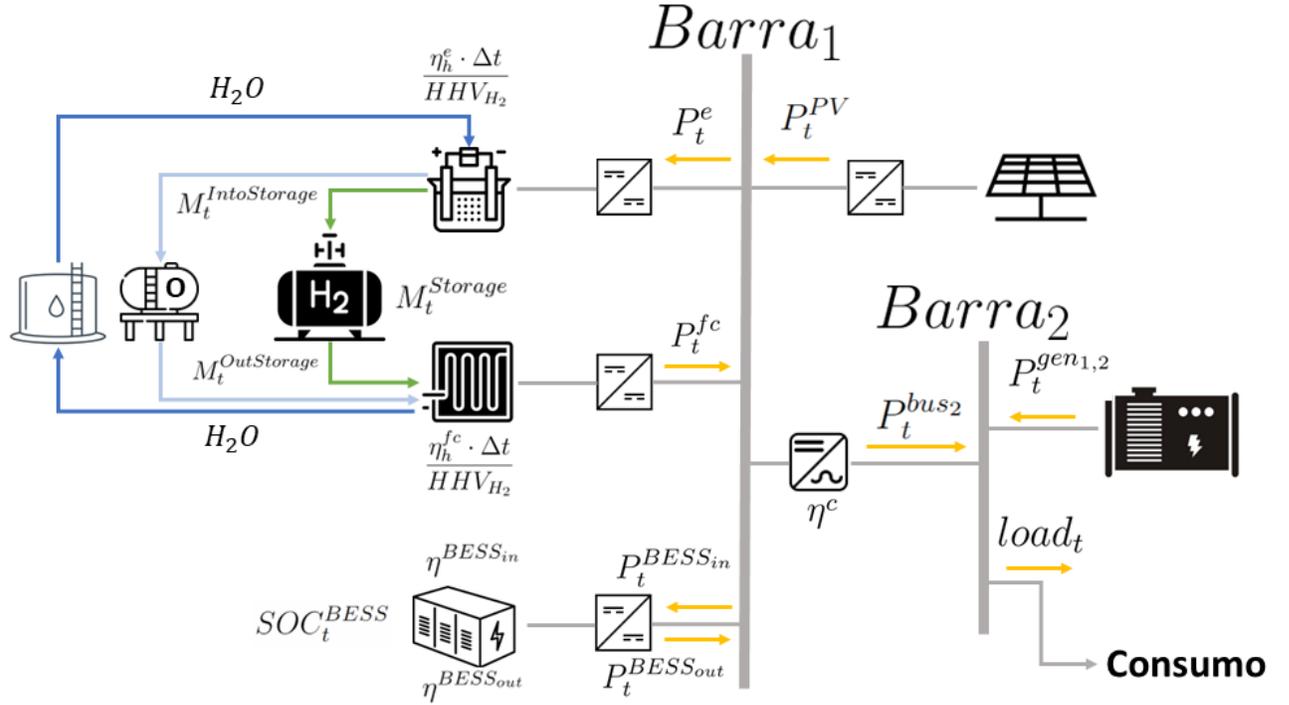


Figura 4.1: Representación esquemática de la microrred planta híbrida de Cerro Pabellón incluyendo estanque de agua y de oxígeno.

Por su parte, los consumos se mantienen en el lado de corriente alterna del convertidor bidireccional que también conecta al grupo electrógeno. Cabe mencionar, que si bien no se dispone de una descripción detallada del contenedor P2P, este puede ser modelado de forma genérica como lo descrito en la Sección 2.2 de electrolizadores alcalinos y celdas de combustibles tipo PEM.

Sobre la planta híbrida de Cerro Pabellón se desea representar un EMS que busque optimizar el uso de los recursos energéticos a través de una función objetivo para un periodo determinado \mathcal{T} . El presente capítulo se centra en la presentación de un modelo de optimización y simulación desarrollado para reproducir los resultados operacionales del sistema descentralizado que integra la producción y consumo de hidrógeno verde.

La propuesta de un EMS para la planta híbrida Cerro Pabellón tiene como objetivo optimizar el uso de los recursos energéticos a través de una función objetivo para un período específico \mathcal{T} . En este caso, los recursos energéticos se refieren a la energía solar y de la planta diésel, aprovechando asimismo la capacidad de almacenamiento en hidrógeno y sistema BESS.

En la sección 2.5.4, se propone un EMS de control predictivo basado en modelos MPC para microrredes, utilizando MATLAB, Yalmip y Gurobi para implementar el algoritmo MPC y optimizar la gestión de energía. Se propone también como modelo GAMS, el cual, se utiliza como plataforma para implementar modelos de optimización en el EMS. Por ejemplo, se utiliza en la implementación de modelos de optimización para la gestión de la incertidumbre en una microrred fuera de la red y en microrredes con hidrógeno, calor y energía que integran un estacionamiento inteligente. Otro ejemplo es Odyssey, que se utiliza para el modelado, optimización del diseño y gestión de energía. Se centra en minimizar los costos de energía y maximizar el cumplimiento de la carga anualmente. Esto da cuenta como precedentes de EMS para la propuesta que se desea implementar en esta memoria de título.

4.2. Descripción general casos iniciales

En este inciso se explica el procedimiento de validación del modelo de simulación EMS con la operación real. Los perfiles reales de operación son de la Planta híbrida solar PV – H2 de Campamento Cerro Pabellón obtenidos gracias a la cortesía de Enel. En específico, se trabaja con los días 13 de diciembre del 2017 de operación estándar, 17 diciembre del 2017 de operación óptima y 20 de diciembre del mismo año para el caso en que la planta funciona sin hidrógeno.

De estos valores se tiene a disposición los perfiles de estado de carga de las baterías (SOC por su siglas en inglés), nivel de carga en el estanque de hidrógeno, potencia P2P, potencia baterías (BESS por su sigla en inglés), potencia fotovoltaica (PV por su sigla en inglés) y carga. Estos datos son entregados cada 5 minutos.

4.2.1. Modelo sin H_2

En las siguientes secciones se presentan los resultados de la simulación en comparación con los datos reales de la microrred del día 12 de diciembre del 2017. El dato del gradiente, calculado del día 13 de diciembre del mismo año, toma el valor de $12,28 \left[\frac{kW}{5min} \right]$.

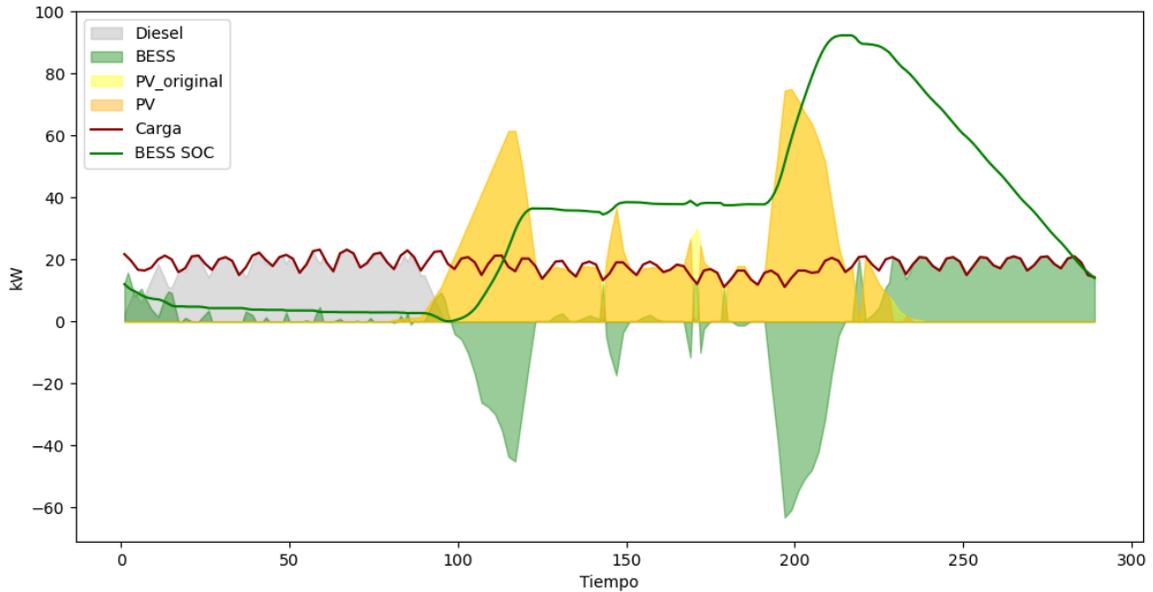


Figura 4.2: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo sin H_2 .

4.2.1.1. Comparación de modelos

A continuación, se presentan los resultados del modelo en comparación a los valores originales de la microrred.

4.2.1.1.1. Potencia BESS

En la figura 4.3 se presenta la comparación entre el modelo calculado y el caso original del BESS. El modelo calculado, en comparación al caso real, presenta un error absoluto medio de potencia consumida (electrolizador) de $0,69 \text{ [kW]}$, mientras que el error de inyección alcanza el valor de $1,23 \text{ [kW]}$. El error absoluto medio por energía inyectada y consumida es de $10,24 \text{ [kWh]}$ y $2,29 \text{ [kWh]}$ respectivamente.

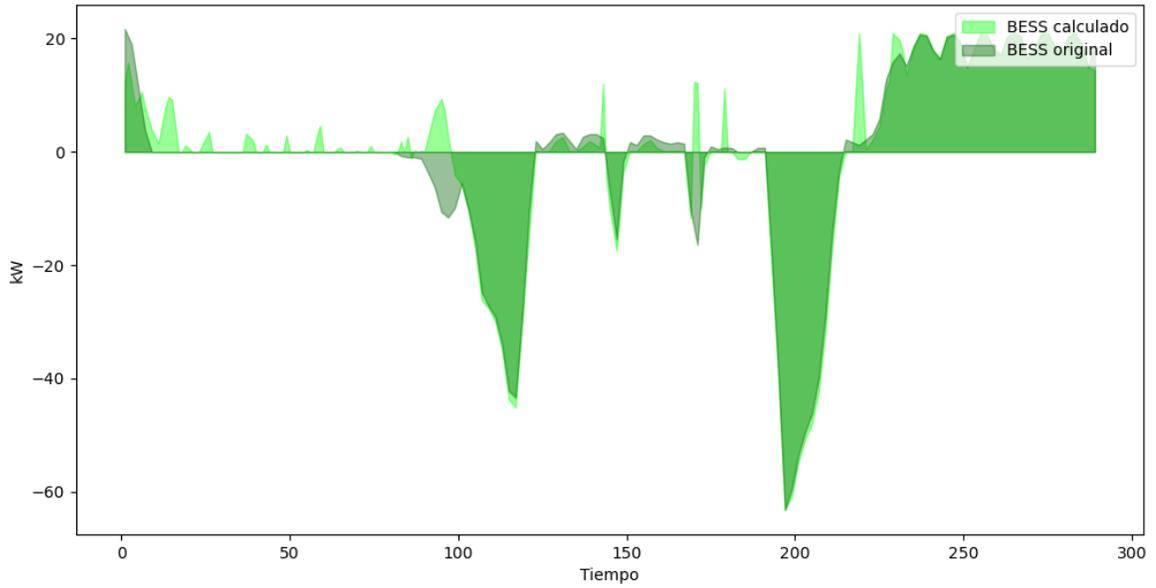


Figura 4.3: Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original, caso sin H_2 .

4.2.1.1.2. Potencia generadores

De igual modo, en la figura 4.4 se muestra la comparación entre el modelo calculado y la versión original, presentando un error de 0,89 [kW]. Mientras que el error en energía es 19,32 [kWh].

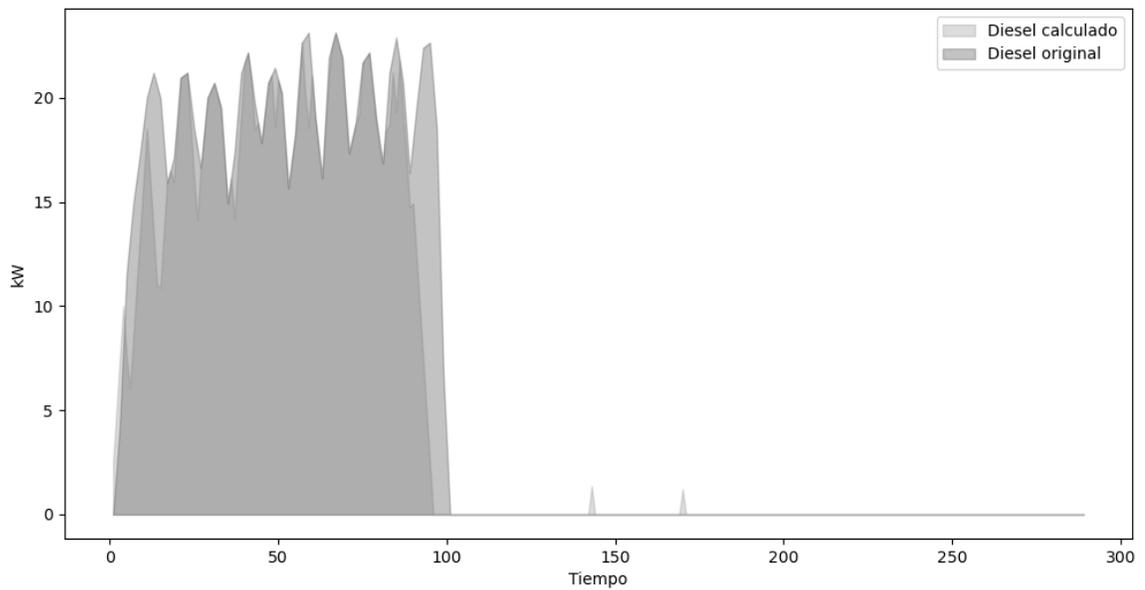


Figura 4.4: Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso sin H_2 .

4.2.1.1.3. SOC

Finalmente, se presenta en la figura 4.5 la comparación entre el modelo y los valores reales del SOC. Estos presentan un error absoluto medio de 3,59 [kW].

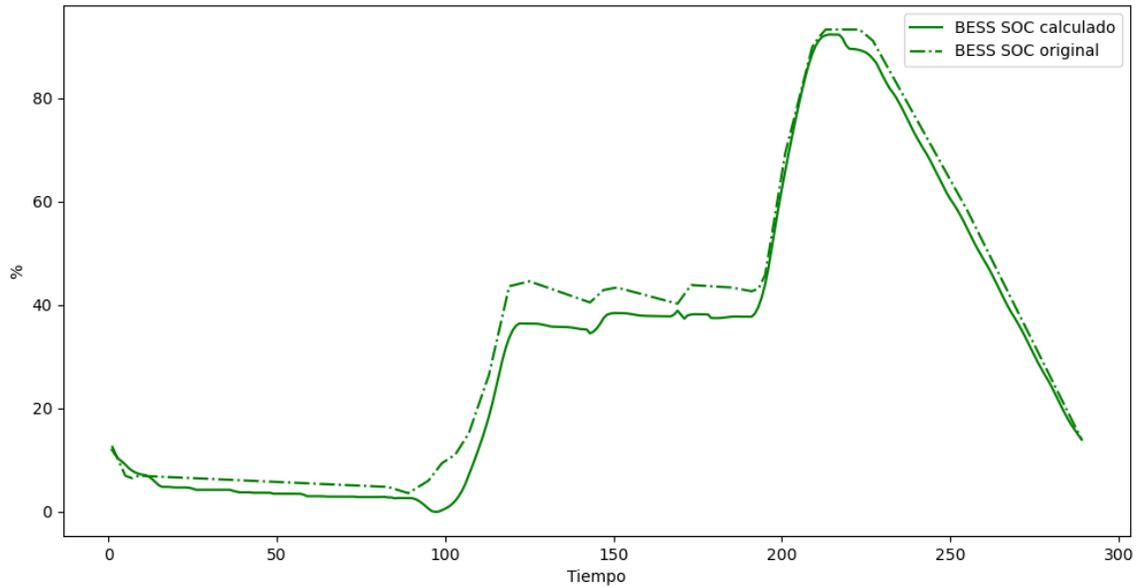


Figura 4.5: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso sin H_2 .

A modo de resumen, se presenta en la tabla 4.1 la compilación de errores asociados a la comparación de el modelo calculado y los valores reales de la microrred.

Tabla 4.1: Error absoluto medio caso sin H_2 .

Potencia BESS inyectada	1,23	[kW]
Potencia BESS consumida	0,69	[kW]
Potencia inyectada generador	0,89	[kW]
Suma de errores potencia	2,81	[kW]
Energía inyectada BESS	10,24	[kWh]
Energía consumida BESS	2,29	[kWh]
Energía generador	19,32	[kWh]
Suma de errores energía	31,86	[kWh]
SOC	3,59	[%]
Suma errores almacenamiento	3,59	[%]

4.2.2. Modelo estándar

Como entrada de datos se utilizan el perfil solar y demanda como parámetros, incorporados de los perfiles originales del día 13 de diciembre del 2027 de la planta híbrida de Cerro Pabellón de la figura 2.14. Del día 12 de diciembre del mismo mes y año, se incluye además, un estado de carga inicial y final del BESS del 35,06 % y 39,25 %, y un 20,98 % y 25,43 % del nivel en el estanque de hidrógeno inicial y final respectivamente. Se obtiene una eficiencia de electrolizador de 53,6 % y para la celda de combustible de 68,4 %. Los gradientes obtenidos para el sistema P2P son de $14,69 \left[\frac{kW}{5\text{minutos}} \right]$ para el electrolizador y $3,45 \left[\frac{kW}{5\text{minutos}} \right]$ para la celda de combustible, y del sistema BESS de $13,82 \left[\frac{kW}{5\text{minutos}} \right]$. Se asume la eficiencia del BESS del 100 %. Cabe destacar que se utiliza un intervalo de tiempo de cinco minutos para realizar la simulación.

Teniendo los valores indicados en el párrafo anterior, se implementan en el sistema de optimización de EMS presentando en la Sección 3.3, teniendo como resultado la figura 4.6. Cabe notar que al comienzo del día la inyección de energía proviene de la generación diésel, BESS y P2P, mientras que de día, cuando el sistema fotovoltaico suministra potencia, tanto el BESS como el P2P consumen energía.

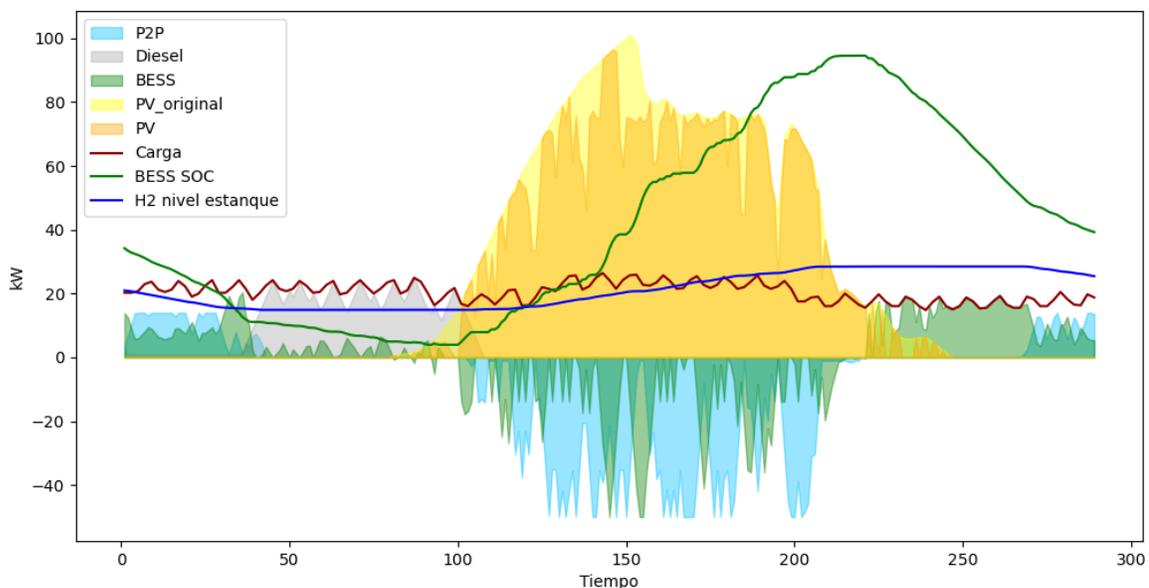


Figura 4.6: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo estándar.

4.2.2.1. Comparación de modelos

A continuación se presentan los gráficos de cada variable de estado comparados con el resultado original de la Planta híbrida solar PV – H2 de Campamento Cerro Pabellón.

4.2.2.1.1. Potencia P2P

De la Figura 4.7 se desprende que al comienzo del día el sistema P2P calculado emite potencia a la planta híbrida, con un error absoluto medio de 0,65 [kW]. Mientras que al mediodía se presenta consumo con un error de 6,36 [kW]. El error en energía inyectada y consumida es de 8,36 [kWh] y 63,14 [kWh].

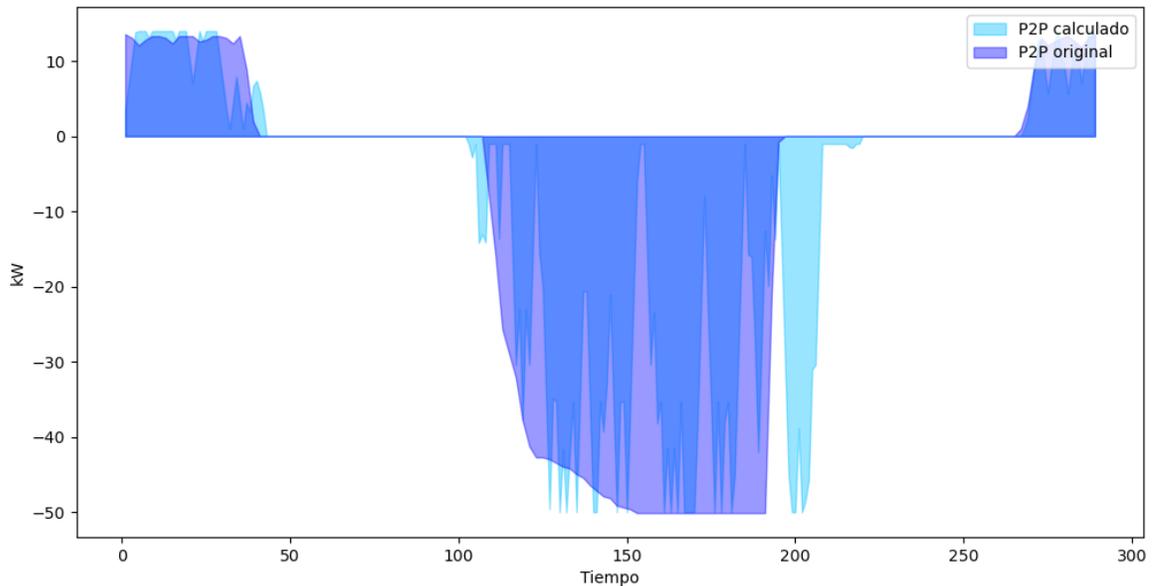


Figura 4.7: Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.

4.2.2.1.2. Potencia BESS

Del mismo modo, se presentan en un mismo gráfico, Figura 4.8, las diferencias entre la potencia BESS calculado en comparación al BESS original. Cabe destacar que tanto de día como de noche ambos modelos inyectan potencia al sistema con un error de 1,47 [kW], mientras que de día se consume potencia con un error de 5,96 [kW]. El error en energía inyectada y consumida es de 16,41 [kWh] y 3,78 [kWh].

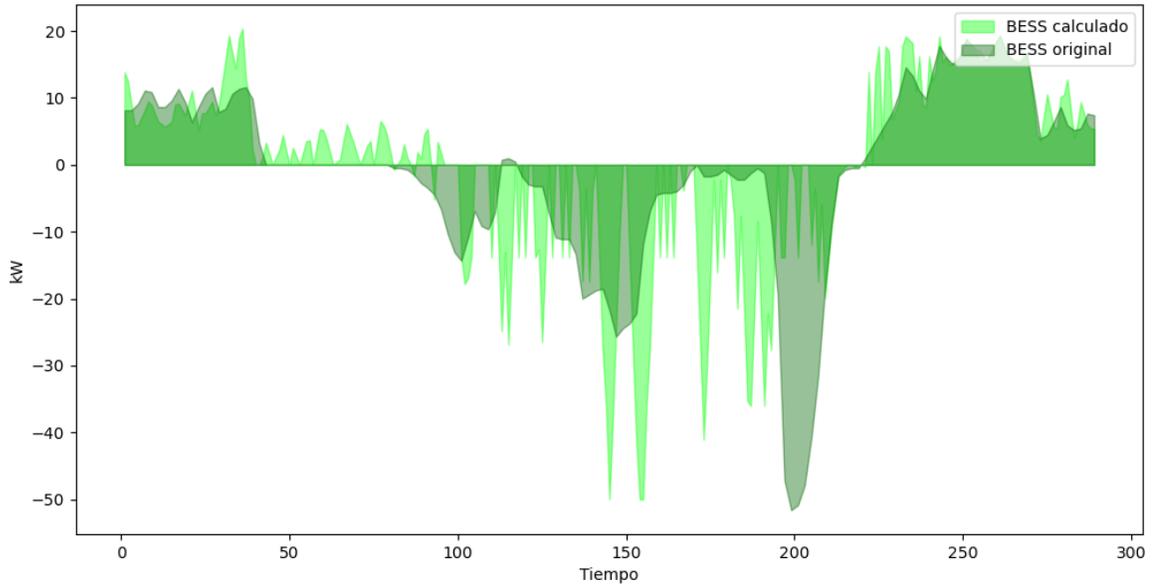


Figura 4.8: Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.

4.2.2.1.3. Potencia generadores

En la figura 4.9 se muestran las diferencias entre la generación diésel entre el caso calculado y original, ambos son activados al comienzo del día, teniendo como error de 0,74 [kW]. Mientras que el error en energía es de 7,03 [kWh].

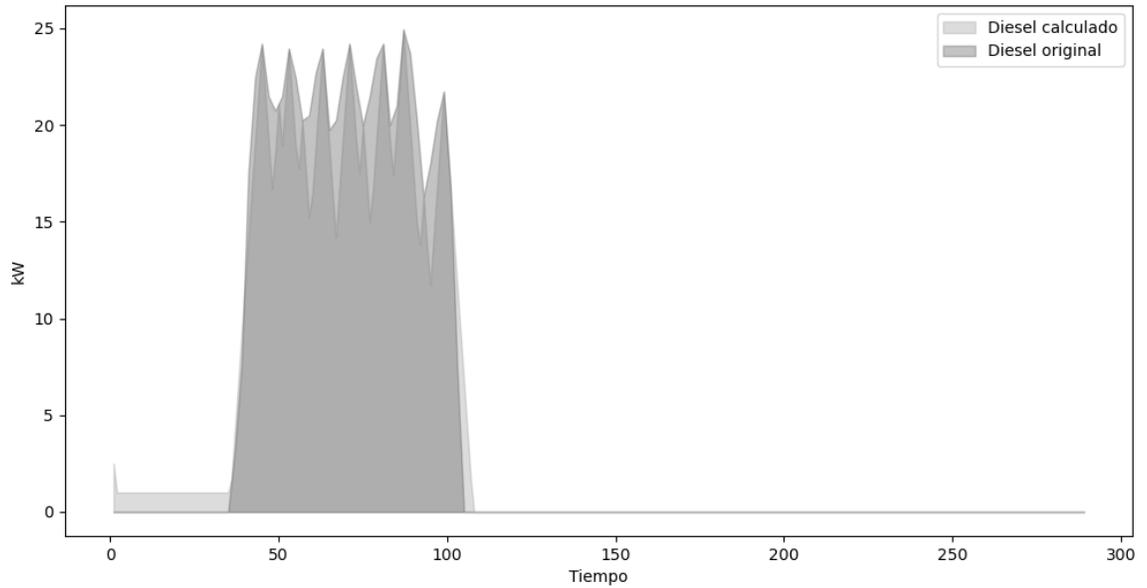


Figura 4.9: Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.

4.2.2.1.4. Nivel estanque H_2

En términos del nivel de estanque de hidrógeno para el caso calculado y original se presenta un error de 1,44 % en la Figura 4.10.

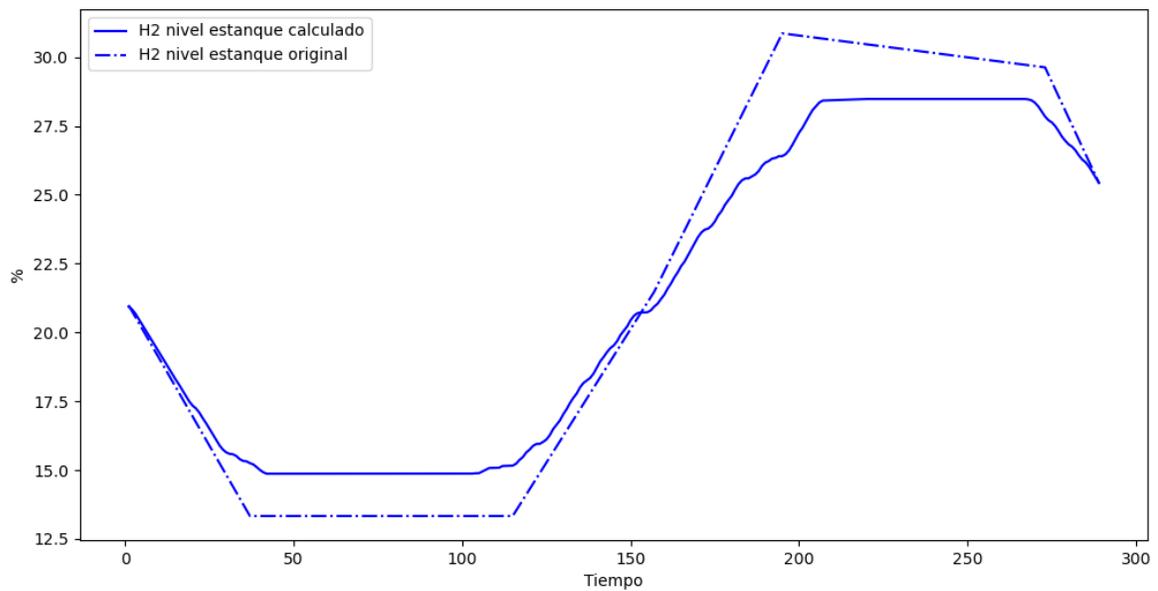


Figura 4.10: Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.

4.2.2.1.5. SOC

Finalmente, la diferencia de errores, Figura 4.11, para el SOC original y calculado es de 4,24 %.

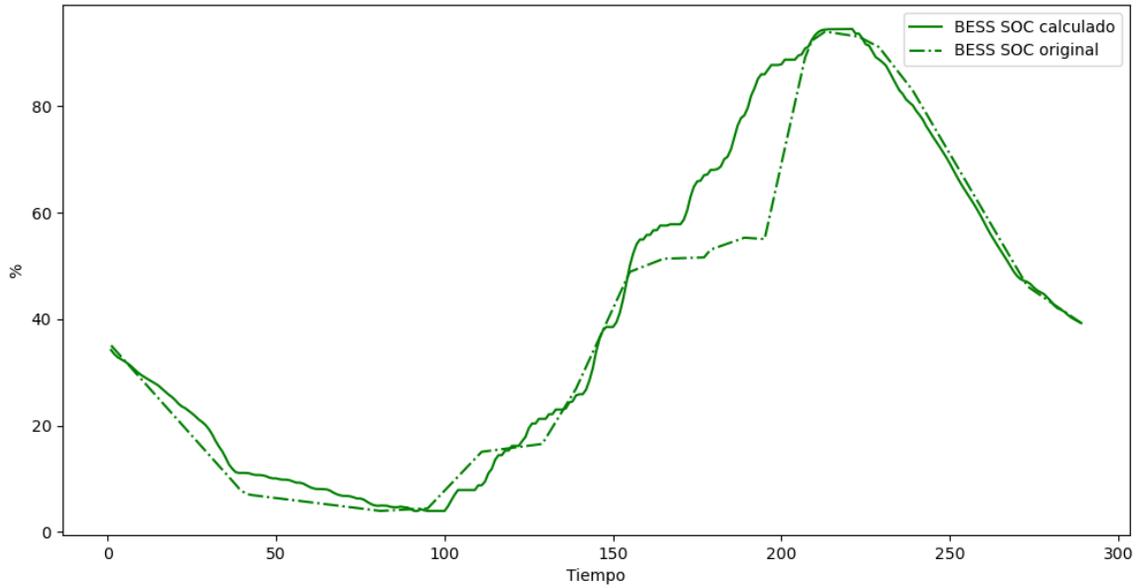


Figura 4.11: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.

A modo de resumen, se presentan los errores absoluto medio en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Error absoluto medio caso estándar.

Potencia P2P inyectada	0,65
Potencia P2P consumida	6,36
Potencia BESS inyectada	1,47
Potencia BESS consumida	5,96
Potencia inyectada generador	0,74
Suma de errores potencia	15,18
Energía inyectada P2P	8,36
Energía consumida P2P	63,14
Energía inyectada BESS	16,41
Energía consumida BESS	3,78
Energía generador	7,03
Suma de errores energía	98,72
SOC	4,24
Nivel de H2 estanque	1,44
Suma errores almacenamiento	5,68

4.2.3. Modelo óptimo

De igual modo que el caso estándar, como entrada de datos se utilizan el perfil solar y demanda como parámetros. Estos son incorporados de los perfiles originales de la planta híbrida de Cerro Pabellón. Se incluye además, del día 17 de diciembre del 2017, un estado de carga inicial y final del SOC del 41,08 % y 23,51 %, y un 29,72 % 14,59 % del nivel en el estanque de hidrógeno inicial y final respectivamente. Se obtiene una eficiencia de electrolizador de 38,07 % y para la celda de combustible de 47,51 %. Los gradientes obtenidos para el sistema P2P son de $5,13 \left[\frac{kW}{5 \text{ minutos}} \right]$ para el electrolizador y $5,13 \left[\frac{kW}{5 \text{ minutos}} \right]$ para la celda de combustible y del sistema BESS de $90,490 \left[\frac{kW}{5 \text{ minutos}} \right]$. Se asume la eficiencia del BESS del 100 %. Cabe destacar que se utiliza un intervalo de tiempo de cinco minutos para realizar la simulación.

A partir de los valores mencionados en el párrafo anterior, se implementan en el sistema de optimización de EMS descrito en la Sección 3.3. Como resultado, se obtiene la figura 4.12. Es importante destacar que al inicio del día, la mayor parte de la inyección de energía proviene del BESS y P2P. Durante el día, cuando el sistema fotovoltaico suministra potencia, tanto el BESS como el P2P consumen el exceso de energía.

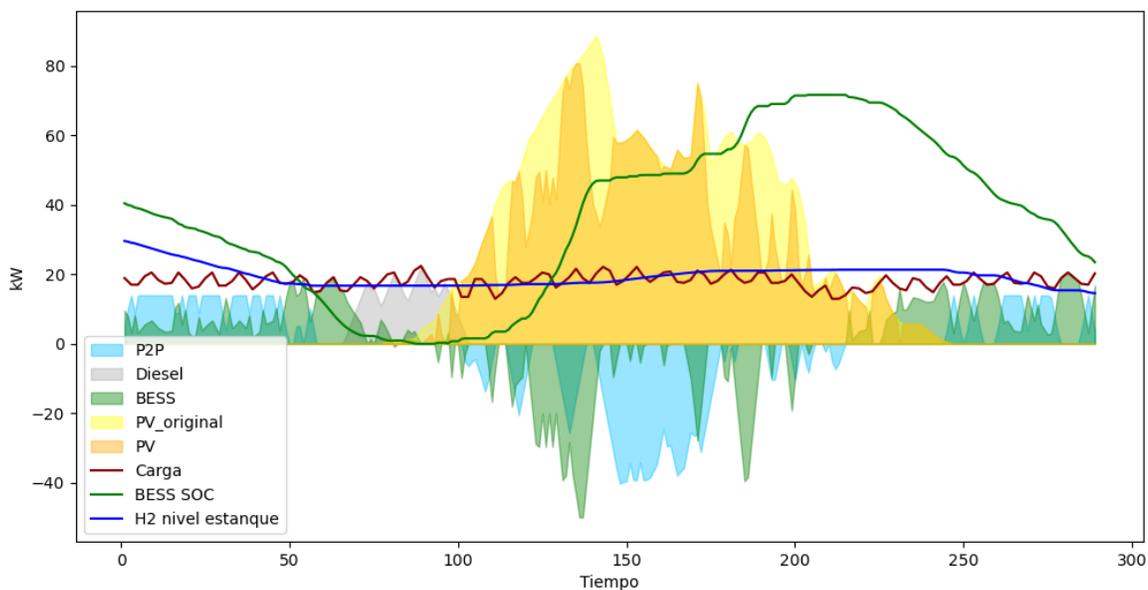


Figura 4.12: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo óptimo.

4.2.3.1. Comparación de modelos

A continuación, se muestran los gráficos de cada variable de estado en comparación con los resultados originales de la planta solar híbrida PV-H2 del campamento Cerro Pabellón.

4.2.3.1.1. Potencia P2P

De la Figura 4.13 se desprende que al inicio del día el sistema P2P calculado emite energía a la planta híbrida. El error absoluto medio en esta situación es de 2,35 [kW]. En cuanto al consumo de energía, el sistema llena su estanque durante el día, lo que también representa un error de 6,51 [kW]. El error en energía inyectada y consumida es de 54,68 [kWh] y 141,32 [kWh].

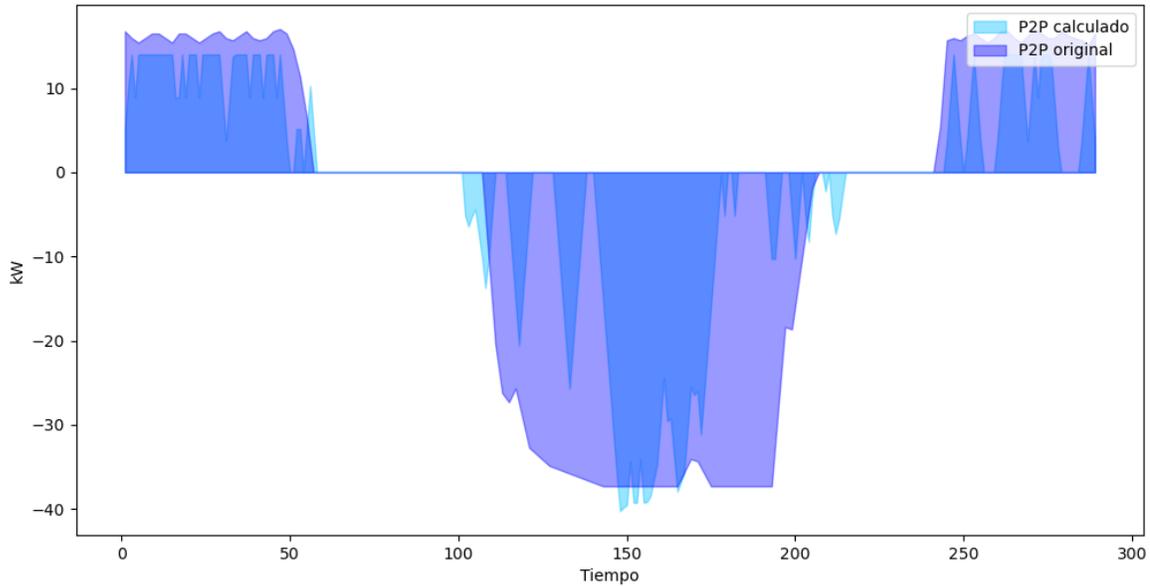


Figura 4.13: Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original, caso óptimo.

4.2.3.1.2. Potencia BESS

De manera similar, se presentan en un mismo gráfico, Figura 4.14, las diferencias entre la potencia del BESS calculada y la del BESS original. Es importante destacar que tanto de día como de noche, ambos modelos inyectan potencia al sistema con un error de 2,65 [kW]. Durante el día, consume potencia con un error de 3,36 [kW]. Mientras que el error en energía inyectada y consumida es 47,44 [kWh] y 16,65 [kWh].

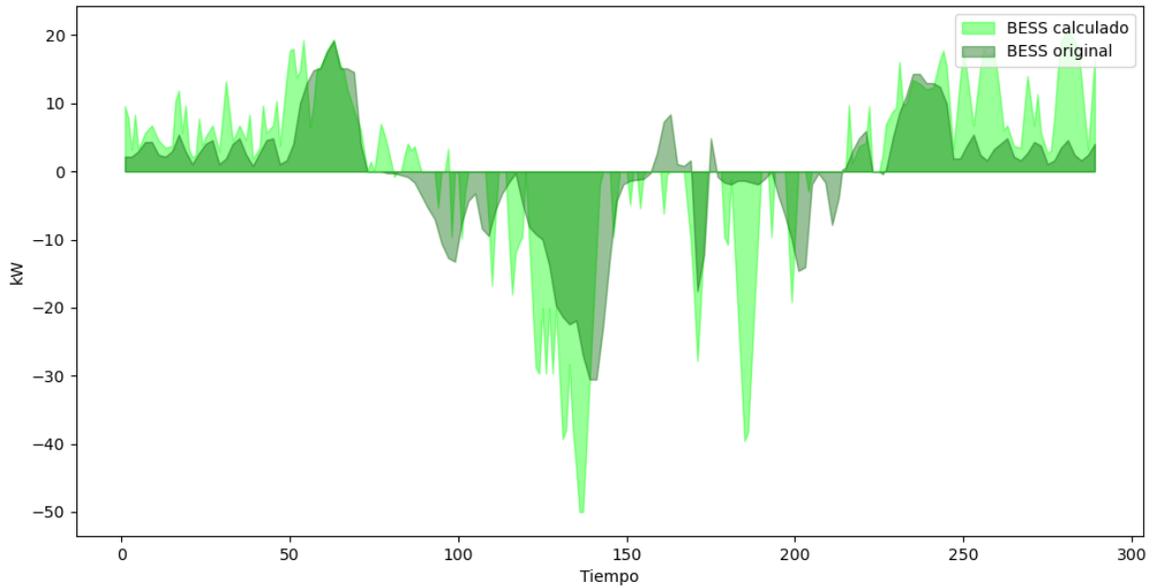


Figura 4.14: Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original, caso óptimo.

4.2.3.1.3. Potencia generadores

En la Figura 4.9 se muestran las diferencias en la generación Diesel entre el caso calculado y el original. Se presenta generación a medio día, lo que significa un error de 0,29 [kW]. El error en energía es de 4,92 [kWh].

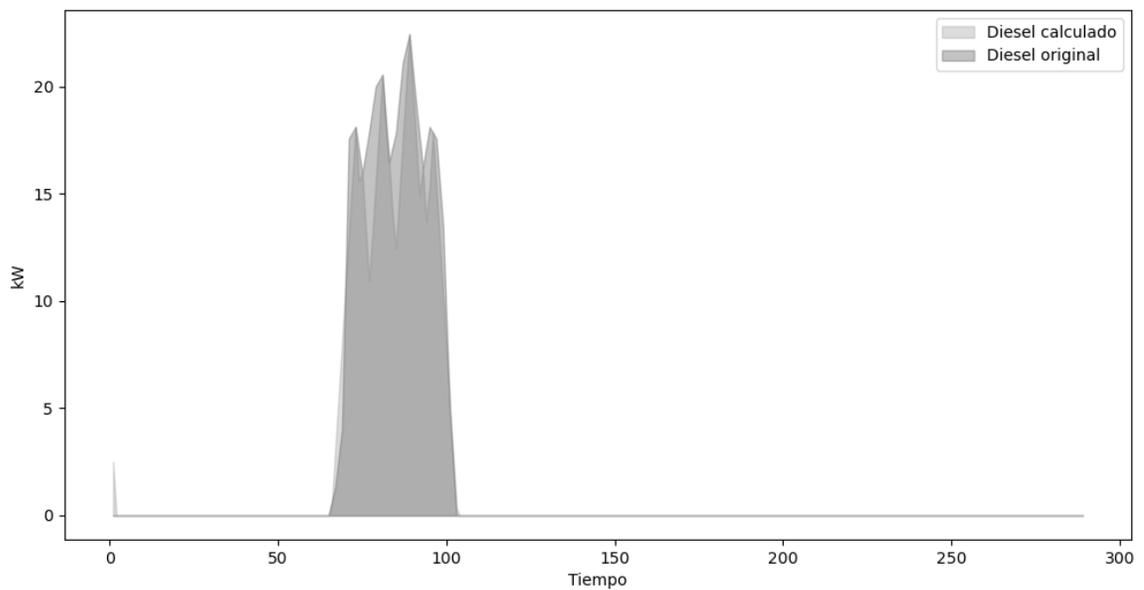


Figura 4.15: Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso óptimo.

4.2.3.1.4. Nivel estanque H_2

En cuanto al nivel del estanque de hidrógeno, Figura 4.16, el caso calculado presenta un error del 2,65 % en comparación con el caso original.

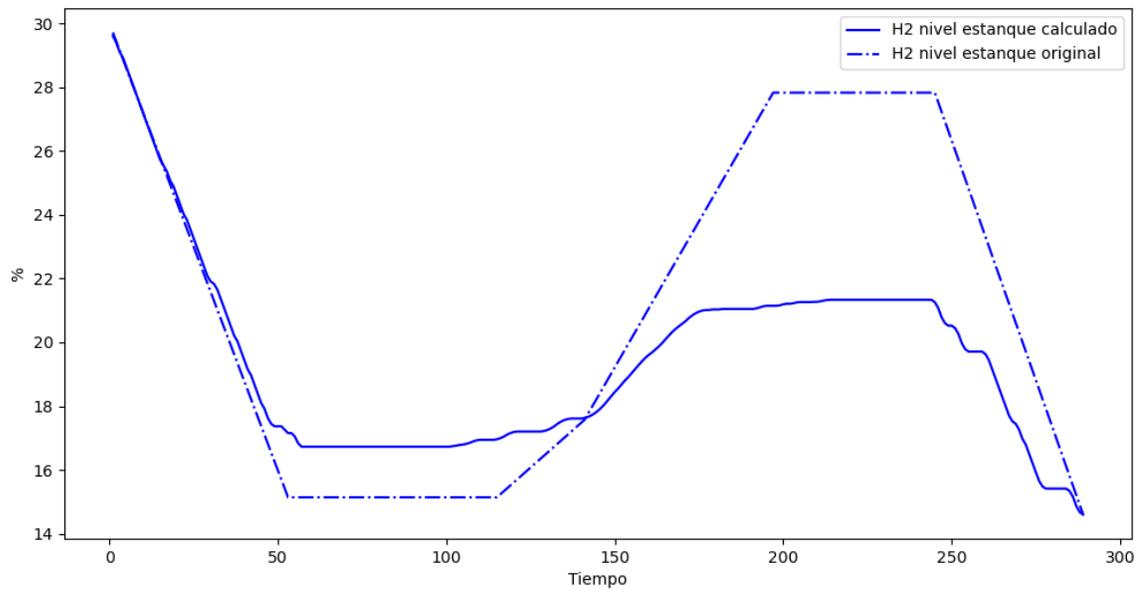


Figura 4.16: Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso óptimo.

4.2.3.1.5. SOC

Finalmente, la diferencia de error entre el SOC original y el calculado es del 8,76 % es presentado en la Figura 4.17, caso óptimo.

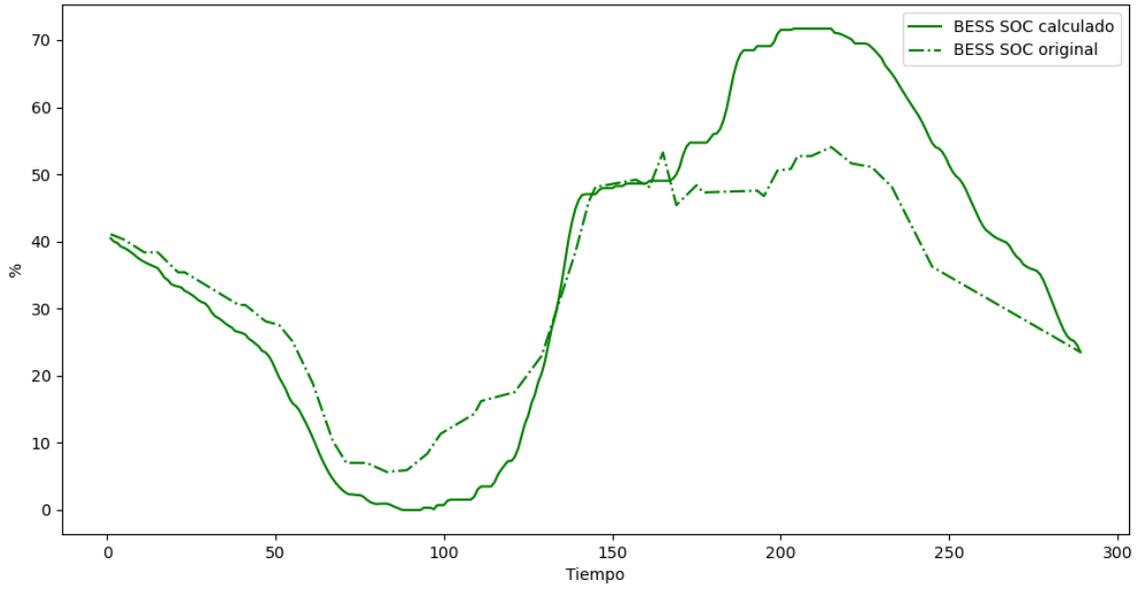


Figura 4.17: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso óptimo.

A modo de resumen, se presentan los errores absolutos medios en la siguiente Tabla 4.3:

Tabla 4.3: Error absoluto medio caso óptimo.

Potencia P2P inyectada	2,35
Potencia P2P consumida	6,51
Potencia BESS inyectada	2,65
Potencia BESS consumida	3,36
Potencia inyectada generador	0,29
Suma de errores potencia	15,16
Energía inyectada P2P	54,68
Energía consumida P2P	141,32
Energía inyectada BESS	47,44
Energía consumida BESS	16,65
Energía generador	4,92
Suma de errores energía	265,02
SOC	8,76
Nivel de H2 estanque	2,65
Suma errores almacenamiento	11,40

Capítulo 5

Simulación de los casos de validación

5.1. Ajuste de modelo para obtención de eficiencias y gradientes

Mediante el algoritmo, del caso estándar, presentado en el Anexo B se logra iterar 10000 veces el problema de optimización con valores aleatorios para las eficiencias del electrolizador y la celda de combustible, y de los gradientes del BESS y sistema P2P. De este modo, se guardan los menores valores de los errores absoluto medio en potencia, energía y almacenamiento según los parámetros adecuados de la optimización.

5.2. Modelo caso sin H_2

Luego de iterar de acuerdo a lo descrito en la figura 3.1, se logra obtener los parámetros, mostrado en la tabla 5.1, que dan los menores valores de suma de error absoluto medio en potencia, energía y almacenamiento de nivel de carga.

Tabla 5.1: Parámetros optimizados caso sin H_2 .

GRD^{BESS}	32,93
--------------	-------

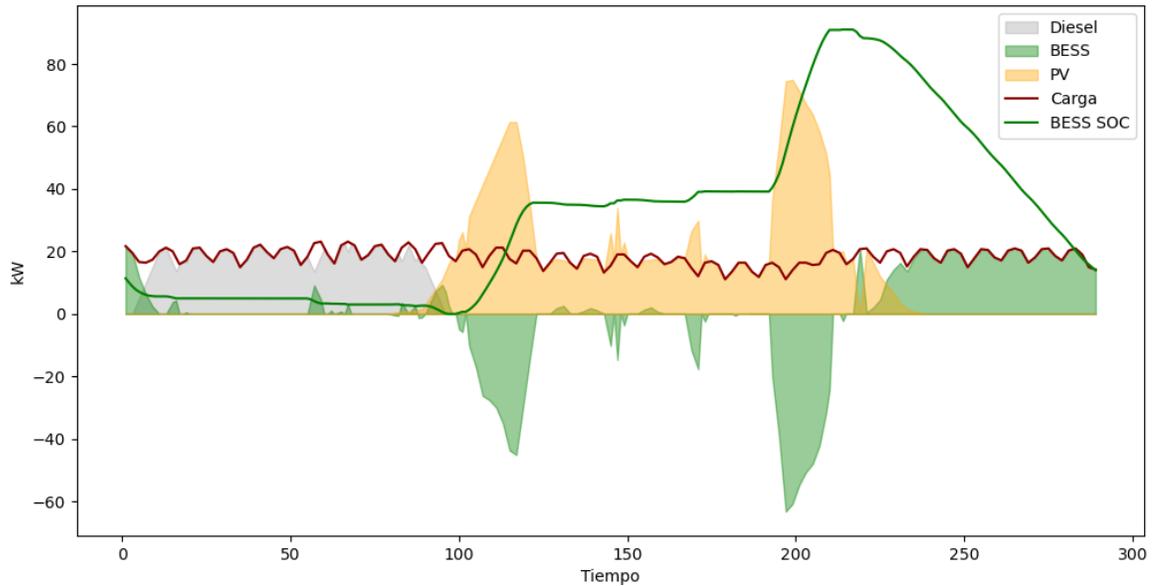


Figura 5.1: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS y con variables optimizadas, modelo sin H_2 .

5.2.1. Comparación de modelos

A continuación, se presentan los gráficos de cada variable de estado comparados con el resultado original de la Planta híbrida solar PV-H2 de Campamento Cerro Pabellón.

5.2.1.1. Potencia BESS

En la figura 5.2 se presentan las curvas del caso BESS calculado y original. Cabe mencionar que la diferencia inyectada en potencia y energía es de 0,86 [kW] y 4,83 [kWh] respectivamente, mientras que para el caso de consumo de potencia y energía es de 0,79 [kW] y 7,71 [kWh].

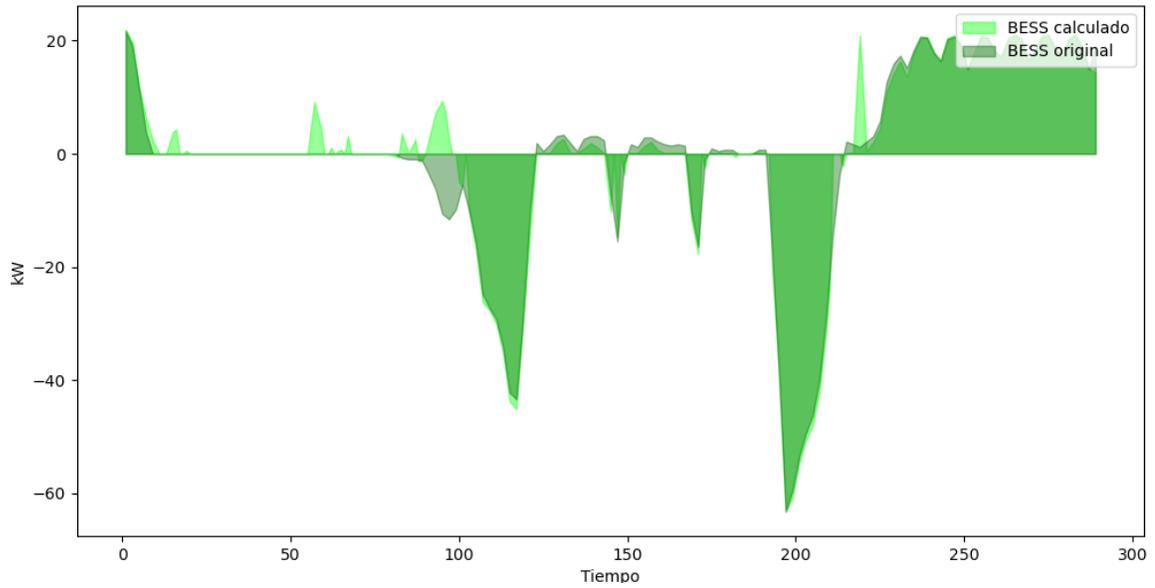


Figura 5.2: Comparación de la generación BESS entre caso sin H_2 calculado y original con variables optimizadas.

5.2.1.2. Potencia generadores

La diferencia entre el caso original de la microrred y el calculado a partir del EMS creado se presenta en la figura 5.3, con unos errores absoluto medio en potencia de 0,79 [kW] y energía de 18,95 [kWh].

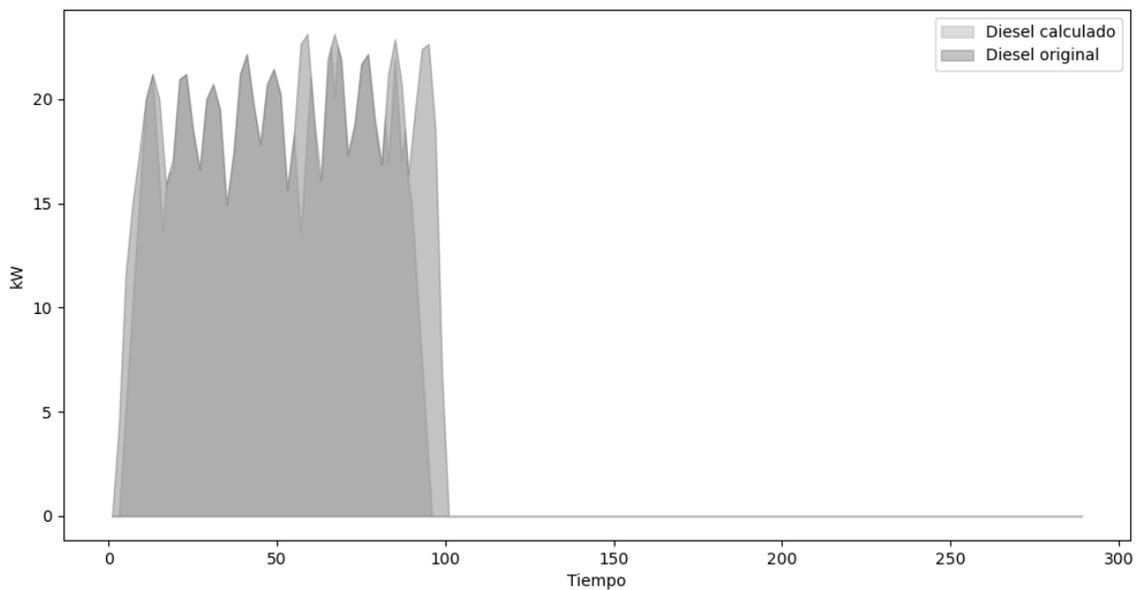


Figura 5.3: Comparación de la generación Diesel entre caso calculado y original, caso sin H_2 con variables optimizadas.

5.2.1.3. SOC

Al igual que en los casos anteriores, se muestra en la figura 5.4 las diferencias entre los dos casos propuestos, con un error absoluto medio de 3,66 % del nivel de carga en las baterías.

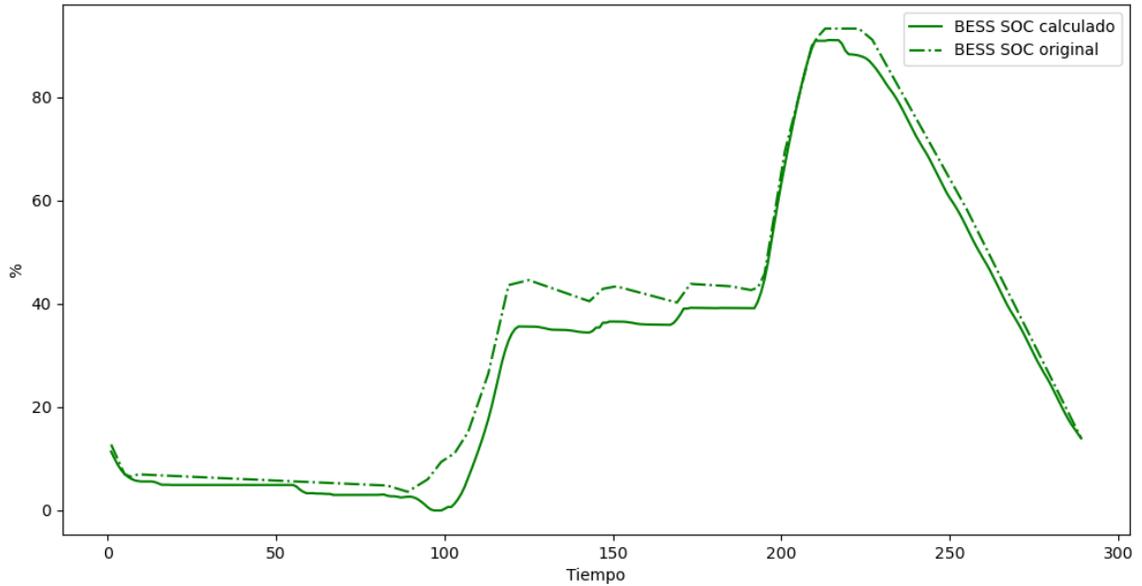


Figura 5.4: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso sin H_2 con variables optimizadas.

Se resume lo anteriormente escrito sobre los errores absoluto medio en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Error absoluto medio caso sin H_2 de validación.

Potencia BESS inyectada	0.86
Potencia BESS consumida	0.79
Potencia inyectada generador	0.79
Suma de errores potencia	2.44
Energía inyectada BESS	4.83
Energía consumida BESS	7.71
Energía generador	18.95
Suma de errores energía	31.48
SOC	3.66
Suma errores almacenamiento	3.66

5.3. Modelo caso estándar

Al igual que en la sección anterior, se calculan reiteradas veces el EMS propuesto con distintos valores para los parámetros η^e , η^{fc} , GRD^{BESS} , GRD^e y GRD^{fc} , los cuáles quedan descritos en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Parámetros optimizados caso estándar.

η^e	0,40
η^{fc}	0,69
GRD^{BESS}	86,59
GRD^e	81,43
GRD^{fc}	25,92

A continuación, en la figura 5.5, se presentan las curvas del modelo completo del caso estándar.

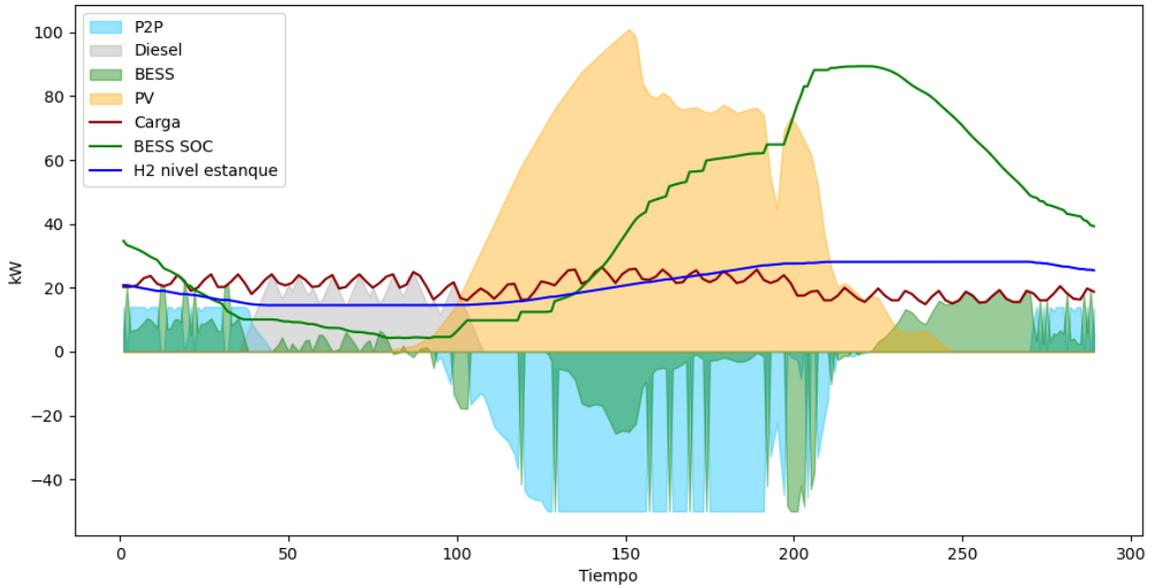


Figura 5.5: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo estándar.

5.3.1. Comparación de modelos

A continuación se presentan los gráficos de cada variable de estado comparados con el resultado original de la Planta híbrida solar PV – H2 de Campamento Cerro Pabellón.

5.3.1.1. Potencia P2P

Según la Figura 5.6, se observa que al inicio del día, el sistema P2P calculado emite potencia a la planta híbrida, con un error absoluto medio de 0,91 [kW]. Mientras que, al mediodía, se presenta un consumo con un error de 2,89 [kW]. Cabe mencionar que el error energético emitido y consumido es de 8,04 [kWh] y 19,58 [kWh].

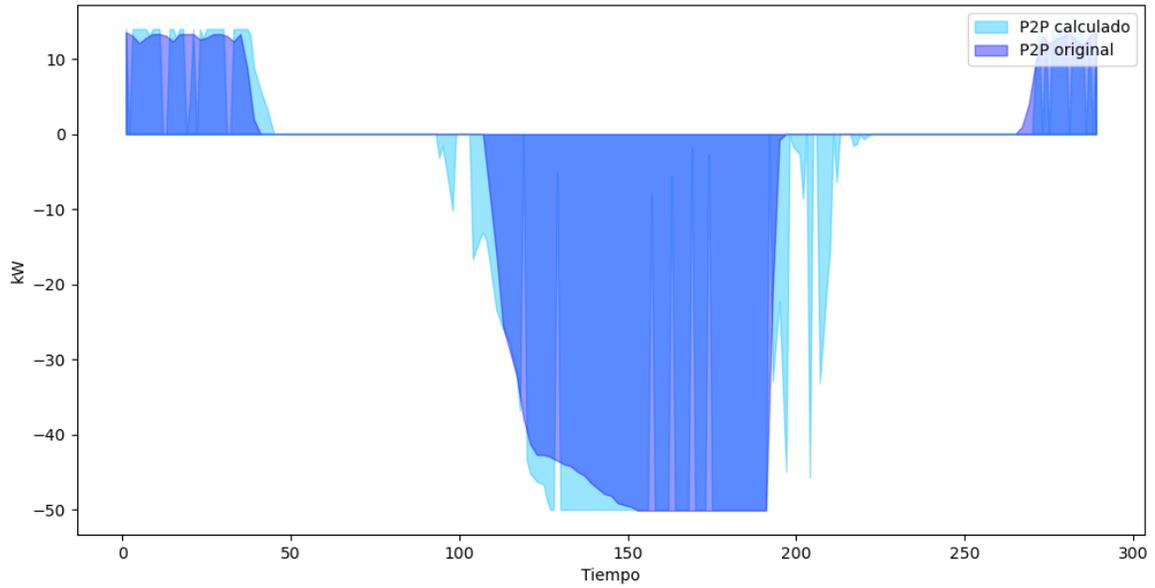


Figura 5.6: Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.

5.3.1.2. Potencia BESS

De igual manera, en la Figura 5.7 se presentan las diferencias entre la potencia BESS calculada y la BESS original en un mismo gráfico. Cabe destacar que, tanto de día como de noche, ambos modelos inyectan potencia al sistema con un error de 1,46 [kW], mientras que, durante el día, ambos consumen potencia con un error de 2,97 [kW]. El error de energía por inyectar y emitir es de 8,92 [kWh] y 11,27 [kWh].

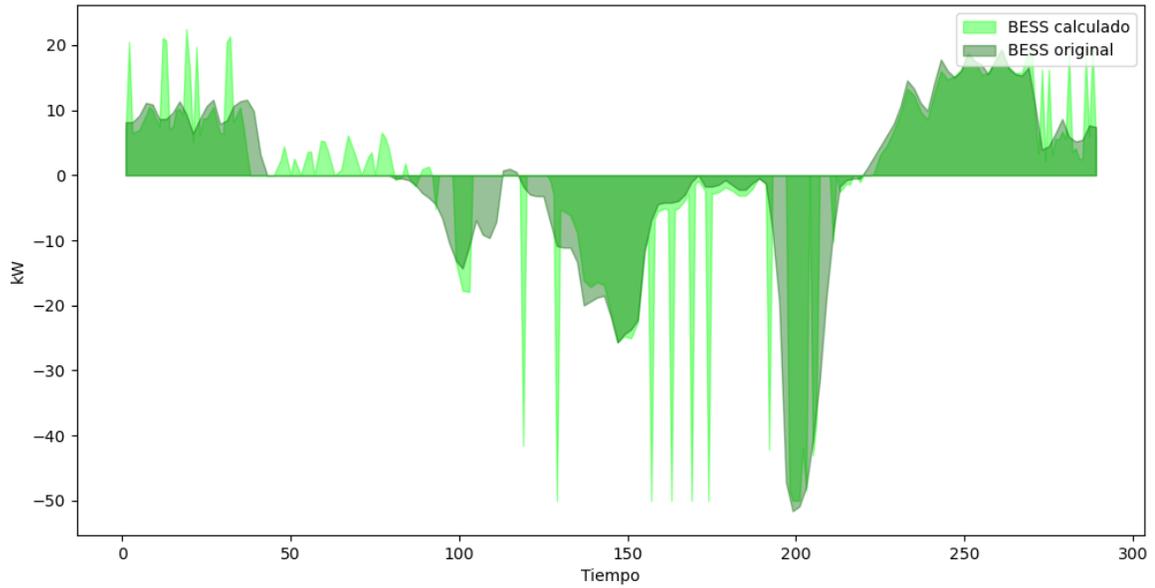


Figura 5.7: Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.

5.3.1.3. Potencia generadores

En la Figura 5.8 se muestran las diferencias entre la generación diésel en el caso calculado y el original. Ambos se activan al comienzo del día, con un error de 0,62 [kW]. Mientras que el error absoluto medio por energía es de 10,07 [kWh].

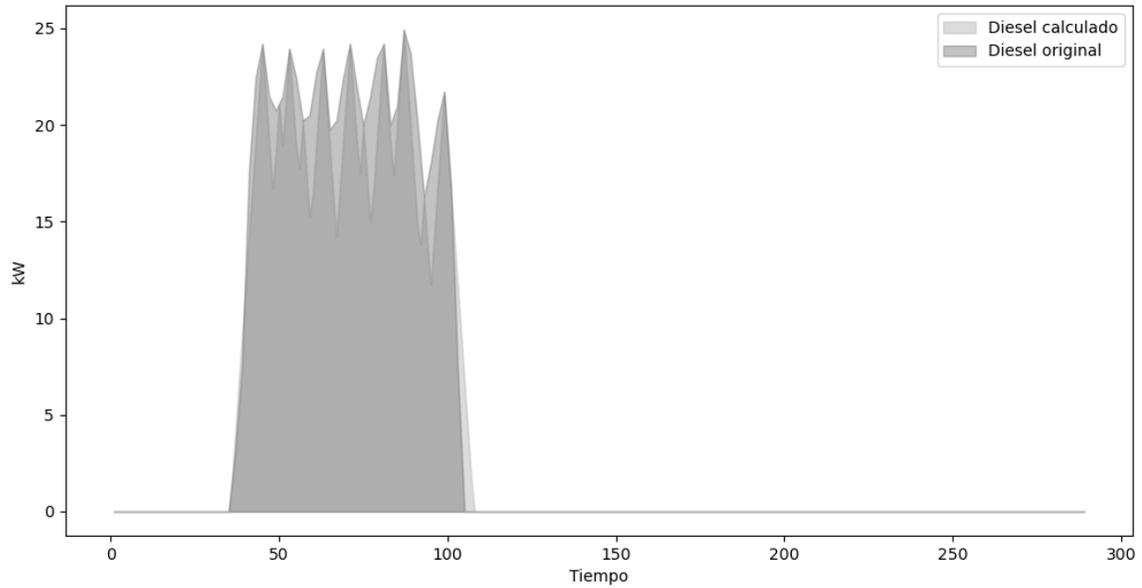


Figura 5.8: Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.

5.3.1.4. Nivel estanque H_2

En términos del nivel de estanque de hidrógeno, para el caso calculado y el original, se presenta un error del 1,47 % en la Figura 5.9.

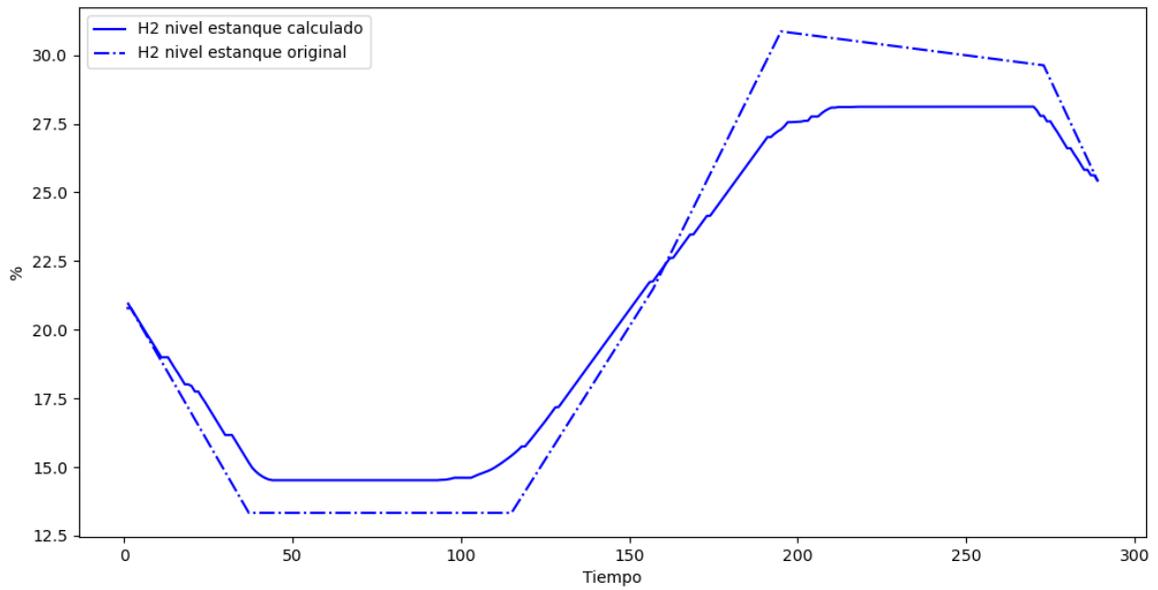


Figura 5.9: Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.

5.3.1.5. SOC

Finalmente, la diferencia de errores entre el SOC original y el calculado es del 2,64 %, como se muestra en la Figura 5.10.

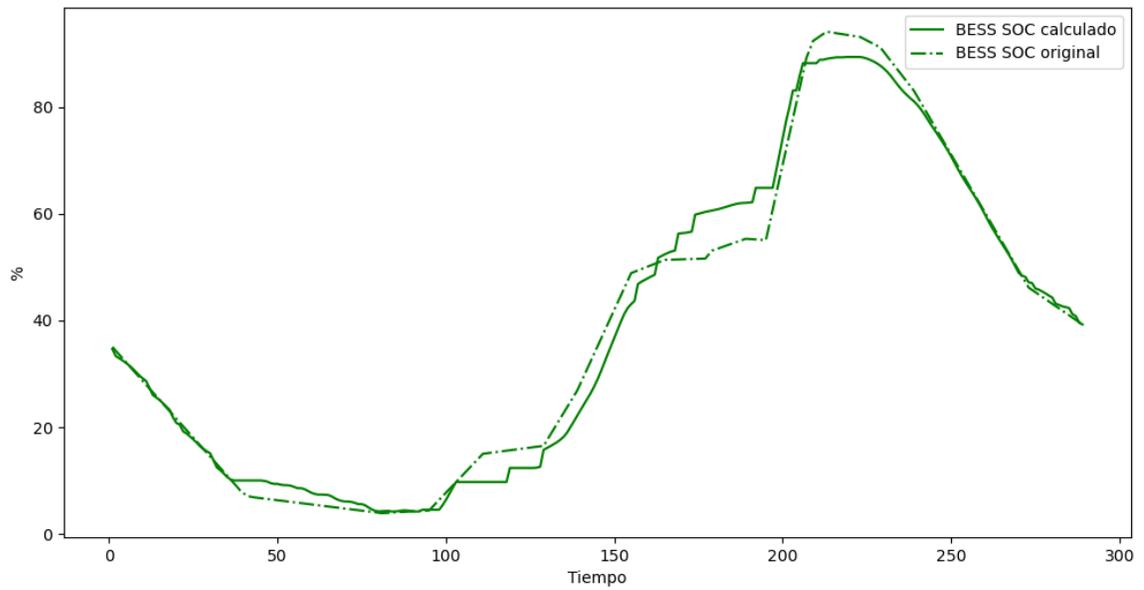


Figura 5.10: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.

A modo de resumen, se presentan los errores absoluto medio en la Tabla 5.4

Tabla 5.4: Error absoluto medio caso estándar de validación.

Potencia P2P inyectada	0,91
Potencia P2P consumida	2,89
Potencia BESS inyectada	1,46
Potencia BESS consumida	2,97
Potencia inyectada generador	0,62
Suma de errores potencia	8,85
Energía inyectada P2P	8,04
Energía consumida P2P	19,58
Energía inyectada BESS	8,92
Energía consumida BESS	11,27
Energía generador	10,07
Suma de errores energía	57,88
SOC	2,64
Nivel de H ₂ estanque	1,47
Suma errores almacenamiento	4,10

5.4. Modelo caso óptimo

Siguiendo el algoritmo presentado en el Anexo B, se simulan 10000 casos con distintos valores de η^e , η^{fc} , GRD^{BESS} , GRD^e y GRD^{fc} obteniendo así el mínimo error absoluto medio en potencia, energía y almacenamiento. En la tabla 5.5 se muestran los valores de dichos parámetros optimizados.

Tabla 5.5: Parámetros optimizados caso óptimo.

η^e	0,35
η^{fc}	0,55
GRD^{BESS}	12,48
GRD^e	86,45
GRD^{fc}	85,27

En la siguiente figura 5.11 se presenta en un mismo gráfico las curvas fotovoltaica, BESS, SOC, P2P, nivel de H₂ y consumo calculado mediante el EMS.

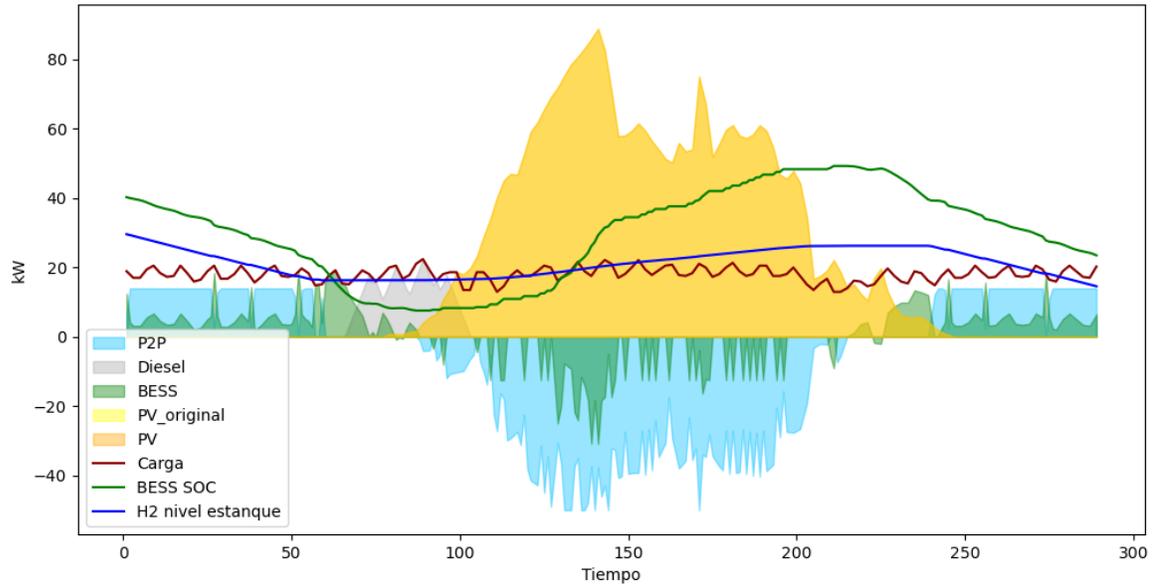


Figura 5.11: Perfiles Planta híbrida de Cerro Pabellón creados a partir del modelo propuesto de EMS modelo óptimo.

5.4.1. Comparación de modelos

A continuación se presentan los gráficos de cada variable de estado comparados con el resultado original de la Planta híbrida solar PV – H2 de Campamento Cerro Pabellón.

5.4.1.1. Potencia P2P

Según la Figura 5.12, se observa que al inicio del día, el sistema P2P calculado emite potencia a la planta híbrida, con un error absoluto medio de 1,27 [kW]. Mientras que, al mediodía, se presenta un consumo con un error de 2,62 [kW]. Del mismo modo, los errores de consumo e inyección de energía son de 17,53 [kWh] y 22,28 [kWh].

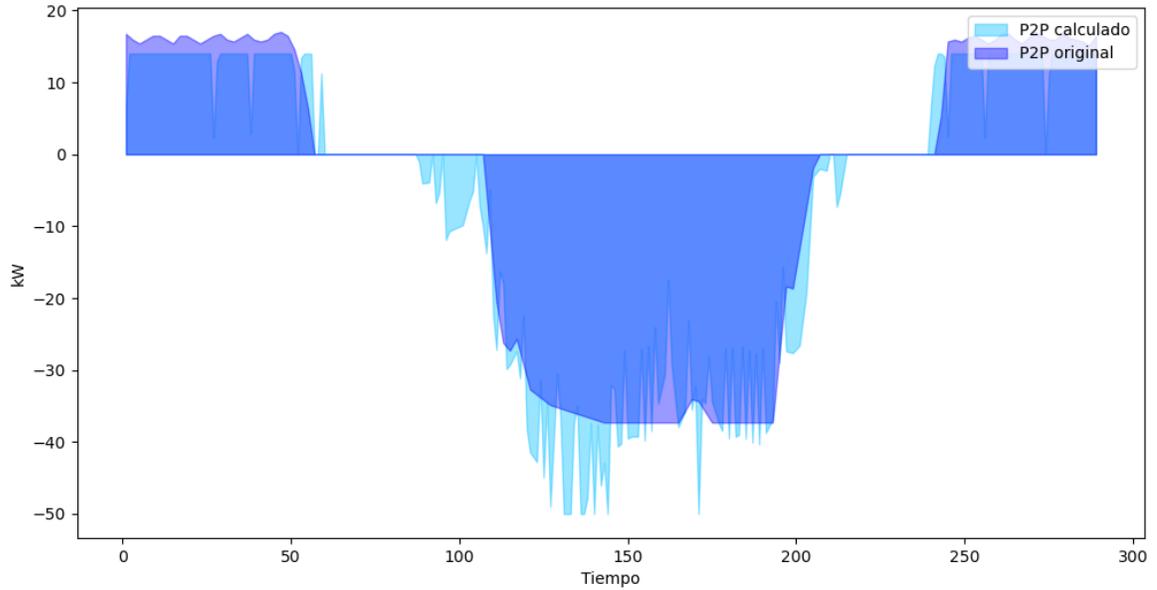


Figura 5.12: Comparación de la generación P2P entre caso calculado y original.

5.4.1.2. Potencia BESS

De igual manera, en la Figura 5.13 se presentan las diferencias entre la potencia BESS calculada y la BESS original en un mismo gráfico. Cabe destacar que, tanto de día como de noche, ambos modelos inyectan potencia al sistema con un error de 1,58 [kW], mientras que, durante el día, se consume potencia con un error de 2,49 [kW]. De igual manera, los errores absoluto medio energéticos de consumo e inyección son de 8,12 [kWh] y 22,67 [kWh].

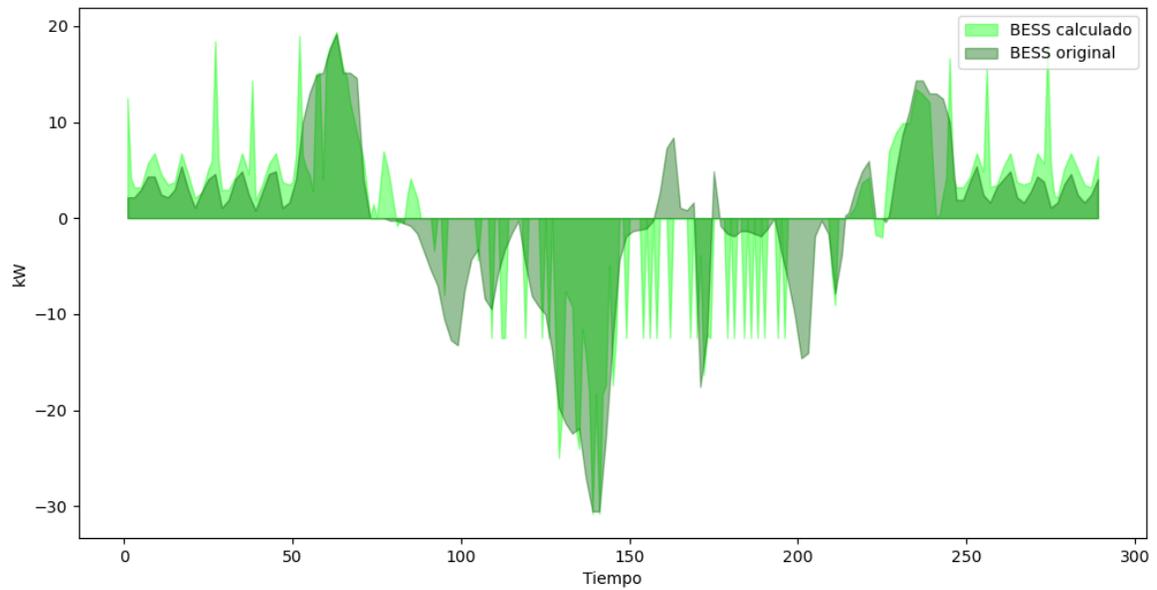


Figura 5.13: Comparación de la generación BESS entre caso calculado y original.

5.4.1.3. Potencia generadores

En la Figura 5.14 se muestran las diferencias entre la generación diésel en el caso calculado y el original. El error absoluto medio es de 0,28 [kW]. El error por inyección de energía es de 5,12 [kWh].

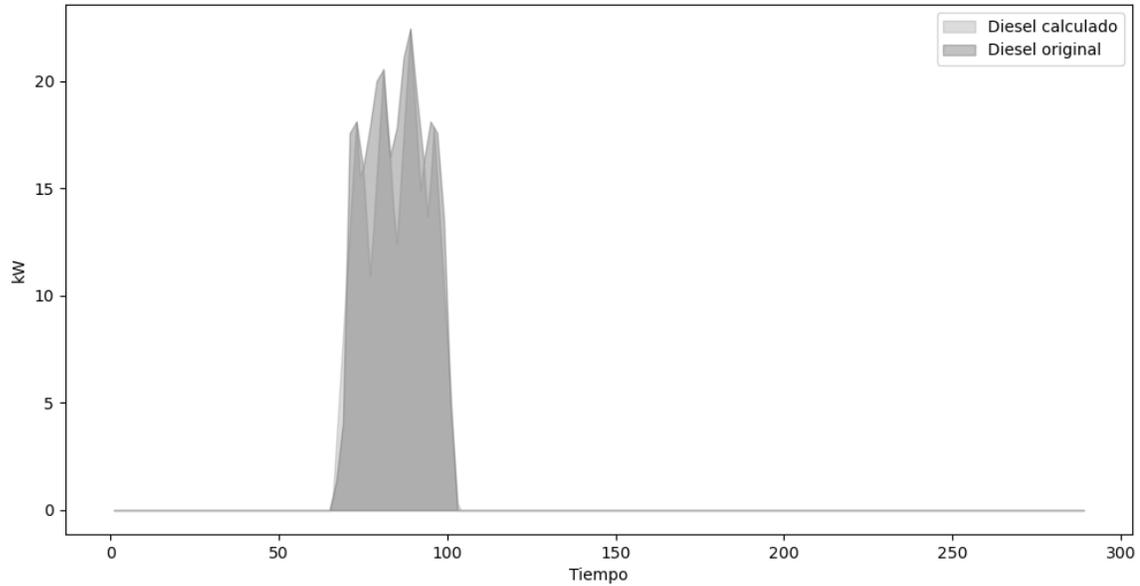


Figura 5.14: Comparación de la generación generación Diesel entre caso calculado y original, caso estándar.

5.4.1.4. Nivel estanque H_2

En términos del nivel del estanque de hidrógeno, el caso calculado y el original presentan un error del 1,36 % en la Figura 4.16.

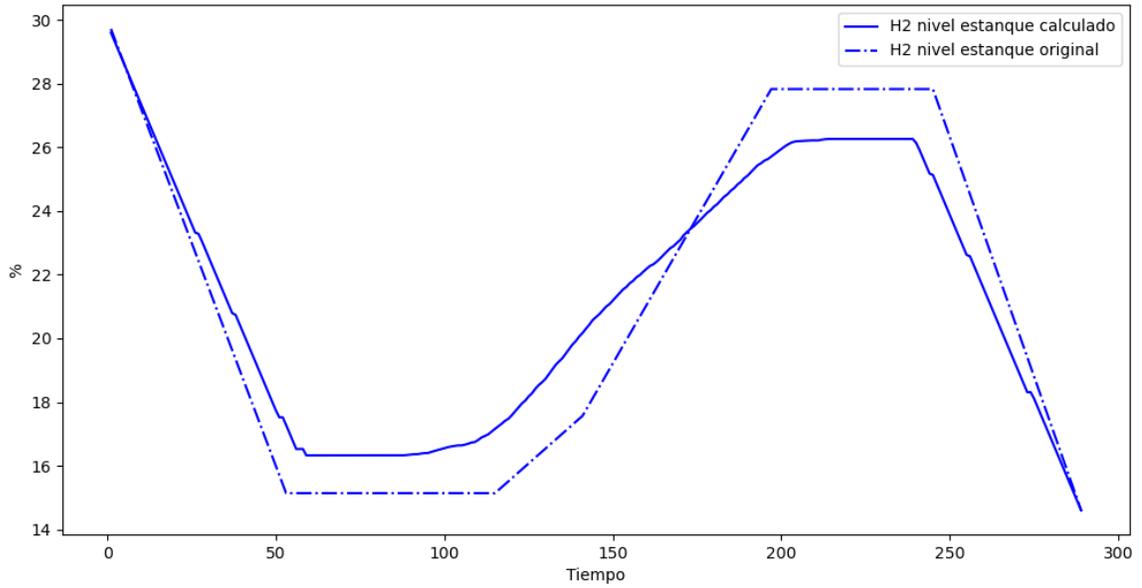


Figura 5.15: Comparación del estado de carga del nivel de estanque de H_2 entre caso calculado y original, caso estándar.

5.4.1.5. SOC

Finalmente, la diferencia de errores entre el SOC original y el calculado es del 3,88 %, como se muestra en la Figura 5.16.

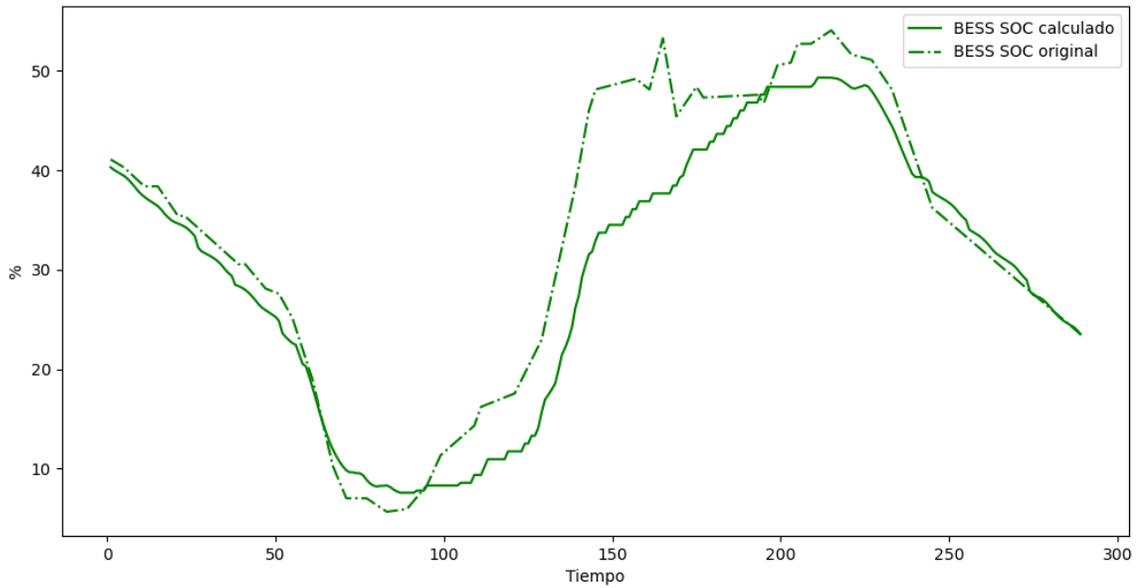


Figura 5.16: Comparación del estado de SOC entre caso calculado y original, caso estándar.

A modo de resumen, se presentan los errores absoluto medio en la Tabla 5.6.

Tabla 5.6: Error absoluto medio caso óptimo de validación.

Potencia P2P inyectada	1,27
Potencia P2P consumida	2,62
Potencia BESS inyectada	1,58
Potencia BESS consumida	2,49
Potencia inyectada generador	0,28
Suma de errores potencia	8,24
Energía inyectada P2P	17,53
Energía consumida P2P	22,28
Energía inyectada BESS	8,12
Energía consumida BESS	22,67
Energía generador	5,12
Suma de errores energía	75,72
SOC	3,88
Nivel de H2 estanque	1,36
Suma errores almacenamiento	5,24

5.5. Síntesis de casos de estudio

En la tabla 5.7 se presentan las diferencias de los valores de la suma de errores entre los casos de parámetros iniciales calculados y parámetros optimizados según lo indicado en la Sección 3.4 para el caso sin H_2 . Cabe destacar que tanto para el caso de potencia como para el caso energético el error disminuyó en $-0,37[\text{kW}]$, mientras que para el caso de los niveles de carga la diferencia es de $0,07 [\text{kW}]$, lo cual es bastante pequeño. En definitiva, la búsqueda del menor error es consecuente.

Tabla 5.7: Diferencia de errores caso sin H_2 .

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Suma de errores potencia [kW]	2,81	2,44	-0,37
Suma de errores energía [kWh]	31,86	31,48	-0,37
Suma errores almacenamiento %	3,59	3,66	0,07

Una forma de dimensionar la efectividad de los modelos es el presentado en la siguiente tabla, en el cual se calcula la razón entre el error absoluto medio y la energía total consumida o inyectada según el caso. En este se puede notar que en todos los casos el porcentaje de error es del menos de $0,1\%$ tanto para el caso de parámetros iniciales como los optimizados. Por lo tanto, se puede deducir que es bastante bajo, lo que permite concluir que los modelos cumplen con su objetivo.

Tabla 5.8: Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso sin H_2 .

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Energía inyectada BESS [%]	0,0561	0,02762	-0,0285
Energía consumida BESS [%]	0,0124	0,04351	0,0311
Energía generador [%]	0,0995	0,09736	-0,0022
Suma de errores energía [%]	0,1680	0,1685	0,0005

En 5.17 se presenta en una misma figura los perfiles del caso real, con parámetros iniciales y con parámetros optimizados. Del cual se puede concluir visualmente que los casos modelados se ajustan al caso real.

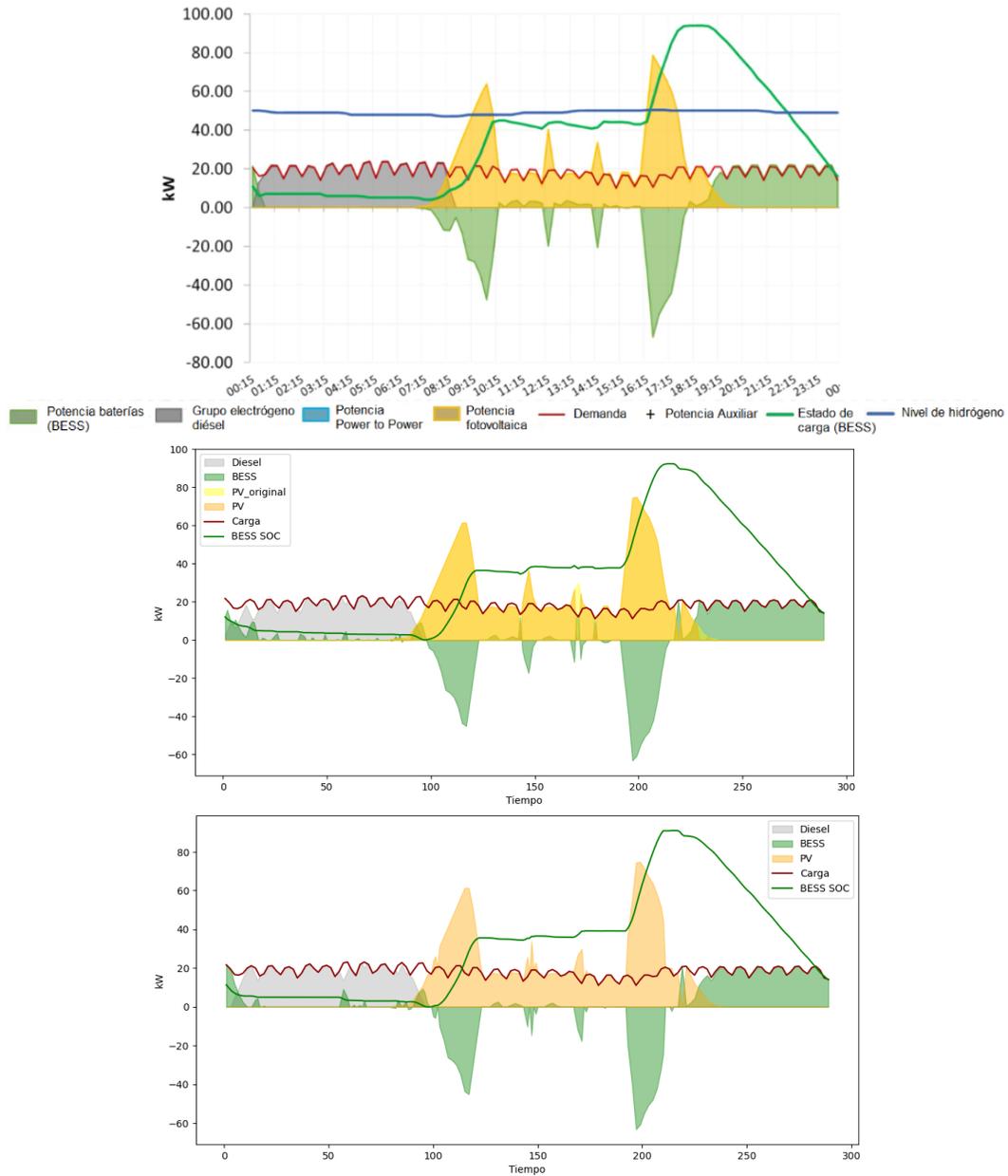


Figura 5.17: Comparación de caso sin H_2 (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.

De igual manera, para el caso estándar se presenta la tabla 5.9 los errores absoluto medio para el caso de potencia, energía y almacenamiento. De este se desprende que el caso de parámetros optimizados disminuyó el error en todos los casos, pudiendo concluirse que el modelo iterativo es efectivo en obtener valores cercanos a los datos originales.

Tabla 5.9: Diferencia de errores caso estándar.

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Suma de errores potencia [kW]	15,18	8,85	-6,34
Suma de errores energía [kWh]	98,72	57,88	-40,84
Suma errores almacenamiento %	5,68	4,10	-1,58

De la tabla 5.10 se puede concluir que nuevamente el modelo iterativo permite obtener menores valores de error absoluto medio. Además, para el caso de parámetros optimizados el porcentaje de error en ningún caso supera el 10 %, permitiendo deducir que el modelo es efectivo.

Tabla 5.10: Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso estándar.

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Energía inyectada P2P [%]	0,1095	0,1047	-0,0048
Energía consumida P2P [%]	24,8783	5,8190	-19,0593
Energía inyectada BESS [%]	0,0994	0,0578	-0,0416
Energía consumida BESS [%]	3,1421	9,9978	6,8557
Energía generador [%]	0,0459	0,0677	0,0218
Suma de errores energía [%]	28,2752	16,0469	-12,2283

De igual modo, en 5.18 se presenta en una misma figura los perfiles original, con parámetros iniciales y parámetros optimizados. De este se desprende que el caso de parámetros iniciales presenta vertimiento, lo cual, aleja del caso original. Mientras que para el caso de parámetros optimizados no hay vertimientos y las curvas, por inspección visual, son más parecidas al caso real.

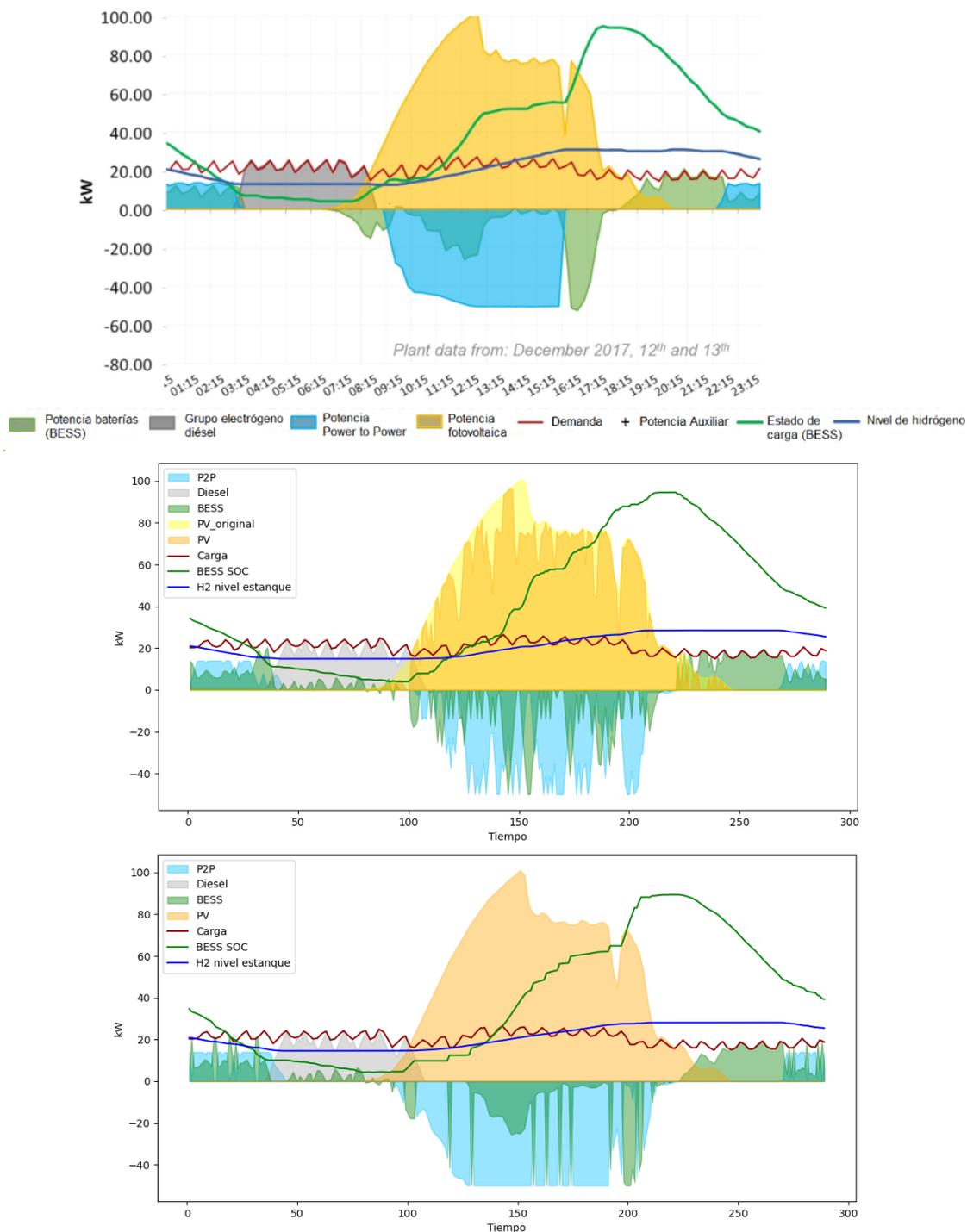


Figura 5.18: Comparación de caso estándar (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.

Por último, se presenta en la tabla 5.11 la diferencia de errores absoluto medio entre el caso de parámetros inicial y optimizado, del cual se desprende que nuevamente el modelo iterativo permite disminuir el error.

Tabla 5.11: Diferencia de errores caso óptimo.

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Suma de errores potencia [kW]	15,16	8,24	-6,92
Suma de errores energía [kWh]	265,02	75,72	-189,30
Suma errores almacenamiento %	11,4	5,24	-6,16

Finalmente, en la tabla 5.12 se muestra el porcentaje de error entre el error absoluto medio y la energía total inyectada o consumida según el caso. De este, se puede concluir que nuevamente el caso del modelo iterativo permite obtener mejores resultados, disminuyendo en sumatoria un 86 % de error en comparación al modelo de parámetros iniciales. Cabe destacar que en todos los casos, menos para la energía consumida por el sistema BESS que presenta un error del 40.7 %, el porcentaje de error es menor al 10 %.

Tabla 5.12: Porcentaje de error absoluto medio y energía total caso óptimo.

	Caso parámetros iniciales	Caso parámetros optimizados	Diferencia
Energía inyectada P2P [%]	0,4789	0,1045	-0,3744
Energía consumida P2P [%]	116,6932	7,8262	-108,8670
Energía inyectada BESS [%]	0,2788	0,0715	-0,2073
Energía consumida BESS [%]	17,5318	40,7353	23,2035
Energía generador [%]	0,0809	0,0847	0,0038
Suma de errores energía [%]	135,0636	48,8223	-86,2413

Al igual que en los casos anterior, en 5.19 se muestra en una misma figura los perfiles original, con parámetros iniciales y parámetros optimizados. Nuevamente en el caso de parámetros iniciales presenta vertimiento, de modo que se aleja de la versión original. Mientras que para el caso de parámetros optimizados no se presenta vertimiento, permitiendo concluir que el modelo es mejor que el anterior.

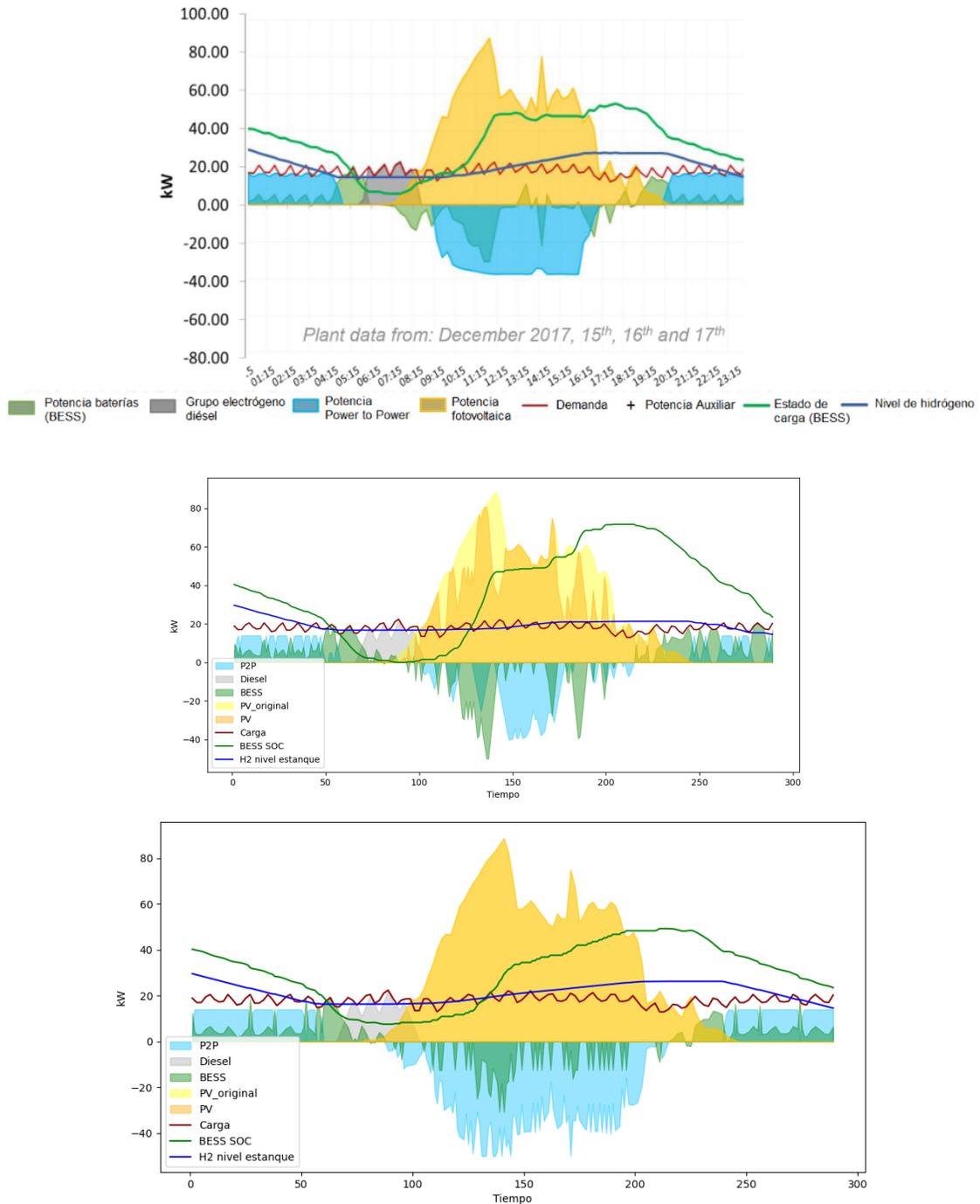


Figura 5.19: Comparación de caso óptimo (a) Caso Original (b) Caso parámetros iniciales (c) Caso parámetros optimizados.

En la siguiente tabla se resumen las estadísticas de los parámetros optimizados. Cabe

mencionar que las menores diferencias en desviación estándar son las eficiencias, mientras que los gradientes sus valores son disimiles.

Tabla 5.13: Resumen de los parámetros.

	Caso parámetros iniciales			Caso parámetros optimizados		
	Caso sin H_2	Caso estándar	Caso óptimo	Caso sin H_2	Caso estándar	Caso óptimo
η^e	-	53,6	38,1	-	0,4	0,3
η^{fc}	-	68,4	47,5	-	0,7	0,5
GRD^{BESS}	12,2	13,8	90,5	32,9	86,6	12,5
GRD^e	-	14,7	5,1	-	81,4	86,4
GRD^{fc}	-	3,5	5,1	-	25,9	85,3

Con estos valores, cabe mencionar que los resultados de los casos sin H_2 , estándar y óptimo, pueden mejorar si las potencias máximas y capacidades de los sistemas P2P y BESS son más grandes. Lo anterior permitiría evitar el uso de generación diésel, aportando a disminuir los costos de operación.

Capítulo 6

Conclusiones y estudios futuros

6.1. Conclusiones generales

En el trabajo presentado se alcanza el objetivo general de modelar y reproducir la operación de la primera planta de hidrógeno verde desarrollada en el país (Planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón). Para esto se desarrolla un modelo de optimización para la gestión de la energía presentado en detalle en la Sección 3.3. En concreto se dispone de un modelo de simulación de soluciones energéticas descentralizadas que incorporen la producción, almacenamiento y uso de hidrógeno verde. Asimismo, a partir de información de la operación real entregada por la empresa, con los resultados del modelo se logra reproducir de manera adecuada la operación de la microrred. Se evalúan distintos casos y se estudian las funciones de error resultantes.

En las Secciones 2.5.2 y 2.5.4 se sintetiza el estado del arte en relación al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en el contexto de soluciones energéticas descentralizadas. Para ello se revisa, junto con información general de la materia, experiencias concretas de aplicaciones descentralizadas y aspectos técnicos específicos. Lo anterior incluye topologías, modelos de equipamiento, modelos de operación y herramientas de optimización.

En las Secciones 5.2, 5.3 y 5.4 se presentan en detalle los resultados de operación real de la planta comparados con versiones ajustadas en sus parámetros de los resultados de modelo de simulación.

Específicamente, en cuanto a la comparación de resultados calculados con los datos reales, estos no son idénticos, presentando errores absoluto medio tanto en potencia como en energía. Esto puede deberse a dos motivos: a la falta de una base de datos precisa al desconocimiento de los horizontes de evaluación y estimación de recurso solar y consumo del EMS de la empresa, y a posibles soluciones degeneradas propias del modelo de optimización resultante. Sin embargo, los valores arrojados presentan errores aceptables teniendo la mayoría de las ocasiones comportamiento similares a los valores originales. El programa cumple con su función de simular el comportamiento original.

6.2. Aspectos específicos

El uso de hidrógeno verde ha tomado relevancia en dos aspectos, el descarbonizar la matriz energética que anualmente emite millones de toneladas de CO_2 equivalente al año ayudando a disminuir el cambio climático. Por otra parte, el uso de sistemas P2P aporta solucionar la pérdida de energía debido al vertimiento que se produce debido al exceso de generación eléctrica de las fuentes de energías renovables. Es por esto, que distintos grupos, tanto públicos como privados han optado por desarrollar esta tecnología, apostando a la disminución de sus costos asociados para así convertirla en una alternativa económicamente viable.

El hidrógeno verde es aquel que se obtiene a partir de la electrólisis del agua, cuya principal y única fuente de energía son las fuentes de energía renovables. Éste puede ser utilizado para la industria química como también ser transformada nuevamente en energía eléctrica mediante celdas de combustible. Conocido es el caso de la generación fotovoltaica en el norte de Chile que produce más energía que el consumo requiere, mientras que de noche esta fuente no se encuentra operativa. Los sistemas P2P permiten acumular energía, mediante la obtención de hidrógeno a partir del agua, para posteriormente energizar el sistema en las horas en que no se encuentre disponible la radiación solar.

Sin embargo, aún se presentan obstáculos tecnológicos. Las eficiencias tanto de los electrolizadores como de las celdas de combustibles siguen siendo bajos para los estándares energéticos. No obstante, con el incipiente interés de países que aportan al desarrollo industrial se espera que los costos y desarrollo tecnológico mejoren con el pasar del tiempo.

Actualmente en Chile se incentiva el uso de hidrógeno verde, proyectando hacia el futuro tener el costo nivelado más bajo del planeta. Para esto se han planteado tres etapas de desarrollo. La primera la activación de la industria nacional mediante el reemplazo de amoníaco importado por producción local y el reemplazo del hidrógeno gris, la segunda etapa una vez desarrollado la industria nacional y habiendo adquirido la suficiente experiencia se buscará exportar H₂V y en la tercera etapa se buscará la explotación de economías de escala para avanzar como proveedor de energéticos.

Dentro de este contexto, se encuentra como precedente el caso de la Planta híbrida solar PV – H₂ de Campamento Cerro Pabellón, la primera planta de hidrógeno verde desarrollada en el país. Ubicada en la Región de Antofagasta, comuna de Ollagüe. En el campamento ubicado en esas dependencias se instaló una microrred la cuál se alimenta de una planta fotovoltaica y generadores diésel, contando además con un sistema BESS y uno P2P. Esto ha permitido estudiar el desarrollo de su comportamiento, cuantificando el aporte del sistema P2P y BESS en los costos de operación, disminuyendo en promedio a un 13,3 % del costo original sin P2P.

Con estos resultado se valida el uso del sistema P2P y BESS para proporcionar energía y también para disminuir los costos de operación de suministrar energía al Campamento de cerro Pabellón.

6.3. Estudios futuros

El estudio de los electrolizadores y celdas de combustible presenta nuevos desafíos que requieren de análisis adicionales. En relación a este trabajo de título se puede añadir el cambio de valor de las eficiencias que dependen de la temperatura, tal como indica la Ecuación 2.25, pudiendo mejorar sustancialmente los resultados, acercándose a los valores reales de la microrred en estudio.

Cabe destacar también que se puede sofisticar el modelo EMS añadiendo nuevos parámetros y variables asociados al estanque de hidrógeno, pues este depende también de su volumen, presión y temperatura.

También se puede ahondar en los modelos EMS y EMT que controlan el sistema. En las secciones 2.5.3 y 2.5.4 se hace referencia a los distintos esquemas EMS y herramientas de análisis que se pueden utilizar respectivamente. Esto abre una variedad de posibilidades para modelar un sistema con P2P.

Por último, la estimación de parámetros puede sofisticarse en una metodología que permita estimarlos con mayor precisión disminuyendo los errores asociados al almacenamiento BESS.

Bibliografía

- [1] Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P. W., Trisos, C., Romero, J., Aldunce, P., Barrett, K., Blanco, G., *et al.*, “Ipcc, 2023: Climate change 2023: Synthesis report. contribution of working groups i, ii and iii to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change,” First. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>, 2023.
- [2] ‘Paris Agreement’, 2015.
- [3] Ministerio de Energía (2021, 07, 08). Ministerio de Energía anuncia histórico cierre adelantado de centrales a carbón (Primera Edición) [Online]. Available:<https://energia.gob.cl/noticias/los-lagos/ministerio-de-energia-anuncia-historico-cierre-adelantado-de-centrales-carbon>.
- [4] Ministerio de Energía, G. d. C., “Transición energética de Chile política energética nacional,” 2022.
- [5] Estrategia Nacional de hidrógeno verde: Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones.
- [6] Ursua, A., Gandia, L. M., y Sanchis, P., “Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends,” Proceedings of the IEEE, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, 2012, [doi:10.1109/JPROC.2011.2156750](https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750).
- [7] Körner, A., Tam, C., Bennett, S., y Gagné, J., “Technology roadmap-hydrogen and fuel cells,” International Energy Agency (IEA): Paris, France, 2015.
- [8] Vásquez, R., Salinas, F., *et al.*, “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,” Santiago, Chile: Ministerio de Energía y GiZ, 2019.
- [9] Council, H., “Hydrogen scaling up: a sustainable pathway for the global energy transition,” 2017.
- [10] M. de Energía, ‘Informe Preliminar Planificación Energética de Largo Plazo’, Ministerio de Energía, 2021.
- [11] Walker, S. B., van Lanen, D., Fowler, M., y Mukherjee, U., “Economic analysis with respect to power-to-gas energy storage with consideration of various market mechanisms,” International Journal of Hydrogen Energy, vol. 41, no. 19, pp. 7754–7765, 2016, [doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.214](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.214). Special Issue on Progress in Hydrogen Production and Applications (ICH2P-2015), 3-6 May 2015, Oshawa, Ontario, Canada.
- [12] Gahleitner, G., “Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications,” International Journal of Hydrogen Energy, vol. 38, no. 5, pp. 2039–2061, 2013, [doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene)

.2012.12.010.

- [13] Power, E. G., “Planta híbrida solar pv h2 campamento cerro pabellón chile,” 2020.
- [14] de Chile, G., “Generación histórica,” [https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=A%20diciembre%20de%202022%20cuenta,9%2C8%25%20petr%C3%B3leo\).](https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile#:~:text=A%20diciembre%20de%202022%20cuenta,9%2C8%25%20petr%C3%B3leo).),
- [15] “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: Principales lineamientos.” Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, 16-Nov-2020.
- [16] <https://renewablesnow.com/news/aes-gener-plans-large-green-hydrogen-based-ammonia-plant-in-chile-733810/>.
- [17] <https://www.powerengineeringint.com/hydrogen/first-green-hydrogen-projects-emerge-in-chile/>.
- [18] <https://atacamahydrogenhub.com/#process>.
- [19] https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf.
- [20] <https://mainstreamrp.cl/aker-clean-hydrogen-y-mainstream-renewable-power-colaboran-en-el-desarrollo-de-la-produccion-de-hidrogeno-verde-y-amoniaco-de-bajo-costoen-chile/>.
- [21] https://www.df.cl/empresas/energia/fiebre-por-el-hidrogeno-verde-empresas-comienzan-a-avanzar-en-proyectos?utm_campaign=COMUNICACI%C3%93N%20INTERNAN&utm_medium=email&_hsmi=151240772&_hsenc=p2ANqtz-_Jj1TolbJ03azvio5gViwjyEHGBMR29aWXycU4c10dN4G4r9qbMbE7bMJwnb-LzJcay4X2Z6rYqt6B_VelSgpa3BMiCDmAoSDNLSEHNzdQVJBa4Es&utm_content=151240772&utm_source=hs_email.
- [22] <https://www.pv-magazine-latam.com/2022/01/21/avanza-en-chile-el-proyecto-hnh-uno-de-los-mayores-del-mundo-para-la-produccion-de-hidrogeno-y-amoniaco-verde/>.
- [23] <https://www.industriaquimica.es/noticias/20220103/enel-green-power-consigue-contrato-16-millones-dolares-proyecto-hidrogeno-verde-hif-chile#.Yi-X5XrMJPY>.
- [24] <https://h2news.cl/2022/10/26/gente-grande-el-proyecto-de-h2v-que-apuesta-por-el-desarrollo-sustentable-de-tierra-del-fuego/>.
- [25] <https://www.revistaei.cl/2023/03/22/hidrogeno-verde-hacia-el-despegue-de-la-industria/#>.
- [26] Ursua, A., Gandia, L. M., y Sanchis, P., “Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 410–426, 2012, doi:10.1109/JPROC.2011.2156750.
- [27] Chi, J. y Yu, H., “Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production,” *Chinese Journal of Catalysis*, vol. 39, no. 3, pp. 390–394, 2018, doi:https://doi.org/10.1016/S1872-2067(17)62949-8.
- [28] Miller, E. L., “Hydrogen production & delivery program-plenary presentation,” en *US DOE Annual Merit Review and Peer Evaluation Meeting*, 2017.
- [29] Gutiérrez-Martín, F., Confente, D., y Guerra, I., “Management of variable electricity loads in wind – hydrogen systems: The case of a spanish wind farm,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, no. 14, pp. 7329–7336, 2010, doi:https://doi.org/

[10.1016/j.ijhydene.2010.04.181](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.181).

- [30] Gutiérrez-Martín, F., García-De María, J., Bairei, A., y Laraqi, N., “Management strategies for surplus electricity loads using electrolytic hydrogen,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 20, pp. 8468–8475, 2009, [doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.08.018](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.08.018).
- [31] Hug, W., Bussmann, H., y Brinner, A., “Intermittent operation and operation modeling of an alkaline electrolyzer,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 18, no. 12, pp. 973–977, 1993, [doi:https://doi.org/10.1016/0360-3199\(93\)90078-O](https://doi.org/10.1016/0360-3199(93)90078-O).
- [32] Koponen, J., “Energy efficient hydrogen production by water electrolysis,” 2020.
- [33] Ulleberg, O., “Stand-alone power systems for the future: Optimal design, operation and control of solar-hydrogen energy systems,” 1998.
- [34] Øystein Ulleberg, “Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 28, no. 1, pp. 21–33, 2003, [doi:https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(02\)00033-2](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(02)00033-2).
- [35] Pan, G., Gu, W., Lu, Y., Qiu, H., Lu, S., y Yao, S., “Optimal planning for electricity-hydrogen integrated energy system considering power to hydrogen and heat and seasonal storage,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2662–2676, 2020, [doi:10.1109/TSTE.2020.2970078](https://doi.org/10.1109/TSTE.2020.2970078).
- [36] Liponi, Angelica, Baccioli, Andrea, Ferrari, Lorenzo, y Desideri, Umberto, “Techno-economic analysis of hydrogen production from pv plants,” *E3S Web Conf.*, vol. 334, p. 01001, 2022, [doi:10.1051/e3sconf/202233401001](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202233401001).
- [37] Sánchez, M., Amores, E., Rodríguez, L., y Clemente-Jul, C., “Semi-empirical model and experimental validation for the performance evaluation of a 15 kw alkaline water electrolyzer,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 45, pp. 20332–20345, 2018, [doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.029](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.029).
- [38] Abd El Monem, A., Azmy, A. M., y Mahmoud, S., “Effect of process parameters on the dynamic behavior of polymer electrolyte membrane fuel cells for electric vehicle applications,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 5, no. 1, pp. 75–84, 2014, [doi:https://doi.org/10.1016/j.asej.2013.05.001](https://doi.org/10.1016/j.asej.2013.05.001).
- [39] Correa, J., Farret, F., Canha, L., y Simoes, M., “An electrochemical-based fuel-cell model suitable for electrical engineering automation approach,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 51, no. 5, pp. 1103–1112, 2004, [doi:10.1109/TIE.2004.834972](https://doi.org/10.1109/TIE.2004.834972).
- [40] Panos, C., Kouramas, K., Georgiadis, M., y Pistikopoulos, E., “Modelling and explicit model predictive control for pem fuel cell systems,” *Chemical Engineering Science*, vol. 67, no. 1, pp. 15–25, 2012, [doi:https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.06.068](https://doi.org/10.1016/j.ces.2011.06.068). Dynamics, Control and Optimization of Energy Systems.
- [41] Hamelin, J., Agbossou, K., Laperrière, A., Laurencelle, F., y Bose, T., “Dynamic behavior of a pem fuel cell stack for stationary applications,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 26, no. 6, pp. 625–629, 2001, [doi:https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(00\)00121-X](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(00)00121-X).
- [42] Adefarati, T. y Bansal, R., “Chapter 2 - energizing renewable energy systems and distribution generation,” en *Pathways to a Smarter Power System* (Taşçıkaraoğlu, A. y Erdiñç, O., eds.), pp. 29–65, Academic Press, 2019, [doi:https://doi.org/10.1016/B978-0](https://doi.org/10.1016/B978-0)

- [43] Chicco, G., Di Somma, M., y Graditi, G., “Chapter 1 - overview of distributed energy resources in the context of local integrated energy systems,” en *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems* (Graditi, G. y Di Somma, M., eds.), pp. 1–29, Elsevier, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823899-8.00002-9>.
- [44] Pinnarelli, A., Menniti, D., Sorrentino, N., y Bayod-Rújula, A. A., “Chapter 8 - optimal management of energy storage systems integrated in nanogrids for virtual “nonsumer” community,” en *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems* (Graditi, G. y Di Somma, M., eds.), pp. 231–278, Elsevier, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823899-8.00004-2>.
- [45] Neyestani, N., “Chapter 3 - modeling of multienergy carriers dependencies in smart local networks with distributed energy resources,” en *Distributed Energy Resources in Local Integrated Energy Systems* (Graditi, G. y Di Somma, M., eds.), pp. 63–87, Elsevier, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823899-8.00012-1>.
- [46] Das, S., Pradhan, S., y De, S., “Multi criteria decision making for the most suitable combination of energy resources for a decentralized hybrid energy solution with green hydrogen as the storage option,” *Energy Conversion and Management*, vol. 285, p. 117028, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117028>.
- [47] Mendoza, P., “Apuntes de curso micro-redes y generación distribuida el7045-1 - otoño 2022,” *Material Docente Universidad de Chile*, 2023.
- [48] Power, E. G., “Planta híbrida solar pv-h2 campamento cerro pabellon, chile,” *Presentación de Enel Green Power en Mision Cavendish tour 2020. Jornada 4 macrozona norte - Oportunidades de Pilotaje y Proyectos de H2 en Chile (P2X) en Curso y Potenciales a Nivel Local* (https://clubdeinnovacion.com/repositorio-cavendish/cavendish-tour/PR_CAVTOUR_NORTE_04.zip), 2020.
- [49] en *Mision Cavendish tour*, E. G. P., “Planta híbrida solar pv-h2 campamento cerro pabellon,” *Presentación de Enel Green Power en Mision Cavendish tour 2020. Jornada 4 macrozona norte - Oportunidades de Pilotaje y Proyectos de H2 en Chile (P2X) en Curso y Potenciales a Nivel Local.*, 2020.
- [50] Arsalis, A., Georghiou, G. E., y Papanastasiou, P., “Recent research progress in hybrid photovoltaicdash;regenerative hydrogen fuel cell microgrid systems,” *Energies*, vol. 15, no. 10, 2022, doi:[10.3390/en15103512](https://doi.org/10.3390/en15103512).
- [51] Van, L. P., Chi, K. D., y Duc, T. N., “Review of hydrogen technologies based microgrid: Energy management systems, challenges and future recommendations,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 48, no. 38, pp. 14127–14148, 2023, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.345>.
- [52] Xie, Y., Ueda, Y., y Sugiyama, M., “Greedy energy management strategy and sizing method for a stand-alone microgrid with hydrogen storage,” *Journal of Energy Storage*, vol. 44, p. 103406, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103406>.
- [53] de Oliveira-Assis, L., García-Triviño, P., Soares-Ramos, E. P., Sarrias-Mena, R., García-Vázquez, C. A., Ugalde-Loo, C. E., y Fernández-Ramírez, L. M., “Optimal energy management system using biogeography based optimization for grid-connected mvdc microgrid with photovoltaic, hydrogen system, electric vehicles and z-source conver-

- ters,” *Energy Conversion and Management*, vol. 248, p. 114808, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114808>.
- [54] García, P., Torreglosa, J. P., Fernández, L. M., Jurado, F., Langella, R., y Testa, A., “Energy management system based on techno-economic optimization for microgrids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 131, pp. 49–59, 2016, doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.09.017>.
- [55] Konstantinopoulos, S. A., Anastasiadis, A. G., Vokas, G. A., Kondylis, G. P., y Polyzakis, A., “Optimal management of hydrogen storage in stochastic smart microgrid operation,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 43, no. 1, pp. 490–499, 2018, doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.06.116>.
- [56] Li, Z., Dong, H., Hou, S., Cheng, L., y Sun, H., “Coordinated control scheme of a hybrid renewable power system based on hydrogen energy storage,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 5597–5611, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.176>.
- [57] Hosseinnia, H., Mohammadi-Ivatloo, B., y Mohammadpourfard, M., “Multi-objective configuration of an intelligent parking lot and combined hydrogen, heat and power (ipl-chhp) based microgrid,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 76, p. 103433, 2022, doi:<https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103433>.
- [58] Zhang, J., Sun, Y., Liu, M., Dong, W., y Han, P., “Research on modeling of microgrid based on data testing and parameter identification,” *Energies*, vol. 11, no. 10, 2018, doi:[10.3390/en11102525](https://doi.org/10.3390/en11102525).
- [59] Espín-Sarzosa, D., Palma-Behnke, R., Cañizares, C. A., Annakkage, U., Elizondo, M., Espina, E., Du, W., Kaba-lan, M., Meegahapola, L., Mendoza-Araya, P. A., Nasr, E., Pavani, A., Ramos, R., Ropp, M., Schneider, K. P., Simpson-Porco, J. W., Strunz, K., Taranto, G., Tuffner, F., y Reilly, J. T., “Microgrid modeling for stability analysis,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2023, doi:[10.1109/TSG.2023.3326063](https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3326063).
- [60] Mat Zali, S. y Milanović, J. V., “Generic model of active distribution network for large power system stability studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3126–3133, 2013, doi:[10.1109/TPWRS.2012.2233223](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2233223).

Anexos

Anexo A. Modelo de EMS propuesto

El modelo de EMS basado en la Sección 3.3 queda descrito en el código A.1.

Código A.1: Modelo de EMS propuesto.

```
1 from pyomo.environ import *
2 import pyomo.environ as pyo
3
4 model = ConcreteModel()
5 model.T = RangeSet(T) # Periodo de Tiempo
6
7
8 # Crear un bloque para un solo periodo de tiempo
9 def p2p_block_rule(b, t):
10     # define las variable
11     b.p2p_in=Var(domain=NonNegativeReals) #1
12     b.p2p_in_x=Var(domain=Binary) #2
13     b.p2p_M_H_2_sto=Var(domain=NonNegativeReals) #3
14     b.p2p_M_H_2_sto_into=Var(domain=NonNegativeReals) #4
15     b.p2p_M_H_2_sto_out=Var(domain=NonNegativeReals) #5
16     b.p2p_out=Var(domain=NonNegativeReals) #6
17     b.p2p_out_x=Var(domain=Binary) #7
18     b.p_gen_1=Var(domain=NonNegativeReals) #8
19     b.p_gen_2=Var(domain=NonNegativeReals) #9
20     b.p_gen_1_x=Var(domain=Binary) #10
21     b.p_gen_2_x=Var(domain=Binary) #11
22     b.P_FV=Var(domain=NonNegativeReals) #12
23     b.P_FV_x=Var(domain=Binary) #13
24     b.P_U=Var(domain=NonNegativeReals) #14
25     b.p_bus_2=Var(domain=NonNegativeReals) #15
26     b.P_BESS_in=Var(domain=NonNegativeReals) #16
27     b.P_BESS_into_sto=Var(domain=NonNegativeReals) #17
28     b.BESS_in_x=Var(domain=Binary) #18
29     b.BESS_SOC=Var(domain=NonNegativeReals) #19
30     b.P_BESS_out=Var(domain=NonNegativeReals) #20
31     b.P_BESS_out_sto=Var(domain=NonNegativeReals) #21
32     b.BESS_out_x=Var(domain=Binary) #22
33 model.lsb = Block(model.T, rule=p2p_block_rule)
34
35
```

```

36     def p2p_1_rule(m, t):
37         return m.lsb[t].p2p_in * ((m_lin_in)*delta_t)/(HHV_H2) == m.lsb[t].
↪ p2p_M_H_2_sto_into
38         model.p2p_1 = Constraint(model.T, rule=p2p_1_rule)
39
40     def p2p_2_rule(m, t):
41         return m.lsb[t].p2p_in <= p_in_up* n_e * m.lsb[t].p2p_in_x
42         model.p2p_2 = Constraint(model.T, rule=p2p_2_rule)
43
44     def p2p_3_rule(m, t):
45         return m.lsb[t].p2p_in >= p_in_down* n_e * m.lsb[t].p2p_in_x
46         model.p2p_3 = Constraint(model.T, rule=p2p_3_rule)
47
48     def p2p_2_2_rule(m, t): #P2P consuma menos de lo que PV entrega
49         return m.lsb[t].p2p_in <= m.lsb[t].P_FV #pv[t]
50         model.p2p_2_2 = Constraint(model.T, rule=p2p_2_2_rule)
51
52     def PV_binario_1_rule(m, t):
53         return m.lsb[t].P_FV <= pv[t] * m.lsb[t].P_FV_x
54         model.PV_binario_1 = Constraint(model.T, rule=PV_binario_1_rule)
55
56     def p2p_4_rule(m, t):
57         if t==m.T.first():
58             return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto == h2_level_inicial *
↪ M_H_2_sto_up + (m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_into - m.lsb[t].
↪ p2p_M_H_2_sto_out)
59             return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto == m.lsb[t-1].p2p_M_H_2_sto + (m.lsb[
↪ t].p2p_M_H_2_sto_into - m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_out)
60             model.p2p_4 = Constraint(model.T, rule=p2p_4_rule)
61
62     def p2p_5_rule(m, t):
63         return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto <= M_H_2_sto_up
64         model.p2p_5 = Constraint(model.T, rule=p2p_5_rule)
65
66     def p2p_6_rule(m, t):
67         return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto >= M_H_2_sto_down
68         model.p2p_6 = Constraint(model.T, rule=p2p_6_rule)
69
70     def p2p_7_rule(m, t):
71         return m.lsb[t].p2p_out *delta_t/(LHV_H2 * (m_lin_out)) == m.lsb[t].
↪ p2p_M_H_2_sto_out
72         model.p2p_7 = Constraint(model.T, rule=p2p_7_rule)
73
74     def p2p_8_rule(m, t):
75         return m.lsb[t].p2p_out <= p_out_up* n_fc * m.lsb[t].p2p_out_x
76         model.p2p_8 = Constraint(model.T, rule=p2p_8_rule)
77
78     def p2p_9_rule(m, t):
79         return m.lsb[t].p2p_out >= p_out_down* n_fc * m.lsb[t].p2p_out_x
80         model.p2p_9 = Constraint(model.T, rule=p2p_9_rule)
81
82     def p_gen_1_max_rule(m, t):

```

```

83         return m.lsb[t].p_gen_1 <= p_gen_1_up * n_gen_1 * m.lsb[t].
↪ p_gen_1_x
84         model.p_gen_1_max = Constraint(model.T, rule=p_gen_1_max_rule)
85
86         def p_gen_1_min_rule(m, t):
87             return m.lsb[t].p_gen_1 >= p_gen_1_down * n_gen_1 * m.lsb[t].
↪ p_gen_1_x
88             model.p_gen_1_max_ = Constraint(model.T, rule= p_gen_1_max_rule)
89
90         def p_gen_2_max_rule(m, t):
91             return m.lsb[t].p_gen_2 <= p_gen_2_up * n_gen_2 * m.lsb[t].
↪ p_gen_2_x
92             model.p_gen_2_max = Constraint(model.T, rule=p_gen_2_max_rule)
93
94         def p_gen_2_min_rule(m, t):
95             return m.lsb[t].p_gen_2 >= p_gen_2_down * n_gen_2 * m.lsb[t].
↪ p_gen_2_x
96             model.p_gen_2_max_ = Constraint(model.T, rule= p_gen_2_max_rule)
97
98         def BESS_1_rule(m, t):
99             return m.lsb[t].P_BESS_in * Ef_BESS_in == m.lsb[t].P_BESS_into_sto
100         model.BESS_1 = Constraint(model.T, rule=BESS_1_rule)
101
102         def BESS_2_rule(m, t):
103             return m.lsb[t].P_BESS_in <= p_BESS_in_up * m.lsb[t].BESS_in_x
104         model.BESS_2 = Constraint(model.T, rule=BESS_2_rule)
105
106         def BESS_3_rule(m, t):
107             return m.lsb[t].P_BESS_in >= p_BESS_in_down * m.lsb[t].BESS_in_x
108         model.BESS_3 = Constraint(model.T, rule=BESS_3_rule)
109
110         def BESS_4_rule(m, t):
111             if t==m.T.first():
112                 return m.lsb[t].BESS_SOC == BESS_SOC_up + (m.lsb[t].
↪ E_BESS_into_sto - m.lsb[t].E_BESS_out_sto)
113                 return m.lsb[t].BESS_SOC == m.lsb[t-1].BESS_SOC + (m.lsb[t].
↪ E_BESS_into_sto - m.lsb[t].E_BESS_out_sto)
114             model.BESS_4 = Constraint(model.T, rule=BESS_4_rule)
115
116         def BESS_5_rule(m, t):
117             return m.lsb[t].BESS_SOC <= BESS_SOC_up
118         model.BESS_5 = Constraint(model.T, rule=BESS_5_rule)
119
120         def BESS_6_rule(m, t):
121             return m.lsb[t].BESS_SOC >= BESS_SOC_down
122         model.BESS_6 = Constraint(model.T, rule=BESS_6_rule)
123
124         def BESS_7_rule(m, t):
125             return m.lsb[t].E_BESS_out_sto * Ef_BESS_out == m.lsb[t].
↪ P_BESS_out * delta_t
126         model.BESS_7 = Constraint(model.T, rule=BESS_7_rule)
127

```

```

128     def BESS_8_rule(m, t):
129         return m.lsb[t].P_BESS_out <= P_BESS_out_up * m.lsb[t].BESS_out_x
130     model.BESS_8 = Constraint(model.T, rule=BESS_8_rule)
131
132     def BESS_9_rule(m, t):
133         return m.lsb[t].P_BESS_out >= P_BESS_out_down * m.lsb[t].
↪ BESS_out_x
134     model.BESS_9 = Constraint(model.T, rule=BESS_9_rule)
135
136     def Bug_1_rule(m, t): #funciona
137         return m.lsb[t].BESS_in_x + m.lsb[t].p2p_out_x <= 1
138     model.Bug_1 = Constraint(model.T, rule=Bug_1_rule)
139
140     def Bug_2_rule(m, t):
141         return m.lsb[t].BESS_in_x + m.lsb[t].BESS_out_x <= 1
142     model.Bug_2 = Constraint(model.T, rule=Bug_2_rule)
143
144     grd_bess=5
145
146     def Gradiente_BESS_1_1_rule(m, t):
147         if t==m.T.first():
148             return m.lsb[t].P_BESS_in - 0 <= grd_bess
149             return m.lsb[t].P_BESS_in - m.lsb[t-1].P_BESS_in <= grd_bess
150     model.Gradiente_BESS_1_1 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradiente_BESS_1_1_rule)
151
152     def Gradiente_BESS_1_2_rule(m, t):
153         if t==m.T.first():
154             return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_in - 0
155             return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_in - m.lsb[t-1].P_BESS_in
156     model.Gradiente_BESS_1_2 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradiente_BESS_1_2_rule)
157
158     def Gradiente_BESS_2_1_rule(m, t):
159         if t==m.T.first():
160             return m.lsb[t].P_BESS_out - 0 <= grd_bess
161             return m.lsb[t].P_BESS_out - m.lsb[t-1].P_BESS_out <= grd_bess
162     model.Gradiente_BESS_2_1 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradiente_BESS_2_1_rule)
163
164     def Gradiente_BESS_2_2_rule(m, t):
165         if t==m.T.first():
166             return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_out - 0
167             return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_out - m.lsb[t-1].P_BESS_out
168     model.Gradiente_BESS_2_2 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradiente_BESS_2_2_rule)
169
170     grd_P2P= 1
171
172     def Gradiente_P2P_1_1_rule(m, t):
173         if t==m.T.first():
174             return m.lsb[t].p2p_in - 0 <= grd_P2P

```

```

175         return m.lsb[t].p2p_in - m.lsb[t-1].p2p_in <= grd_P2P
176         model.Gradient_P2P_1_1 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradient_P2P_1_1_rule)
177
178     def Gradiente_P2P_1_2_rule(m, t):
179         if t==m.T.first():
180             return -grd_P2P <= m.lsb[t].p2p_in - 0
181             return -grd_P2P <= m.lsb[t].p2p_in - m.lsb[t-1].p2p_in
182         model.Gradient_P2P_1_2 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradient_P2P_1_2_rule)
183
184     def Gradiente_P2P_2_1_rule(m, t):
185         if t==m.T.first():
186             return m.lsb[t].p2p_out - 0 <= grd_P2P
187             return m.lsb[t].p2p_out - m.lsb[t-1].p2p_out <= grd_P2P
188         model.Gradient_P2P_2_1 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradient_P2P_2_1_rule)
189
190     def Gradiente_P2P_2_2_rule(m, t):
191         if t==m.T.first():
192             return -grd_P2P <= m.lsb[t].p2p_out - 0
193             return -grd_P2P <= m.lsb[t].p2p_out - m.lsb[t-1].p2p_out
194         model.Gradient_P2P_2_2 = Constraint(model.T, rule=
↪ Gradient_P2P_2_2_rule)
195
196     def balance_uninodal_1_rule(m, t):
197         return m.lsb[t].p2p_out + m.lsb[t].P_BESS_out + m.lsb[t].P_FV + \
198             m.lsb[t].P_U == m.lsb[t].p2p_in + m.lsb[t].
↪ P_BESS_in + (m.lsb[t].p_bus_2)/ Ef_c_b1_b2
199         model.balance_uninodal_1 = Constraint(model.T, rule=
↪ balance_uninodal_1_rule)
200
201     def balance_uninodal_2_rule(m, t):
202         return (m.lsb[t].p_gen_1 + m.lsb[t].p_gen_2) + m.lsb[t].p_bus_2 ==
↪ load[t]
203         model.balance_uninodal_2 = Constraint(model.T, rule=
↪ balance_uninodal_2_rule)
204
205     def potencia_no_servida_rule(m, t):
206         return m.lsb[t].P_U <= load[t]
207         model.potencia_no_servida = Constraint(model.T, rule=
↪ potencia_no_servida_rule)
208
209
210
211     def obj_rule(m):
212         return sum(0.3*1300*(m.lsb[t].p_gen_1 + m.lsb[t].p_gen_2) \
213             + 1000000000*m.lsb[t].P_U for t in m.T) # 0.3 [L] litros de
↪ combustible por hora por cada kW producido
214         model.obj = Objective(rule=obj_rule) # costo litro en pesos chilenos 1300[\$/
↪ L]
215

```

```

216     opt_sp = pyo.SolverFactory('gurobi', solver_io="python")
217     results = opt_sp.solve(model)
218     opt_sp.options['Threads'] = 2
219     opt_sp.options['MIPGap'] = 5e-3
220     opt_sp.options['Method'] = 2
221

```

Anexo B. Algoritmo iterativo de menor error

Código B.1: Algoritmo iterativo de menor error en potencia, energía y porcentaje, caso estándar.

```

1
2 import random
3 from sklearn.metrics import mean_absolute_error
4 from pyomo.environ import *
5 import pyomo.environ as pyo
6
7 # Variables iniciales
8 p_gen_1_list = [10] * 289
9 P_BESS_in_list = [10] * 289
10 P_BESS_out_list = [10] * 289
11 BESS_SOC_list = [10] * 289
12 BESS_SOC_list_100 = [10] * 289
13 p2p_in_list = [10] * 289
14 p2p_out_list = [10] * 289
15 p2p_M_H_2_sto_list = [10] * 289
16 p2p_M_H_2_sto_list_100 = [10] * 289
17 p2p_M_H_2_sto_into_list = [10] * 289
18 p2p_M_H_2_sto_out_list = [10] * 289
19 p_bus_2_list = [10] * 289
20 E_BESS_into_sto_list = [10] * 289
21 E_BESS_out_sto_list = [10] * 289
22 P_FV_list = [10] * 289
23
24 # Variables para almacenar los mejores resultados
25 best_suma_error_porcentaje = float('inf')
26 best_suma_error_potencia = float('inf')
27 best_suma_error_energia = float('inf')
28 best_params = {}
29
30 best_ef_el_random=float('inf')
31 best_ef_fc_random=float('inf')
32 best_bess_grd_random=float('inf')
33 best_h2_in_grd_random=float('inf')
34 best_h2_out_grd_random=float('inf')
35
36 # Ciclo de 100 iteraciones
37 for i in range(1000):
38     if i % 100 == 0:

```

```

39     print(i)
40     ef_el_random = random.uniform(0, 1)
41     ef_fc_random = random.uniform(0, 1)
42     bess_grd_random = random.uniform(0, 100)
43     h2_in_grd_random = random.uniform(0, 100)
44     h2_out_grd_random = random.uniform(0, 100)
45
46     model = ConcreteModel()
47     model.T = RangeSet(T) # Periodo de Tiempo
48
49     # Crear un bloque para un solo periodo de tiempo
50     def p2p_block_rule(b, t):
51         b.p2p_in = Var(domain=NonNegativeReals)
52         b.p2p_in_x = Var(domain=Binary)
53         b.p2p_M_H_2_sto = Var(domain=NonNegativeReals)
54         b.p2p_M_H_2_sto_into = Var(domain=NonNegativeReals)
55         b.p2p_M_H_2_sto_out = Var(domain=NonNegativeReals)
56         b.p2p_out = Var(domain=NonNegativeReals)
57         b.p2p_out_x = Var(domain=Binary)
58         b.p_gen_1 = Var(domain=NonNegativeReals)
59         b.p_gen_2 = Var(domain=NonNegativeReals)
60         b.p_gen_1_x = Var(domain=Binary)
61         b.p_gen_2_x = Var(domain=Binary)
62         b.P_FV = Var(domain=NonNegativeReals)
63         b.P_FV_x = Var(domain=Binary)
64         b.P_U = Var(domain=NonNegativeReals)
65         b.p_bus_2 = Var(domain=NonNegativeReals)
66         b.P_BESS_in = Var(domain=NonNegativeReals)
67         b.E_BESS_into_sto = Var(domain=NonNegativeReals)
68         b.BESS_in_x = Var(domain=Binary)
69         b.BESS_SOC = Var(domain=NonNegativeReals)
70         b.P_BESS_out = Var(domain=NonNegativeReals)
71         b.E_BESS_out_sto = Var(domain=NonNegativeReals)
72         b.BESS_out_x = Var(domain=Binary)
73         b.ef_electrolizador = Var(domain=NonNegativeReals)
74     model.lsb = Block(model.T, rule=p2p_block_rule)
75
76     def p2p_1_rule(m, t):
77         return m.lsb[t].p2p_in * (ef_el_random * delta_t) / (HHV_H2) == m.lsb[t].
78         ↔ p2p_M_H_2_sto_into
79     model.p2p_1 = Constraint(model.T, rule=p2p_1_rule)
80
81     def p2p_7_rule(m, t):
82         return m.lsb[t].p2p_out * delta_t / (LHV_H2 * ef_fc_random) == m.lsb[t].
83         ↔ p2p_M_H_2_sto_out
84     model.p2p_7 = Constraint(model.T, rule=p2p_7_rule)
85
86     def p2p_2_rule(m, t):
87         return m.lsb[t].p2p_in <= p_in_up * n_e * m.lsb[t].p2p_in_x
88     model.p2p_2 = Constraint(model.T, rule=p2p_2_rule)
89
90     def p2p_3_rule(m, t):

```

```

89     return m.lsb[t].p2p_in >= p_in_down * n_e * m.lsb[t].p2p_in_x
90     model.p2p_3 = Constraint(model.T, rule=p2p_3_rule)
91
92     def PV_binario_1_rule(m, t):
93         return m.lsb[t].P_FV <= pv[t] * m.lsb[t].P_FV_x
94     model.PV_binario_1 = Constraint(model.T, rule=PV_binario_1_rule)
95
96     def p2p_4_rule(m, t):
97         if t == m.T.first():
98             return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto == 0.209876543209877 * M_H_2_sto_up +
99             ↪ (m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_into - m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_out)
100            return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto == m.lsb[t - 1].p2p_M_H_2_sto + (m.lsb[t].
101            ↪ p2p_M_H_2_sto_into - m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_out)
102            model.p2p_4 = Constraint(model.T, rule=p2p_4_rule)
103
104            def p2p_borde_rule(m, t):
105                return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto == 0.254320987654321 * M_H_2_sto_up
106            model.p2p_borde = Constraint(model.T, rule=p2p_borde_rule)
107
108            def p2p_5_rule(m, t):
109                return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto <= M_H_2_sto_up
110            model.p2p_5 = Constraint(model.T, rule=p2p_5_rule)
111
112            def p2p_6_rule(m, t):
113                return m.lsb[t].p2p_M_H_2_sto >= 0.1283950617 * M_H_2_sto_up
114            model.p2p_6 = Constraint(model.T, rule=p2p_6_rule)
115
116            def p2p_8_rule(m, t):
117                return m.lsb[t].p2p_out <= p_out_up * n_fc * m.lsb[t].p2p_out_x
118            model.p2p_8 = Constraint(model.T, rule=p2p_8_rule)
119
120            def p2p_9_rule(m, t):
121                return m.lsb[t].p2p_out >= p_out_down * n_fc * m.lsb[t].p2p_out_x
122            model.p2p_9 = Constraint(model.T, rule=p2p_9_rule)
123
124            def p_gen_1_max_rule(m, t):#12
125                return m.lsb[t].p_gen_1 <= p_gen_1_up * n_gen_1 * m.lsb[t].p_gen_1_x
126            model.p_gen_1_max = Constraint(model.T, rule=p_gen_1_max_rule)
127
128            def p_gen_1_min_rule(m, t):#13
129                return m.lsb[t].p_gen_1 >= p_gen_1_down * n_gen_1 * m.lsb[t].p_gen_1_x
130            model.p_gen_1_min = Constraint(model.T, rule=p_gen_1_min_rule)
131
132            def p_gen_2_max_rule(m, t):#14
133                return m.lsb[t].p_gen_2 <= p_gen_2_up * n_gen_2 * m.lsb[t].p_gen_2_x
134            model.p_gen_2_max = Constraint(model.T, rule=p_gen_2_max_rule)
135
136            def p_gen_2_min_rule(m, t):#15
137                return m.lsb[t].p_gen_2 >= p_gen_2_down * n_gen_2 * m.lsb[t].p_gen_2_x
138            model.p_gen_2_min = Constraint(model.T, rule=p_gen_2_min_rule)
139
140            def BESS_1_rule(m, t):

```

```

139     return m.lsb[t].P_BESS_in * Ef_BESS_in * delta_t == m.lsb[t].
    ↪ E_BESS_into_sto
140 model.BESS_1 = Constraint(model.T, rule=BESS_1_rule)
141
142 def BESS_2_rule(m, t):
143     return m.lsb[t].P_BESS_in <= p_BESS_in_up * m.lsb[t].BESS_in_x
144 model.BESS_2 = Constraint(model.T, rule=BESS_2_rule)
145
146 def BESS_3_rule(m, t):
147     return m.lsb[t].P_BESS_in >= p_BESS_in_down * m.lsb[t].BESS_in_x
148 model.BESS_3 = Constraint(model.T, rule=BESS_3_rule)
149
150 def BESS_4_rule(m, t):
151     if t == m.T.first():
152         return m.lsb[t].BESS_SOC == 0.350617283950617 * BESS_SOC_up + (m.lsb
    ↪ [t].E_BESS_into_sto - m.lsb[t].E_BESS_out_sto)
153         return m.lsb[t].BESS_SOC == m.lsb[t - 1].BESS_SOC + (m.lsb[t].
    ↪ E_BESS_into_sto - m.lsb[t].E_BESS_out_sto)
154 model.BESS_4 = Constraint(model.T, rule=BESS_4_rule)
155
156 def BESS_borde_rule(m, t):
157     return m.lsb[T].BESS_SOC == 0.392592592592592 * BESS_SOC_up
158 model.BESS_borde = Constraint(model.T, rule=BESS_borde_rule)
159
160 def BESS_5_rule(m, t):
161     return m.lsb[t].BESS_SOC <= BESS_SOC_up
162 model.BESS_5 = Constraint(model.T, rule=BESS_5_rule)
163
164 def BESS_6_rule(m, t):
165     return m.lsb[t].BESS_SOC >= 0.03950617284 * BESS_SOC_up
166 model.BESS_6 = Constraint(model.T, rule=BESS_6_rule)
167
168 def BESS_7_rule(m, t):
169     return m.lsb[t].E_BESS_out_sto * Ef_BESS_out == m.lsb[t].P_BESS_out *
    ↪ delta_t
170 model.BESS_7 = Constraint(model.T, rule=BESS_7_rule)
171
172 def BESS_8_rule(m, t):
173     return m.lsb[t].P_BESS_out <= P_BESS_out_up * m.lsb[t].BESS_out_x
174 model.BESS_8 = Constraint(model.T, rule=BESS_8_rule)
175
176 def BESS_9_rule(m, t):
177     return m.lsb[t].P_BESS_out >= P_BESS_out_down * m.lsb[t].BESS_out_x
178 model.BESS_9 = Constraint(model.T, rule=BESS_9_rule)
179
180 def Bug_2_rule(m, t):
181     return m.lsb[t].BESS_in_x + m.lsb[t].BESS_out_x <= 1
182 model.Bug_2 = Constraint(model.T, rule=Bug_2_rule)
183
184 grd_bess = bess_grd_random
185
186 def Gradiente_BESS_1_1_rule(m, t):

```

```

187     if t == m.T.first():
188         return m.lsb[t].P_BESS_in - 0 <= grd_bess
189     return m.lsb[t].P_BESS_in - m.lsb[t - 1].P_BESS_in <= grd_bess
190 model.Gradiante_BESS_1_1 = Constraint(model.T, rule=
191     ↪ Gradiante_BESS_1_1_rule)
192
193 def Gradiante_BESS_1_2_rule(m, t):
194     if t == m.T.first():
195         return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_in - 0
196     return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_in - m.lsb[t - 1].P_BESS_in
197 model.Gradiante_BESS_1_2 = Constraint(model.T, rule=
198     ↪ Gradiante_BESS_1_2_rule)
199
200 def Gradiante_BESS_2_1_rule(m, t):
201     if t == m.T.first():
202         return m.lsb[t].P_BESS_out - 0 <= grd_bess
203     return m.lsb[t].P_BESS_out - m.lsb[t - 1].P_BESS_out <= grd_bess
204 model.Gradiante_BESS_2_1 = Constraint(model.T, rule=
205     ↪ Gradiante_BESS_2_1_rule)
206
207 def Gradiante_BESS_2_2_rule(m, t):
208     if t == m.T.first():
209         return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_out - 0
210     return -grd_bess <= m.lsb[t].P_BESS_out - m.lsb[t - 1].P_BESS_out
211 model.Gradiante_BESS_2_2 = Constraint(model.T, rule=
212     ↪ Gradiante_BESS_2_2_rule)
213
214 grd_P2P_in = h2_in_grd_random
215 grd_P2P_out = h2_out_grd_random
216
217 def Gradiante_P2P_1_1_rule(m, t):
218     if t == m.T.first():
219         return m.lsb[t].p2p_in - 0 <= grd_P2P_in
220     return m.lsb[t].p2p_in - m.lsb[t - 1].p2p_in <= grd_P2P_in
221 model.Gradiante_P2P_1_1 = Constraint(model.T, rule=Gradiante_P2P_1_1_rule)
222
223 def Gradiante_P2P_1_2_rule(m, t):
224     if t == m.T.first():
225         return -grd_P2P_in <= m.lsb[t].p2p_in - 0
226     return -grd_P2P_in <= m.lsb[t].p2p_in - m.lsb[t - 1].p2p_in
227 model.Gradiante_P2P_1_2 = Constraint(model.T, rule=Gradiante_P2P_1_2_rule)
228
229 def Gradiante_P2P_2_1_rule(m, t):
230     if t == m.T.first():
231         return m.lsb[t].p2p_out - 0 <= grd_P2P_out
232     return m.lsb[t].p2p_out - m.lsb[t - 1].p2p_out <= grd_P2P_out
233 model.Gradiante_P2P_2_1 = Constraint(model.T, rule=Gradiante_P2P_2_1_rule)
234
235 def Gradiante_P2P_2_2_rule(m, t):
236     if t == m.T.first():
237         return -grd_P2P_out <= m.lsb[t].p2p_out - 0
238     return -grd_P2P_out <= m.lsb[t].p2p_out - m.lsb[t - 1].p2p_out

```

```

235 model.Gradiante_P2P_2_2 = Constraint(model.T, rule=Gradiante_P2P_2_2_rule)
236
237 def balance_uninodal_1_rule(m, t):
238     return m.lsb[t].p2p_out + m.lsb[t].P_BESS_out + m.lsb[t].P_FV + m.lsb[t].P_U
    ↪ == m.lsb[t].p2p_in + m.lsb[t].P_BESS_in + (m.lsb[t].p_bus_2) /
    ↪ Ef_c_b1_b2
239 model.balance_uninodal_1 = Constraint(model.T, rule=balance_uninodal_1_rule)
240
241 def balance_uninodal_2_rule(m, t):
242     return (m.lsb[t].p_gen_1) + m.lsb[t].p_bus_2 == load[t]
243 model.balance_uninodal_2 = Constraint(model.T, rule=balance_uninodal_2_rule)
244
245 def potencia_no_servida_rule(m, t):
246     return m.lsb[t].P_U <= load[t]
247 model.potencia_no_servida = Constraint(model.T, rule=potencia_no_servida_rule)
248
249 def obj_rule(m):
250     return sum(0.3 * 1300 * (m.lsb[t].p_gen_1) + 1000000000 * m.lsb[t].P_U for t in
    ↪ m.T)
251 model.obj = Objective(rule=obj_rule)
252
253 opt_sp = pyo.SolverFactory('gurobi', solver_io="python")
254 opt_sp.options['Threads'] = 2
255 opt_sp.options['MIPGap'] = 5e-3
256 opt_sp.options['Method'] = 2
257 results = opt_sp.solve(model)
258
259 # Check if the solution is feasible
260 if results.solver.termination_condition != TerminationCondition.optimal:
261     print(f"Iteration {i}: Solution not feasible, skipping this iteration.")
262     continue
263
264
265
266 for t in model.T:
267     p_gen_1_list.clear()
268     P_BESS_in_list.clear()
269     P_BESS_out_list.clear()
270     BESS_SOC_list.clear()
271     BESS_SOC_list_100.clear()
272     p2p_in_list.clear()
273     p2p_in_2_list.clear()
274     p2p_out_list.clear()
275     p2p_M_H_2_sto_list.clear()
276     p2p_M_H_2_sto_list_100.clear()
277     p2p_M_H_2_sto_into_list.clear()
278     p2p_M_H_2_sto_out_list.clear()
279     p_bus_2_list.clear()
280     E_BESS_into_sto_list.clear()
281     E_BESS_out_sto_list.clear()
282     P_FV_list.clear()
283

```

```

284 def Datos_optimizados(m,t):
285     p_gen_1_array[t]      =value(model.lsb[t].p_gen_1)
286     p2p_in_array[t]      =value(model.lsb[t].p2p_in)
287     return holgura_negativa_array
288
289     p_gen_1_list          = []
290     P_BESS_in_list       = []
291     P_BESS_out_list      = []
292     BESS_SOC_list       = []
293     BESS_SOC_list_100   = []
294     p2p_in_list          = []
295     p2p_in_list          = []
296     p2p_out_list         = []
297     p2p_M_H_2_sto_list   = []
298     p2p_M_H_2_sto_list_100 = []
299     p2p_M_H_2_sto_into_list = []
300     p2p_M_H_2_sto_out_list = []
301     p_bus_2_list         = []
302     E_BESS_into_sto_list = []
303     E_BESS_out_sto_list  = []
304     P_FV_list            = []
305
306     for t in model.T:
307         P_FV_list.append(value(model.lsb[t].P_FV))
308         p_gen_1_list.append(value(model.lsb[t].p_gen_1))
309         P_BESS_in_list.append(-value(model.lsb[t].P_BESS_in))
310         P_BESS_out_list.append(value(model.lsb[t].P_BESS_out))
311         E_BESS_into_sto_list.append(-value(model.lsb[t].E_BESS_into_sto))
312         E_BESS_out_sto_list.append(value(model.lsb[t].E_BESS_out_sto))
313         BESS_SOC_list_100.append(100*value(model.lsb[t].BESS_SOC)/
↪ BESS_SOC_up)#####3
314         BESS_SOC_list.append(value(model.lsb[t].BESS_SOC))#####3
315         p2p_in_list.append(-value(model.lsb[t].p2p_in))
316         p2p_out_list.append(value(model.lsb[t].p2p_out))
317         p2p_M_H_2_sto_list_100.append(value(100*model.lsb[t].p2p_M_H_2_sto)/
↪ M_H_2_sto_up)#####3
318         p2p_M_H_2_sto_list.append(value(model.lsb[t].p2p_M_H_2_sto))#
↪ #####3
319         p2p_M_H_2_sto_into_list.append(value(-model.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_into
↪ ))
320         p2p_M_H_2_sto_out_list.append(value(model.lsb[t].p2p_M_H_2_sto_out))
321         p_bus_2_list.append(value(model.lsb[t].p_bus_2))
322
323     suma_error_potencia = (
324         mean_absolute_error(h2_out, p2p_out_list) +
325         mean_absolute_error(h2_in, p2p_in_list) +
326         mean_absolute_error(bess_out, P_BESS_out_list) +
327         mean_absolute_error(bess_in, P_BESS_in_list) +
328         mean_absolute_error(diesel, p_gen_1_list)
329     )
330
331     suma_error_energia = (

```

```

332     mean_absolute_error([sum(h2_out) * 5 / 60], [sum(p2p_out_list) * 5 / 60]) +
333     mean_absolute_error([sum(h2_in) * 5 / 60], [sum(p2p_in_list) * 5 / 60]) +
334     mean_absolute_error([sum(bess_out) * 5 / 60], [sum(P_BESS_out_list) * 5 /
↪ 60]) +
335     mean_absolute_error([sum(bess_in) * 5 / 60],
336
337 [sum(P_BESS_in_list) * 5 / 60]) +
338     mean_absolute_error([sum(diesel) * 5 / 60], [sum(p_gen_1_list) * 5 / 60])
339 )
340
341 suma_error_porcentaje = (
342     mean_absolute_error(soc, BESS_SOC_list_100) +
343     mean_absolute_error(h2_level, p2p_M_H_2_sto_list_100)
344 )
345
346
347
348
349 if (
350     suma_error_porcentaje < best_suma_error_porcentaje and
351     suma_error_potencia < best_suma_error_potencia and
352     suma_error_energia < best_suma_error_energia and
353     suma_error_porcentaje < 10000 and suma_error_potencia < 10000 and
↪ suma_error_energia < 10000
354 ):
355     best_suma_error_porcentaje = suma_error_porcentaje
356     best_suma_error_potencia = suma_error_potencia
357     best_suma_error_energia = suma_error_energia
358     best_ef_el_random = ef_el_random
359     best_ef_fc_random = ef_fc_random
360     best_bess_grd_random = bess_grd_random
361     best_h2_in_grd_random = h2_in_grd_random
362     best_h2_out_grd_random = h2_out_grd_random
363     best_params = {
364         'suma_error_porcentaje': best_suma_error_porcentaje,
365         'suma_error_potencia': best_suma_error_potencia,
366         'suma_error_energia': best_suma_error_energia,
367         'ef_el_random': best_ef_el_random,
368         'ef_fc_random': best_ef_fc_random,
369         'bess_grd_random': best_bess_grd_random,
370         'h2_in_grd_random': best_h2_in_grd_random,
371         'h2_out_grd_random': best_h2_out_grd_random
372     }
373
374 # Resultados
375 print("Mejores parámetros encontrados:")
376 print(best_params)

```