



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

DESARROLLO DE HIDRÓGENO VERDE EN UNA MATRIZ EN TRANSICIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JUAN PABLO JARA GUZMÁN

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO EMILIO FIGUEROA BERNALES

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PABLO GONZÁLEZ INOSTROZA
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
GENERADORA METROPOLITANA

SANTIAGO DE CHILE
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JUAN PABLO JARA GUZMÁN
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: GUILLERMO FIGUEROA BERNALES

DESARROLLO DE HIDRÓGENO VERDE EN UNA MATRIZ EN TRANSICIÓN

Hoy en día se hace insostenible continuar abusando del uso de combustibles fósiles por lo que se hace necesario buscar nuevas alternativas limpias para el abastecimiento energético. En este contexto surge el interés mundial acerca de producir hidrógeno verde (H_2V), ya que su combustión libera únicamente vapor de agua; sin embargo, aún no existe una normativa clara a nivel mundial acerca de los requisitos que se deben contemplar para definir al hidrógeno como “verde”.

A través del trabajo de memoria se aborda la descripción y análisis del escenario actual de los esquemas de certificación de hidrógeno verde, determinando las principales características que debiese incorporar un modelo de certificación en Chile. Partiendo del análisis previo, se lleva a cabo el desarrollo de un modelo de certificación que incorpore las principales características que se requieren para poseer un modelo que permita la certificación *on grid*, por medio de la trazabilidad de la energía, de hidrógeno verde y se encuentre alineado con los diferentes esquemas internacionales.

Adicionalmente, se elabora un caso de estudio a partir de datos de generación fotovoltaica y eólica para evaluar el comportamiento del modelo de certificación y optimizar, con una herramienta de optimización desarrollada, la potencia óptima y perfil de operación de una planta de electrólisis conectada a la red, y así, establecer las bases para una evaluación técnica y económica de una planta de producción de hidrógeno verde en una matriz eléctrica en transición hacia la generación 100 % renovable.

De esta forma serán planteadas las principales consideraciones que se deben tener en cuenta en el desarrollo de proyectos de electrólisis que se encuentren conectados a la red y realizan la trazabilidad de la energía, o directamente operen de forma *off grid*.

Por último, es analizado de forma crítica el modelo de certificación y la herramienta de optimización desarrollada para plasmar una visión a futuro de una posible vía de trabajo para obtener mejor precisión en los resultados y esclarecer el camino de la incorporación del hidrógeno verde en la matriz energética nacional.

*A mi familia, polola y amigos por darme la alegría, apoyo y motivación en cada momento;
porque sé que mientras los tenga a ustedes nada me hará falta.*

*A Guillermo Figueroa, Pablo González, Sebastián Romero y al Equipo de Proyectos de GM
por entregarme la confianza, ayudarme, y por sobre todo, por no dejar de creer en mí.*

¡Infinitas gracias!

Ya que estamos de paso, dejemos huellas bonitas.

Tabla de Contenido

1. Introducción	2
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo general	4
1.2.2. Objetivos específicos	4
1.3. Metodología	4
2. Marco Teórico	6
2.1. Características del hidrógeno	6
2.2. Producción de hidrógeno	7
2.2.1. Procesos Electrolíticos	8
2.2.1.1. Electrolizadores alcalinos	8
2.2.1.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)	9
2.2.1.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)	9
2.2.1.4. Comparación electrolizadores	10
2.2.2. Procesos Termoquímicos	11
2.2.2.1. Reformación de gas metano con vapor (SMR)	11
2.2.2.2. Oxidación parcial	11
2.2.2.3. Reformado auto-térmico	12
2.2.2.4. Gasificación del carbón	12
2.2.2.5. Gasificación de biomasa	12
2.2.2.6. Descomposición térmica del agua	13
2.2.3. Procesos Biológicos	13
2.2.3.1. Descomposición biológica del agua	13
2.2.3.2. Descomposición foto catalítica del agua	13
2.2.3.3. Como subproducto de otros procesos	14
2.3. Almacenamiento de hidrógeno	14
2.3.1. Almacenamiento físico	14
2.3.2. Almacenamiento en sólidos	16
2.3.3. Almacenamiento en otros compuestos	17
2.4. Transporte de hidrógeno	17
2.4.1. Inyección en red de gas natural	17
2.4.2. Contenedores	18
2.5. Clasificación del hidrógeno	19
2.6. Aplicaciones del hidrógeno	20

3. Estado del arte	22
3.1. Esquemas de certificación de hidrógeno verde	22
3.1.1. Esquemas de certificación ya existentes	22
3.1.1.1. CertifHy[15]	22
3.1.1.2. Low Carbon Fuel Standard[18]	23
3.1.1.3. TÜV SÜD[19]	24
4. Propuesta de certificación del hidrógeno verde	26
4.1. Consideraciones para un esquema de certificación en Chile	26
4.2. Primera etapa - Certificación <i>H2V</i> en el corto plazo	28
4.2.1. Justificación	29
4.3. Segunda etapa - Certificación <i>H2V</i> en el mediano plazo	31
4.3.1. Justificación	31
4.4. Tercera etapa - Certificación <i>H2V</i> en el largo plazo	33
4.4.1. Justificación	33
5. Caso de estudio	35
5.1. Generación fotovoltaica	35
5.2. Generación eólica	37
5.3. Generación portafolio <i>ERNC</i>	38
6. Modelo de seguimiento de generación renovable	40
6.1. Caso 1: Tolerancia de seguimiento del 40 %	46
6.2. Caso 2: Tolerancia de seguimiento del 5 %	48
6.3. Análisis de resultados	50
7. Conclusiones	60
7.1. Trabajo futuro	62
7.1.1. Modelo de certificación	62
7.1.2. Análisis económico	63
7.1.3. Contribución de plantas de generación <i>ERNC</i>	63
Bibliografía	66

Índice de Tablas

2.1.	Propiedades físicas del hidrógeno molecular (H_2)[7].	6
2.2.	Comparación de propiedades de combustibles[7].	7
2.3.	Comparación tecnologías de electrólisis (1)[9][12].	10
2.4.	Comparación tecnologías de electrólisis (2)[9][12].	10
2.5.	Parámetros ecuación 2.9.	15
2.6.	Resumen almacenamiento físico[13].	16
2.7.	Resumen métodos de transporte de hidrógeno (1)[13].	18
2.8.	Resumen métodos de transporte de hidrógeno (2)[13].	19
3.1.	Límites de CO_{2eq} para certificar como hidrógeno verde[16].	25
6.1.	Parámetros de entrada del modelo de optimización[5][9][20][21].	44
6.2.	Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 40%)	51
6.3.	Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 5%)	52
6.4.	Desviación estándar de los perfiles de generación renovable.	58

Índice de Ilustraciones

1.1.	Metodología de desarrollo del modelo de certificación y herramienta de optimización.	5
2.1.	Recurso utilizado para la producción mundial de hidrógeno (2013)[9].	7
2.2.	Etapas reformación de gas metano con vapor[9].	11
2.3.	Formas de almacenamiento de hidrógeno[9].	14
2.4.	Clasificación del hidrógeno	20
2.5.	Consumo mundial de hidrógeno[9].	21
2.6.	Aplicaciones del hidrógeno[9].	21
4.1.	Esquema de producción de H_2V en sistema <i>on grid</i>	32
5.1.	Generación normalizada de parque fotovoltaico en la Región de Antofagasta .	36
5.2.	Generación normalizada promedio de parque fotovoltaico en la Región de Antofagasta	36
5.3.	Generación normalizada de parque eólico en la Región de La Araucanía	37
5.4.	Generación normalizada promedio de parque eólico en la Región de La Araucanía	38
5.5.	Generación normalizada portafolio <i>ERNC</i>	38
5.6.	Generación normalizada promedio del portafolio <i>ERNC</i>	39
6.1.	Generación fotovoltaica	43
6.2.	Generación eólica	43
6.3.	Generación del portafolio renovable	44
6.4.	Programa de optimización interactivo en Microsoft Excel.	45
6.5.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación fotovoltaica y tolerancia del 40 %.	46
6.6.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación eólica y tolerancia del 40 %.	47
6.7.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación del portafolio renovable y tolerancia del 40 %.	47
6.8.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación fotovoltaica y tolerancia del 5 %.	49
6.9.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación eólica y tolerancia del 5 %.	49
6.10.	Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación del portafolio renovable y tolerancia del 5 %.	50
6.11.	Ganancias diarias de la planta de electrólisis.	51
6.12.	Potencia óptima de la planta de electrólisis.	52
6.13.	Producción diaria de H_2V	53
6.14.	Factor de planta de la planta de electrólisis.	54
6.15.	Costo diario de producción de hidrógeno.	56
6.16.	Exceso diario de energía consumida.	57

6.17.	Ganancias obtenidas según desviación estándar de perfil de generación.	59
7.1.	Perfil de generación portafolio <i>ERNC</i>	64
7.2.	Contribución por planta a la generación <i>ERNC</i>	65

Glosario

AER: Atributo de Energía Renovable.

CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.

EAC: *Energy Attribute Certificates* o Certificados de Atributo de la Energía en español.

ERN: Energías Renovables No Convencionales.

GEI: Gases de efecto invernadero.

H2V: Denominación popular del hidrógeno verde.

I - REC: *International Renewable Energy Certificate* o Certificado Internacional de Energía Renovable en español.

LCOE: *Levelized cost of energy* o costo nivelado de la energía en español.

LCOH: *Levelized cost of hydrogen* o costo nivelado del hidrógeno en español.

PPA: *Power Purchase Agreement* o contrato de compraventa de energía en español.

SCADA: *Supervisory Control and Data Acquisition* o Supervisión, Control y Adquisición de datos en español.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En el informe especial sobre calentamiento global de 1.5 °C, publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), más de 90 autores de 40 países advierten que el mundo necesita limitar el calentamiento global a 1.5 °C en lugar de 2 °C como había sido dicho previamente. Esta situación requiere de acciones globales urgentes para evitar efectos catastróficos como “clima extremo, aumento del nivel del mar y la disminución del hielo marino en el Ártico, entre otros cambios,” ante los cuales se deben realizar grandes acciones en poco tiempo, y que de no ser así, podrían traer consigo un fenómeno de desastre a gran escala sin precedentes en la historia de la humanidad. Para lograr este objetivo, se requiere de un gran esfuerzo, en particular, es necesario reducir las emisiones en un 50 % a 2030 y avanzar concretamente hacia la carbono neutralidad para el año 2050[1].

Chile no se ha quedado atrás en esta materia, pues se ha comprometido a un presupuesto de emisiones de GEI que no superará las 1.100 *MtCO₂eq*, entre 2020 y 2030, con un máximo de emisiones (*peak*) de GEI al 2025, y a alcanzar un nivel de emisiones de GEI de 95 *MtCO₂eq* al 2030. Lo anterior se traduce en reducir en un 45 % las emisiones a 2030. Sin embargo, el compromiso apunta más allá dado que aspira a alcanzar la carbono neutralidad para el año 2050.

Múltiples son los esfuerzos que se están realizando a nivel mundial por migrar hacia una matriz eléctrica renovable, en donde Chile, gracias a sus recursos renovables, tiene una importante misión, en donde a la fecha ha demostrado su interés por tener una matriz eléctrica en su totalidad renovable dentro de los próximos años. Una de las iniciativas que van a favor de una matriz eléctrica renovable y la carbono neutralidad es el decreto exento número 50 del Ministerio de Energía[2], en que se acuerda un plan de retiro de las termoeléctricas a carbón. Además, el Ministerio de Energía ha presentado el plan “Energía 2050” en que se fija el horizonte de trabajo teniendo en consideración cuatro pilares fundamentales: seguridad y calidad de suministro, energía como motor de desarrollo, energía compatible con el medio ambiente y eficiencia, y educación energética[3].

La matriz eléctrica nacional, corresponde a menos de un tercio de la matriz o canasta

energética chilena según el balance nacional de energía (BNE) provisto por la Comisión Nacional de Energía (CNE)[4], razón por la cual se requiere reemplazar el petróleo, el cual aportó 173.491 $T\text{Cal}$ a la matriz energética del año 2019, muy superior a los 66.826 $T\text{Cal}$ de la electricidad. Bajo este contexto, en que se requiere reemplazar los combustibles fósiles, aparece el hidrógeno como una solución, ya que su combustión en presencia de oxígeno libera agua, libre de cualquier emisión contaminante; sin embargo, no es posible encontrarlo en su forma molecular en La Tierra, motivo por lo cual debe ser producido, teniendo como desafío producirlo de forma limpia y sin hacer uso de los mismos combustibles fósiles que se desean erradicar.

El hidrógeno es denominado vector energético, ya que no es una forma de generación de energía, sino que más bien una forma de almacenarla para luego utilizarla en la reconversión a energía eléctrica, en la combustión o en celdas de combustibles para diversas aplicaciones; dentro de estas aplicaciones se encuentran las convencionales ya conocidas como la elaboración de metanol y amoníaco, la elaboración de alimentos y su uso en refinerías. También es posible mencionar las aplicaciones que tiene en el sector transporte, pudiendo abastecer aeronaves, barcos, trenes, automóviles, camiones pesados, etc. Por último, vale la pena mencionar aplicaciones que van en directo beneficio del sistema eléctrico, tales como proveer sistemas de respaldo, almacenamiento, servicios complementarios a través de baterías, entre otros.

Chile tiene un potencial único en el mundo para la producción de hidrógeno verde, hidrógeno producido a partir de energías renovables, ya que el potencial de energía solar y eólico que posee el territorio nacional es de los mejores existentes en el mundo, lo que posiciona a Chile como potencial líder en el mercado del hidrógeno, siendo capaz de producir hidrógeno con un precio menor a 1,6 $\frac{USD}{kg}$ para el año 2030 y menor a 1 $\frac{USD}{kg}$ en el año 2050[5].

El potencial renovable que tiene Chile y su aplicación en la producción de hidrógeno verde conlleva un gran desafío: la certificación de origen del hidrógeno, es decir, la garantía de producción limpia, libre de emisiones de gases de efecto invernadero, de hidrógeno; ante lo cual han sido implementadas soluciones *off grid* (sistemas desconectados del Sistema Eléctrico Nacional) como una forma de garantizar que la energía eléctrica consumida es renovable. En la actualidad, se tiene la necesidad de apuntar a sistemas *on grid* y así aprovechar las distintas ventajas que pueden ofrecer posiciones estratégicas en Chile para la planta de generación renovable y la planta de electrólisis que podría producir hidrógeno, lo cual representa la importancia del tema a desarrollar, dado que es un desafío que urge resolver para llevar a cabo el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en una matriz en transición.

El actual trabajo de título pretende llevar a cabo el desarrollo de un modelo de certificación de hidrógeno verde, un mecanismo que permita a los desarrolladores de proyectos de hidrógeno verde y a los consumidores de este energético validar el hidrógeno como “verde”. El modelo de certificación a desarrollar será elaborado en una estructura de distintas etapas y validado en base a estándares internacionales que existan al respecto, de forma de poder elaborar un modelo de certificación que permita la ejecución de proyectos de hidrógeno verde conectados a la red.

Para comprobar la viabilidad del modelo será establecido un caso de estudio a partir de perfiles de generación renovable, verificando la factibilidad del modelo y elaborando una he-

herramienta de optimización que permita realizar un primer acercamiento hacia el diseño técnico y una evaluación económica de proyectos de producción de hidrógeno verde cuya operación cumpla los requisitos para ser certificada según el modelo de certificación a desarrollar.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Generar una propuesta de modelo de certificación de hidrógeno verde para el contexto nacional y evaluar dicha propuesta a través de una herramienta computacional de optimización que opere en base al modelo de certificación desarrollado, permitiendo optimizar la potencia nominal de una planta de electrólisis, su operación y validar la factibilidad de la propuesta elaborada.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Describir y analizar mecanismos de certificación de origen del hidrógeno utilizados actualmente en el mundo.
2. Desarrollar propuesta de certificación renovable según distintas etapas o niveles que permita la certificación de proyectos *on grid*.
3. Establecer un caso de estudio de generación renovable con un portafolio de plantas que permita validar la factibilidad de la propuesta de certificación.
4. Desarrollar una herramienta de optimización capaz de determinar la potencia óptima y el perfil de demanda de una planta de electrólisis que realiza trazabilidad de la energía de acuerdo a parámetros técnicos y económicos.
5. Analizar el comportamiento de parámetros que definen la operación de la planta de electrólisis sometida al modelo de certificación y establecer su relación con el tipo de perfil renovable.

1.3. Metodología

Para llevar a cabo el cumplimiento de los objetivos propuestos, debe ser llevado a cabo un sistemático trabajo en torno a diversas tareas que permiten un desarrollo por etapas del modelo de certificación y de la herramienta de optimización, siguiendo una estructura como la que se muestra a continuación:



Figura 1.1: Metodología de desarrollo del modelo de certificación y herramienta de optimización.

Las etapas que se ilustran en la figura 1.1 serán desarrolladas de forma secuencial teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. **Revisión y análisis de los modelos de certificación existentes:** Serán revisados y analizados los diversos modelos o esquemas de certificación de origen del hidrógeno verde que existan actualmente en el mundo, de manera de determinar las características esenciales que los distinguen y rigen su funcionamiento. Además, deben ser presentadas las consideraciones especiales que se tengan en la elaboración de un modelo de certificación de *H2V* en Chile.
2. **Elaboración propuesta de modelo de certificación:** En base a las consideraciones particulares que se deban tener para la certificación de origen de hidrógeno verde en Chile, será elaborado un modelo de certificación que se pueda adaptar al escenario local, sentando las bases para la certificación *on grid* (conectado a la red) de proyectos de *H2V*.
3. **Creación de caso de estudio:** Serán obtenidos los perfiles de generación renovable de diversas plantas de generación de energía eléctrica que sean representativas del interés del sector privado en cuanto al desarrollo de proyectos de generación se refiere. De esta manera, se establecerá un caso de estudio que pueda ser sometido al modelo de certificación desarrollado como propuesta.
4. **Desarrollo de herramienta de optimización de seguimiento:** Será programada una herramienta de optimización que permita llevar a cabo la trazabilidad de la energía para evaluar el desempeño del caso de estudio en una topología *on grid* según sea lo establecido en el modelo de certificación elaborado.
5. **Análisis de los resultados:** Se llevará a cabo un exhaustivo análisis de resultados de la aplicación del caso de estudio en la herramienta de optimización con parámetros de operación de acuerdo a lo establecido por el modelo de certificación. De esta manera, se establecerán relaciones entre los diferentes resultados y los perfiles de generación de estudio.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Características del hidrógeno

Siendo el hidrógeno (H) el elemento más simple y abundante en la naturaleza sorprende que no resulte posible encontrarlo en estado puro, razón por la cual no puede ser considerado como fuente de energía primaria, designándolo como portador o vector energético, al ser capaz de contener energía y liberarla cuando sea requerido.

Algunos de los elementos que caracterizan al hidrógeno corresponden a su carácter de, en condiciones normales ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 103 kPa), ser inoloro, incoloro, insípido, inflamable, no tóxico e insoluble en agua. No obstante a las características particulares del hidrógeno, este logra ser parte de una gran cantidad de moléculas, tales como el agua (H_2O), amoníaco (NH_3), alcoholes como el metanol (CH_3OH) o derivados del petróleo como el benceno (C_6H_6), diésel ($C_{10}H_{20}$), la gasolina (C_8H_{18}), poli-cloruro de vinilo (C_2H_3Cl), entre otros[6][7][8].

Las principales propiedades del hidrógeno, a nivel molecular, quedan definidas por:

Tabla 2.1: Propiedades físicas del hidrógeno molecular (H_2)[7].

Parámetro	Valor	Unidad
Peso molecular	$2,016 \cdot 10^{-3}$	$\frac{kg}{mol}$
Punto de fusión	13,96	K
Punto de ebullición	20,25	K
Densidad a $4,2\text{ K}$ (sólido)	89	$\frac{kg}{m^3}$
Densidad a 20 K (líquido)	71	$\frac{kg}{m^3}$
Densidad a 0°C y $101,3\text{ kPa}$ (gaseoso)	$8,99 \cdot 10^{-2}$	$\frac{kg}{m^3}$
Conductividad térmica (a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$1,842 \cdot 10^{-1}$	$\frac{W}{K \cdot m}$
Calor bruto de combustión (a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $101,3\text{ kPa}$)	$2,6504 \cdot 10^5$	$\frac{kJ}{kg \cdot mol}$
Calor neto de combustión (a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $101,3\text{ kPa}$)	$2,4192 \cdot 10^5$	$\frac{kJ}{kg \cdot mol}$
Temperatura de auto-ignición	858	K
Límites de inflamabilidad en oxígeno	4-94	%
Límites de inflamabilidad en aire	4-74	%

También es posible detallar las distintas ventajas, o desventajas, comparativas que tiene el hidrógeno, en relación a otros combustibles, al referirse a la densidad energética por unidad de masa o por unidad de volumen, así como también los rangos de inflamabilidad que posee.

Tabla 2.2: Comparación de propiedades de combustibles[7].

Combustible	Densidad energética gravimétrica		Densidad energética volumétrica		Límite de inflamabilidad % (volumen)
	$\frac{MJ}{kg}$	$\frac{kWh}{kg}$	$\frac{MJ}{L}$	$\frac{kWh}{L}$	
Hidrógeno a 20 MPa	120	33,3	2,1	0,58	-
Hidrógeno líquido	120	33,3	8,4	2,3	18,3-59
Gas natural	53,6	14,5			4-14
Metanol	19,7	5,36	15,7	4,36	6-36
Petróleo	42	11,36	31,5	8,75	1,1-3,3
Diésel	45,3	12,58	35,5	9,86	0,6-7,5
Kerosene	43,5	12,08	31	8,6	0,7-5

2.2. Producción de hidrógeno

Como fue mencionado previamente, el hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, sin embargo, en nuestro planeta resulta imposible encontrarlo en su forma molecular (H_2), por lo cual resulta necesario producirlo, lo que se puede lograr utilizando distintos métodos que se diferencian por el recurso primario que utilizan. En particular, en la figura 2.1 se establece la relación en la producción con diversas materias primas.

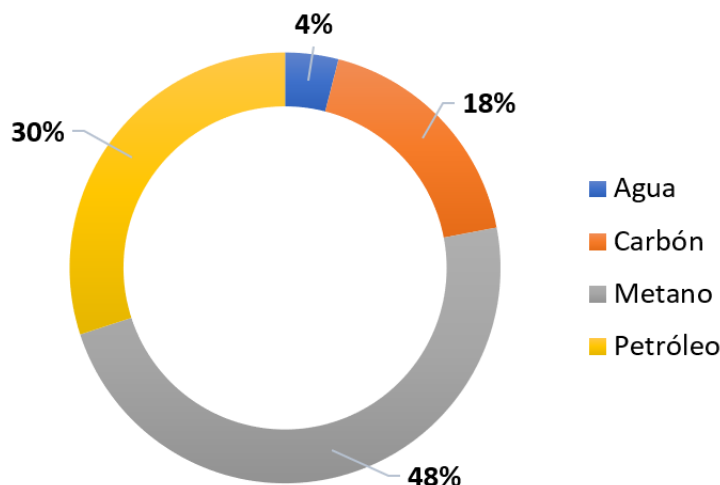


Figura 2.1: Recurso utilizado para la producción mundial de hidrógeno (2013)[9].

Del gráfico anterior se desprende que para el año en cuestión, el 96 % de la producción de hidrógeno provino de combustibles fósiles, lo cual no resulta menor si se piensa que se estima la producción de hidrógeno en $65 \frac{Mt}{año}$, lo que significa una emisión de *GEI* (gases de efecto

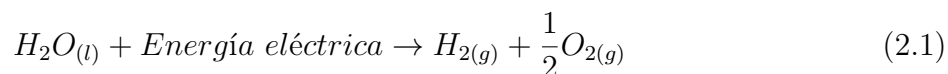
invernadero) de $500 \text{ Mt } \frac{\text{CO}_2\text{eq}}{\text{año}}$ [9].

Es posible clasificar la producción de hidrógeno según el proceso que se ve involucrado, en donde en grandes rasgos se distinguen de varios tipos, tales como:

- **Electrolíticos:** Se usa electricidad, a través de un ánodo y un cátodo, para disociar agua desde su forma pura (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2).
- **Termoquímicos:** A través del uso de calor y el apoyo en reacciones químicas, se obtiene hidrógeno desde combustibles convencionales o biomasa.
- **Biológicos:** Por medio de procesos biológicos propios de diversos microorganismos y algas resulta posible obtener hidrógeno.

2.2.1. Procesos Electrolíticos

La electrólisis del agua es un método en el cual, a través del uso de energía eléctrica, se disocian las moléculas de agua pura en hidrógeno y oxígeno, para lo que es necesaria la disposición de un ánodo y un cátodo, separados e inmersos en un electrolito acuoso funcionando con corriente continua. La ecuación química que rige el fenómeno se presenta a continuación:



La electrólisis del agua es uno de los métodos más conocidos y relevantes para la producción de hidrógeno verde (en adelante “ H_2V ”), en que se aprovecha la energía de fuentes renovables como la solar y eólica en la generación de hidrógeno. Este método resulta de gran relevancia, pues al encontrarse bastante ligado con la producción de H_2V , se encuentra fuertemente relacionado con el trabajo que será presentado en este documento.

En la actualidad, se distinguen tres tipos de electrolizadores, con distinto grado de madurez, que se diferencian principalmente en el electrolito que utilizan; y con ello ofrecen distintas características de funcionamiento, reconociendo como una de gran relevancia a la eficiencia. De esta manera, se reconocen, de mayor madurez a menor, los siguientes electrolizadores:

- Alcalinos
- Membrana de intercambio de protones (PEM)
- Óxido sólido (SOE)

2.2.1.1. Electrolizadores alcalinos

Se caracterizan por utilizar como electrolito una solución acuosa que puede corresponder a hidróxido de sodio ($NaOH$) o a hidróxido de potasio (KOH) (al 20-30 % aproximadamente). Esta corresponde a una tecnología madura, debido a que se hace uso de ella desde inicios del siglo veinte, fundamento por el que se considera idóneo para la producción a una escala significativa.

Este tipo de tecnología destaca por entregar hidrógeno con una pureza cercana al 99,5 %, con una eficiencia promedio de equipos del 65 % ($51 \frac{kWh}{kg}$ aproximadamente), una temperatura de operación entre los 60 y 80 °C, presión de operación entre 1 y 30 bar, y una vida útil entre las 60.000 y 90.000 horas.

En este tipo de tecnología los electrodos deben cumplir ciertas características particulares, como lo son tener una muy buena conductividad eléctrica y resistir la corrosión; por este motivo, se suelen utilizar elementos como el Níquel (*Ni*), Cobalto (*Co*) o Hierro (*Fe*) para el ánodo y Níquel con platino promovido por carbón activado (*Ni, C - Pt*) para el cátodo[9][10][11][12].

Dentro de las ventajas que tiene esta tecnología en relación a los otros electrolizadores que serán presentados, destaca un mayor grado de madurez, menor costo de inversión y posee una cadena de suministro y fabricación bien establecida. No obstante, posee desventajas, dentro de las que es posible mencionar que presenta algunas impurezas de oxígeno en el hidrógeno que se obtiene y que este se genera a baja presión[13].

2.2.1.2. Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)

En este tipo de método se utiliza una membrana ácida que cumple el rol de intercambiar los protones del agua que ingresan directamente en el ánodo del sistema, donde la molécula se separa en oxígeno y protones, los que posteriormente forman en el hidrógeno en el cátodo del electrolizador.

Esta tecnología se encuentra disponible comercialmente, a la fecha, hasta magnitudes de 2 MW por electrolizador, posee una vida útil que se aproxima a las 40.000 horas y eficiencia que fluctúa entre el 48 y 78 %.

Dentro de las ventajas de esta tecnología se encuentra su alta eficiencia, que puede operar sin problemas ante potencia variable, ser más pequeño, flexible y modular, poseer menores temperaturas de operación que la tecnología alcalina. Dentro de sus desventajas se encuentra que esta tecnología tiene altos costos de mantención, necesidad de usar metales nobles en los electrodos y un mayor costo de inversión en comparación a los electrolizadores alcalinos[9][10][13].

2.2.1.3. Electrolizadores de óxido sólido (SOE)

En esta tecnología de electrólisis es utilizada una membrana sólida cerámica de alta conductividad en el electrolito, de forma de realizar la electrólisis de vapor de agua a altas temperaturas (entre 600 y 900 °C), lo que le permite alcanzar un valor de eficiencia entre 80 y 90 %, sin embargo, la vida útil apenas alcanza las 1.000 horas y la tecnología aún se encuentra en fase de investigación.

Dentro de las ventajas de la tecnología se puede mencionar la eficiencia, sin embargo, posee fuertes desventajas como el costo de inversión, la vida útil y el grado de madurez, ya que se encuentra aún en fase de investigación[9][10].

2.2.1.4. Comparación electrolizadores

De acuerdo a la información expuesta, se presentan importantes diferencias entre las distintas tecnologías que se ofrecen como solución para realizar la electrólisis. Un resumen de estas es el que se presenta en la Tabla 2.3 y 2.4, en donde se destaca el estado de la tecnología durante el año 2017 y el que se proyecta para el año 2025.

Tabla 2.3: Comparación tecnologías de electrólisis (1)[9][12].

Tecnología		Alcalina		PEM	
	Unidad	2017	2025	2017	2025
Eficiencia	$\frac{kWh}{kg}$	51	49	58	52
Eficiencia porcentual	%	65	68	57	64
Vida útil	horas	80.000	90.000	40.000	50.000
CAPEX	$\frac{EUR}{kW}$	750	480	1200	700
OPEX	% de $\frac{CAPEX}{año}$	2	2	2	2
CAPEX - Reemplazo unidad	$\frac{EUR}{kW}$	340	215	420	210
Presión típica de salida	bar	Atmosférica	15	30	60
Madurez	-	Comercial	Comercial	Inicio Comercial	-

Tabla 2.4: Comparación tecnologías de electrólisis (2)[9][12].

Tecnología		Óxido sólido	
	Unidad	2017	2025
Eficiencia	$\frac{kWh}{kg}$	-	-
Eficiencia porcentual	%	85	-
Vida útil	horas	1.000	-
CAPEX	$\frac{EUR}{kW}$	-	-
OPEX	% de $\frac{CAPEX}{año}$	-	-
CAPEX - Reemplazo unidad	$\frac{EUR}{kW}$	-	-
Presión típica de salida	bar	-	-
Madurez	-	Investigación	-

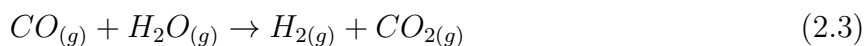
2.2.2. Procesos Termoquímicos

2.2.2.1. Reformación de gas metano con vapor (SMR)

Para realizar este proceso se requiere de la utilización de gas metano (CH_4), el cual, luego de recibir el tratamiento térmico adecuado, es mezclado con vapor de agua a alta temperatura y presión.

Este método es el más utilizado en la actualidad, ya que como se pudo ver en la figura 2.1, el 48 % del hidrógeno que se produce a nivel mundial proviene de este método, que además se caracteriza por ser económico y poseer una eficiencia entre 78,6 y 83,9%. Por motivos ambientales se hace inviable su utilización en el largo plazo, ya que además de obtener hidrógeno se obtiene monóxido de carbono (CO), el que debe ser sometido a un segundo proceso en el cual se genera hidrógeno y dióxido de carbono (CO_2) [9][10].

Las ecuaciones químicas que rigen el proceso corresponden a las siguientes:



De esta manera, es posible resumir el proceso de reformación de gas metano con vapor a través del siguiente esquema:

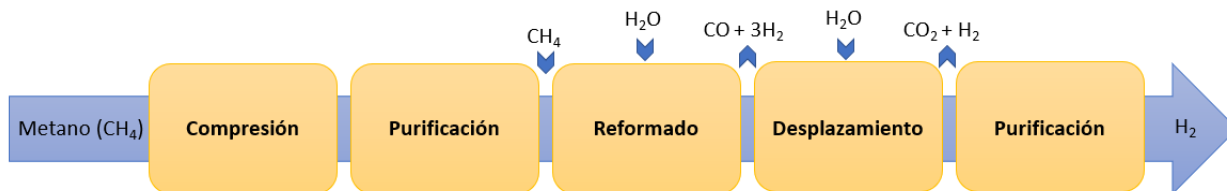


Figura 2.2: Etapas reformación de gas metano con vapor [9].

2.2.2.2. Oxidación parcial

Este proceso tiene relación con la mezcla de un combustible de hidrocarburo, en estado líquido o gaseoso, con oxígeno, para lo cual típicamente se utiliza brea de desasfaltado y coque de petróleo. De esta manera se obtiene una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2) [9].

Resulta evidente que, al igual que para el caso de la reformación de gas metano, se generan gases indeseados, lo cual representa un problema ambiental y no le permite obtener el atributo “verde” al hidrógeno que se produce por este medio.

Los principales usos de este método corresponden a:

- Producción de H_2 en refinerías.

- Generación de energía eléctrica haciendo uso de coque de petróleo y brea de desasfaltado, incorporando ciclos combinados y turbinas para este fin.

2.2.2.3. Reformado auto-térmico

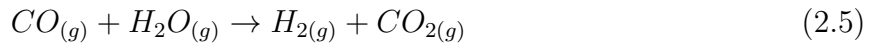
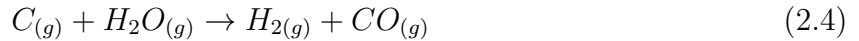
Este método corresponde a una composición de los dos mencionados previamente, el método de reformación de gas metano con vapor y el de oxidación parcial, ya que se realiza un proceso de oxidación y el calor resultante es utilizado para la reformación. En este caso se puede utilizar como materia prima gas metano u otros como gas licuado de petróleo (*GLP*), gas residual de refinerías o nafta.

En relación al método de reformación de gas metano con vapor, este presenta ventajas asociadas a su menor tamaño, menor costo de inversión, mayor simplicidad, pero se ven contrarrestadas con su menor rendimiento, mayor nivel de emisiones y un hidrógeno con un menor grado de pureza[9].

2.2.2.4. Gasificación del carbón

Este proceso requiere elevar la temperatura del carbón sobre los 1000 °C, evitando la combustión, de manera de alcanzar su estado gaseoso y permitir que este se mezcle con agua; así se obtiene como producto hidrógeno y monóxido de carbono, de manera similar al proceso de reformación de gas metano con vapor. Luego, se reutiliza el monóxido de carbono, se mezcla nuevamente con agua y se obtiene hidrógeno y dióxido de carbono[6].

Las ecuaciones que rigen este proceso son las siguientes:

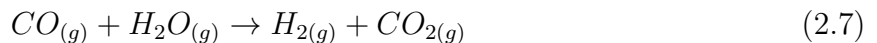
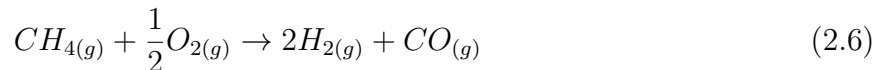


2.2.2.5. Gasificación de biomasa

Este tipo de método corresponde a un proceso de oxidación parcial en que se convierte la biomasa en gas de síntesis gracias a la presencia de algún gasificador como aire, oxígeno, dióxido de carbono, entre otros. En resumidas cuentas, este método es un proceso análogo a la gasificación del carbón, en que se difiere con la materia prima que es utilizada.

Se debe tener en cuenta que para realizar la gasificación de la biomasa, esta debe tener una humedad inferior al 20 %, por lo que en algunos casos se requiere el secado previo de esta, la cual en la mayoría de los casos corresponde a algas[9][10].

Los reacciones químicas que típicamente rigen este proceso corresponden a:

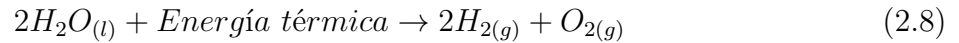


2.2.2.6. Descomposición térmica del agua

Este proceso corresponde a un método en que por medio del incremento de temperatura se logra disociar la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno, para ello se requieren temperaturas sobre los 2.500 °C. Para sortear la dificultad de conseguir una temperatura tan alta, son utilizados procesos termodinámicos con distintas reacciones químicas de forma de producir hidrógeno a temperaturas menores que rondan los 800-1.000 °C.

Resulta necesario mencionar que este proceso conlleva varios desafíos que deben ser superados, tales como disponer de una fuente de calor que permita alcanzar las temperaturas mencionadas, evitar la recombinación de hidrógeno y oxígeno, así como el efecto de la corrosión y las pérdidas térmicas producto del intercambio de calor entre los distintos químicos y elementos que intervienen en el proceso[6][9].

La ecuación que rige este proceso es la que se muestra a continuación:



2.2.3. Procesos Biológicos

2.2.3.1. Descomposición biológica del agua

Existen microorganismos fotosintéticos capaces de descomponer la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno, como cierto tipo de algas fotosintéticas como la *Scenedesmus* o cianobacterias como la Espirulina, que son capaces de producir hidrógeno por medio de la fermentación.

Cabe mencionar que este proceso tiene como gran desventaja la eficiencia, que incluso en condiciones de laboratorio a duras penas logra alcanzar un 7% de eficiencia en procesos foto-heterotróficos, no obstante, su desventaja se ve contrarrestada con un reducido costo de inversión[9].

2.2.3.2. Descomposición foto catalítica del agua

Este método tiene como principio fundamental la electrólisis, pero que es llevada a cabo por medio de la incidencia de luz solar en un material semiconductor inmerso en una solución acuosa, el cual puede generar un voltaje local en la celda que permite separar el agua en hidrógeno y oxígeno.

Resulta necesario mencionar que este método aún se encuentra en investigación, dado que como el agua pura solo absorbe parte de la radiación en el espectro infrarrojo, se requiere de un fotocatalizador para lograr la disociación del agua, requiriendo una gran cantidad de energía, del orden de 3,7 kWh por kg de agua[9].

2.2.3.3. Como subproducto de otros procesos

Existen procesos que dentro de sus subproductos generan hidrógeno, el cual podría ser aprovechado, como por ejemplo la producción de acero, que luego de la recolección y un tratado correspondiente, hace posible obtener hidrógeno. Otro proceso en que se obtiene hidrógeno es aquel en que se produce Cloro Alcalino, pues se hace circular una corriente eléctrica en salmuera de cloruro de sodio, de manera de producir cloro en el ánodo e hidrógeno en el cátodo[9].

2.3. Almacenamiento de hidrógeno

Una vez producido el hidrógeno es necesario afrontar el desafío de su almacenamiento, el cual no resulta sencillo si se considera que el hidrógeno es la molécula más pequeña existente, la cual además es la más densa si se considera su energía por unidad de masa. Estos aspectos hacen necesario estudiar con cuidado los métodos de almacenamiento del hidrógeno, los cuales pueden ser clasificados de la siguiente manera:

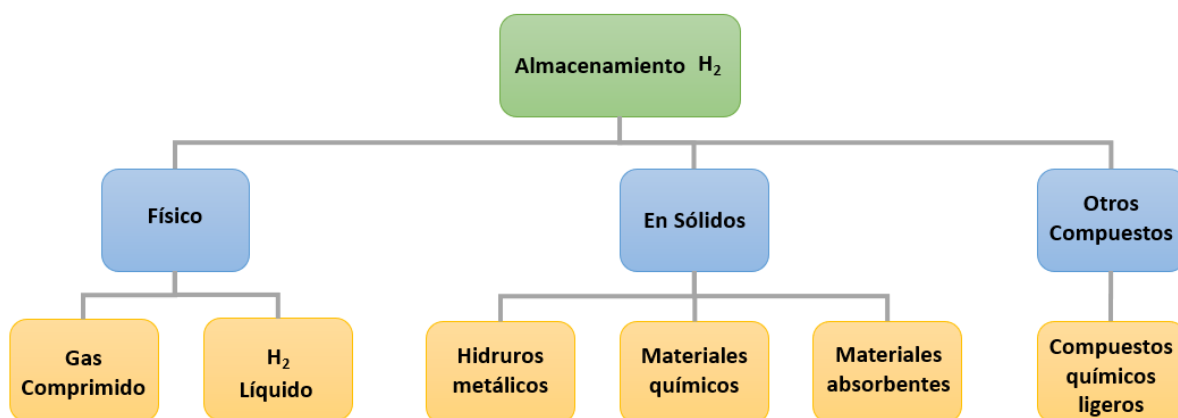


Figura 2.3: Formas de almacenamiento de hidrógeno[9].

2.3.1. Almacenamiento físico

En relación al almacenamiento de hidrógeno comprimido, es posible distinguir dos tipos de almacenamiento distintos, el almacenamiento bajo tierra y el almacenamiento en tanques o estructuras sólidos, donde en el último caso se tienen diferencias según la presión con que sea almacenado el hidrógeno. En primera instancia resulta necesario esclarecer que la compresión del hidrógeno es llevada a cabo en un proceso adiabático mediante compresores especializados en hidrógeno, fenómeno regido por la siguiente ecuación[6]:

$$W = \frac{\gamma - 1}{\gamma} \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \left[\left(\frac{p_f}{p_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right] \quad (2.9)$$

Donde los parámetros de la ecuación se presentan a continuación:

Tabla 2.5: Parámetros ecuación 2.9.

Magnitud	Descripción	Unidad de medida
W	Trabajo específico de compresión	$\frac{J}{kg}$
p_0	Presión inicial	Pa
p_f	Presión final	Pa
V_0	Volumen específico inicial (11,11 para H_2)	$\frac{m^3}{kg}$
γ	Coefficiente adiabático, (1,41 para H_2)	-

Formaciones geológicas subterráneas pueden resultar ideales para el almacenamiento comprimido de hidrógeno, sin embargo, estas deben cumplir ciertas características, tales como: hermetismo, mínima contaminación de bacterias, ausencia de materia orgánica e inorgánica y cercanía con el punto de producción.

Existe un proceso llamado metanogénesis que permite producir metano en estas cavernas subterráneas gracias a un proceso biológico, metano que se ve favorecido gracias a su alta pureza, fácil transporte y una combustión con bajas emisiones contaminantes en comparación a los combustibles fósiles.

Por otro lado, se tiene el almacenamiento en tanques, el cual corresponde a una tecnología madura, en donde típicamente el hidrógeno se comprime hasta una presión de 700 *bar*, obteniendo hidrógeno licuado a una temperatura de -253 °C. Estos tanques son específicamente diseñados para el uso con hidrógeno, ya que los tanques típicos de acero inoxidable soportan presiones de hasta 300 *bar*, impidiendo su uso en este caso[9].

En resumen, el almacenamiento físico es llevado a cabo por las siguientes tecnologías:

Tabla 2.6: Resumen almacenamiento físico[13].

Tecnología	Descripción	Ventajas y desventajas
Tanques de baja presión	Tanques con presión equivalente a la presión atmosférica u otra levemente superior, igual a la presión de salida de los electrolizadores. Se suele usar cuando la cantidad de hidrógeno que se requiere almacenar es reducida o se cuenta con gran espacio destinado al almacenamiento.	(+)Madurez tecnológica (+)Económica (-)Muy baja densidad energética por unidad de volumen
Tanques de alta presión	Uso de compresores especializados para alcanzar la presiones de hasta 800 <i>bar</i> en tanques particularmente diseñados para almacenar hidrógeno.	(+)Madurez tecnológica (-)Baja densidad energética por unidad de volumen (-)Uso de energía en la compresión
Almacenamiento subterráneo	Se inyecta y se comprime el hidrógeno en concavidades naturales subterráneas, las cuales típicamente corresponden a a cavernas de sal.	(+)Elevado volumen de almacenamiento (+)Económica (-)Muy baja densidad energética por unidad de volumen (-)Se requieren formaciones geológicas específicas

2.3.2. Almacenamiento en sólidos

Es posible almacenar el hidrógeno en sólidos, lo cual permite aprovechar de ciertos beneficios tales como seguridad y eficiencia. Algunas de las formas de almacenamiento en sólidos corresponden a: carbono y materiales de alta área superficial, hidruros recargables, hidruros químicos e hidruros químicos térmicos[9].

El almacenamiento en sólidos más utilizado es el de los hidruros metálicos, ya que se consigue enlazar el hidrógeno con elementos metálicos y formar aleaciones en las que no se requiere de una gran cantidad de energía para recuperar el hidrógeno. En estos casos se forman estructuras densas y compactas, estables y típicamente de un color blanquecino, que al tener un enlace químico débil, pueden ser expuestas a determinadas condiciones de presión y temperatura para recuperar el hidrógeno sin mayores complicaciones[6].

2.3.3. Almacenamiento en otros compuestos

Una de las alternativas más populares para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, es aquella en que se almacena en otros compuestos, generalmente amoníaco (NH_3) o metano (CH_4), que por sí solos resultan de interés y son demandados mundialmente. Estas alternativas presentan ventajas fundamentales en comparación al hidrógeno, y es que pueden ser utilizados de forma directa como combustible, permiten reutilizar la infraestructura existente y gozan de un mayor grado de estabilidad.

En particular, el amoníaco destaca porque puede aumentar la densidad de combustible transportado, siendo competitivo en términos de costos gravimétricos, volumétricos y energéticos en relación a los combustibles fósiles habituales; lo cual hace posible que exista una demanda actual de amoníaco de más de 100 *Mt* por año[9].

2.4. Transporte de hidrógeno

2.4.1. Inyección en red de gas natural

Una forma de transportar hidrógeno aprovechando la infraestructura ya existente consiste en inyectar pequeñas proporciones de hidrógeno en los gasoductos existentes de la red de gas natural. Este método ya ha sido probado y es utilizado en diversas partes del mundo, alcanzando hasta un 15 % de volumen de gas de hidrógeno en los gasoductos[9]. Existen aplicaciones, como por ejemplo los vehículos a gas natural y las centrales eléctricas con turbinas de gas, que han sido diseñadas para operar con un valor calorífico específico, situación en que el porcentaje de volumen de hidrógeno en una tubería de gas se debe analizar caso a caso.

La inyección de hidrógeno en redes de gas natural posee limitaciones asociadas a la naturaleza del elemento, ya que en tuberías construidas a partir de acero o aleaciones de este material se produce un fenómeno denominado *embrittlement*, en donde existen pequeñas fugas de hidrógeno por las paredes de las tuberías. Para evitar el fenómeno recién mencionado, es necesario diseñar tuberías dedicadas y especializadas en el transporte de hidrógeno, logrando transportar hidrógeno a mayor presión[6].

Otra alternativa que permite la inyección a la red es por medio del proceso de metanación, en que se logra la conversión de hidrógeno en metano sintético gracias a la combinación con dióxido de carbono previo a la inyección. Así, es posible obtener metano que puede ser mezclado en cualquier concentración con gas natural sin impactar las diferentes aplicaciones que se pueden tener.

2.4.2. Contenedores

El traslado por contenedores obedece a transportar los contenedores que fueron mencionados en la sección 2.3, contemplando los requerimientos técnicos particulares que se necesitan para almacenar el hidrógeno a baja o alta presión. Como el transporte de hidrógeno por tuberías, al menos hasta el momento, es de baja densidad, se requiere buscar métodos alternativos, surgiendo como alternativa la licuefacción del hidrógeno para aumentar su densidad y hacer competitivo el transporte en contenedores, ya sea a través de camiones, barcos, trenes, u otros.

En la actualidad no existe un método masificado para transportar hidrógeno en su forma molecular, por lo cual se ha optado popularmente por transportarlo a través de sus derivados, siendo masivo el transporte de hidrógeno a través de su derivado el amoníaco.

Por último, y de igual manera que como fue mencionado en la sección 2.3, es posible transportarlo de forma sólida, en distintos tipos de hidruros que surgen de la combinación de hidrógeno con algunos elementos metálicos.

En resumen, los métodos de transporte de hidrógeno se pueden resumir por la siguiente tabla:

Tabla 2.7: Resumen métodos de transporte de hidrógeno (1)[13].

Transporte	Tipo de almacenamiento	Distancias típicas de transporte	Descripción
Camión	Compresión, licuefacción, amoníaco.	$<1000 \text{ km}$	Corresponde al transporte de hidrógeno licuado y comprimido. El transporte como amoníaco o la licuefacción se suele utilizar para distancias mayores a 300 km .
Tren	Compresión, licuefacción, amoníaco.	$800\text{-}1100 \text{ km}$	Transporte que utiliza el mismo concepto que el transporte terrestre por camiones, pero suele ser usado para distancias mayores.

Tabla 2.8: Resumen métodos de transporte de hidrógeno (2)[13].

Transporte	Tipo de almacenamiento	Distancias típicas de transporte	Descripción
Tubería	Compresión.	1000-4000 <i>km</i>	Transporte en tuberías dedicadas al transporte de hidrógeno o por medio de inyección en tuberías de gas natural. Suele ser usado en distribución interurbana.
Barco	Licuefacción, amoníaco.	>4000 <i>km</i>	Vehículo que permite el transporte de hidrógeno entre continentes, es poco probable que se utilice la compresión debido a la baja densidad del hidrógeno y el costo que implica trasladar un vehículo marítimo.

2.5. Clasificación del hidrógeno

Como ha sido mencionado previamente, el hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta, pero no es posible encontrarlo en su forma molecular diatómica de manera directa, por lo que requiere ser producido de distintas formas y a partir de distintas materias primas. La industria y la academia le han atribuido la característica de un color al hidrógeno según sea la forma en que es producido, de esta manera, es posible distinguir los siguientes tipos de hidrógeno:

- El **hidrógeno negro** (también conocido como hidrógeno marrón o gris) es aquel que se produce utilizando como materia prima combustibles fósiles tradicionales, como el carbón o el gas natural. Adicionalmente, se considera como hidrógeno negro, al hidrógeno producido mediante la electrólisis, en donde la energía eléctrica consumida por el electrolizador haya sido producida por combustibles fósiles.
- El **hidrógeno azul** se refiere al hidrógeno producido a partir de hidrocarburos, pero que difiere del hidrógeno negro en que en su proceso incorpora mecanismos para capturar y almacenar las potenciales emisiones de gases de efecto invernadero, por ende, el proceso se considera carbono neutral, dado que no emite, o emite muy poco, gases contaminantes a la atmósfera.
- El **hidrógeno verde** corresponde al hidrógeno producido mediante la electrólisis del agua, con energía proveniente de fuentes renovables, ya sea desde centrales hidroeléctricas, plantas fotovoltaicas o parques eólicos.

En la actualidad, más del 95 % del hidrógeno que se consume a nivel mundial corresponde a hidrógeno negro o azul, en particular, es producido a partir del proceso de reformación de gas metano con vapor (SMR)[14]. Este dato resulta de particular interés, pues el presente documento se enmarca en la necesidad de posicionar al hidrógeno verde ($H2V$) como el tipo de hidrógeno de mayor uso a nivel global cuya inserción en la matriz energética mundial pueda reemplazar a los combustibles fósiles tradicionales.

De esta manera, es posible clasificar el hidrógeno según su proceso productivo de la siguiente manera:

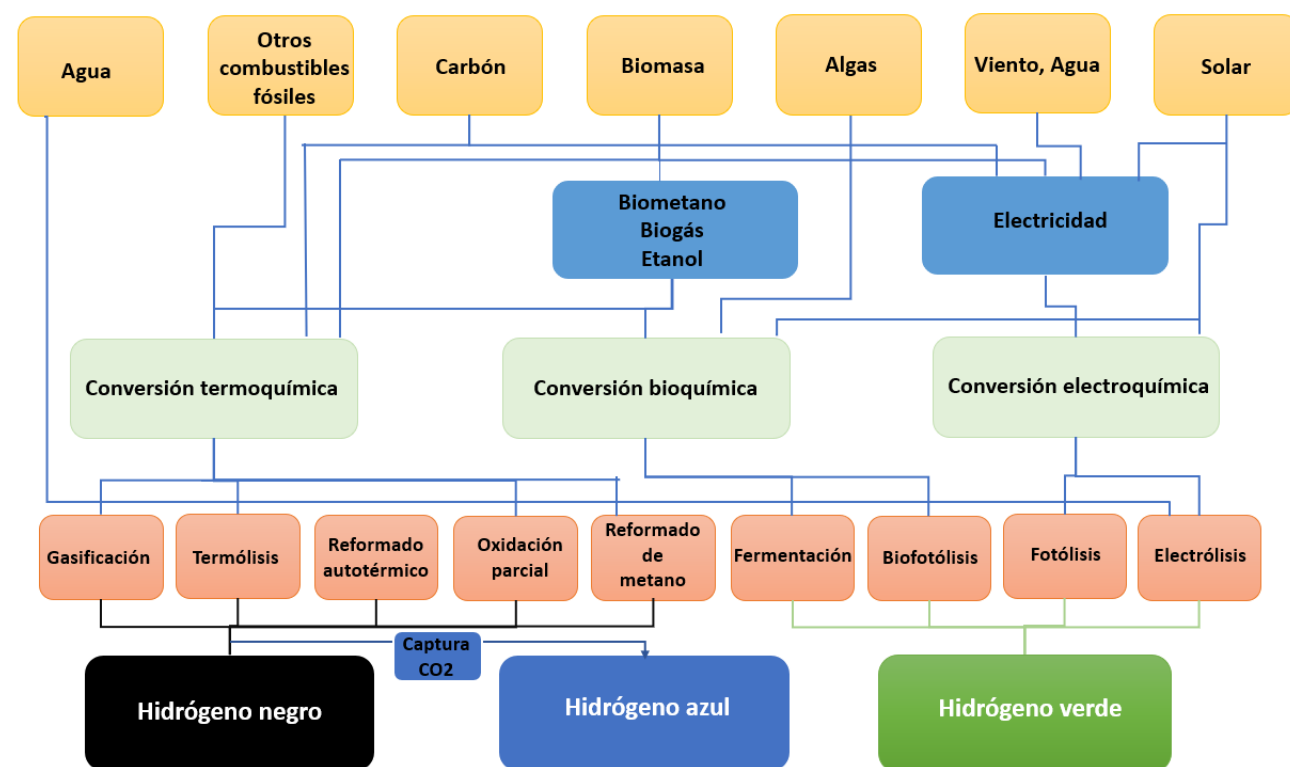


Figura 2.4: Clasificación del hidrógeno

2.6. Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno posee diversas aplicaciones debido a que puede insertarse de buena manera en distintos sectores de la matriz energética, ante ello, existe una gran variedad de aplicaciones que se poseen en la actualidad y que se tendrán dentro de los próximos años, por lo que es esperado un crecimiento exponencial del consumo de $H2V$ en las próximas décadas.

A la fecha las principales aplicaciones del hidrógeno corresponden a las que se tienen en la industria química y de la refinera, en que se hace uso de hidrógeno en forma directa o a través de amoníaco, la que alcanza el 89 % del consumo actual de hidrógeno. Hoy en día existen importantes esfuerzos por descarbonizar la matriz energética, con lo cual se tienen en desarrollo tecnologías que permitirían una gran penetración del hidrógeno en el sector transporte, movilidad pesada y almacenamiento de energía[9].

En los últimos años, la distribución de consumo de hidrógeno según sector productivo ha mantenido la siguiente proporción:

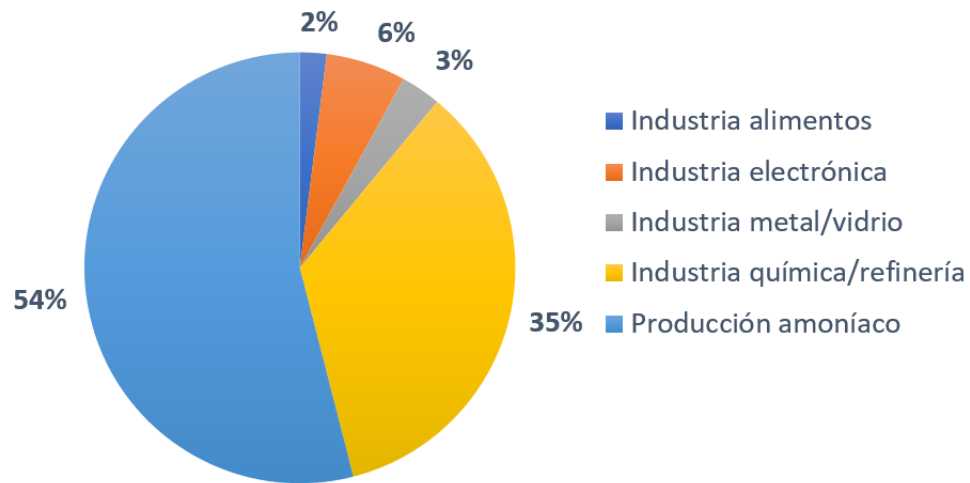


Figura 2.5: Consumo mundial de hidrógeno[9].

Luego, si se desea caracterizar los diversos y potenciales usos del hidrógeno según tipo de aplicación, se pueden diferenciar en cinco categorías con sus respectivas aplicaciones específicas, tal como se puede ver a continuación:

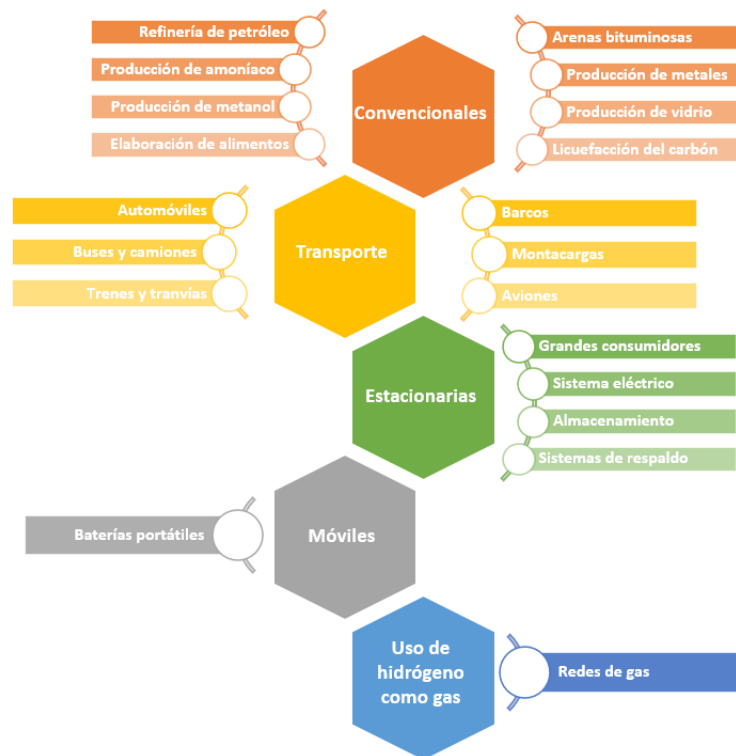


Figura 2.6: Aplicaciones del hidrógeno[9].

Capítulo 3

Estado del arte

3.1. Esquemas de certificación de hidrógeno verde

En el presente capítulo se hace revisión de los principales esquemas de certificación de origen de hidrógeno ya existentes, los cuales le entregan la designación de hidrógeno verde (*H2V*) al hidrógeno generado. Las normativas de certificación existentes a la fecha de desarrollo de este documento corresponden al *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) de California en Estados Unidos, CertifHy en Europa y TÜV SÜD en Alemania.

3.1.1. Esquemas de certificación ya existentes

3.1.1.1. CertifHy[15]

Corresponde a un esquema de certificación de origen europeo, financiado por el *Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH JU), con el fin de formar una empresa pública-privada, en donde la Comisión Europea lleva a cabo la misión de representar al sector público en la toma de decisiones que son llevadas a cabo por consenso de los más de mil actores involucrados.

CertifHy ha mantenido un continuo desarrollo, alcanzando lo que ellos denominan como la fase 3 de desarrollo, en donde se permite entregar una garantía de origen del hidrógeno, obteniendo la designación de hidrógeno verde o bajo en carbono. La certificación de origen del hidrógeno a la fecha corresponde a un proceso voluntario, por lo cual aún su alcance en la industria es limitado.

La garantía de origen de CertifHy entrega información del proceso productivo del hidrógeno, abarcando información de la planta como su ubicación, inicio de operación, subvenciones recibidas, fuente de energía para la producción de hidrógeno y la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) medidas en CO_2 equivalente por unidad de energía.

Para obtener la certificación de hidrógeno verde, este debe ser producido con fuentes renovables, sin embargo, también existe la posibilidad de obtener la certificación de bajo en carbono si se produce con energías no renovables en donde existe un proceso de captura

de carbono. Tanto para la certificación de hidrógeno verde como de bajo en carbono, las emisiones de GEI deben ser al menos un 60% menor a las que se emiten en un proceso de producción de hidrógeno a partir de gas natural, es decir, las emisiones máximas permitidas corresponden a $36,4 \frac{gCO_{2eq}}{MJ}$ cuando se toma como referencia las emisiones del proceso de reformado de gas metano a $91 \frac{gCO_{2eq}}{MJ}$ [16].

Una vez que el hidrógeno es registrado y certificado los consumidores finales pueden reclamar un certificado de garantía de origen para definir su hidrógeno como verde o bajo en carbono. De esta manera, el esquema de certificación de CertifHy genera beneficios en los distintos actores que se ven involucrados en el negocio del hidrógeno. Los productores de hidrógeno verde y bajo en carbono se ven beneficiados al generar una distinción de su producto en el mercado del hidrógeno, entregándole un valor agregado. Los comerciantes pueden acceder a nuevas oportunidades de negocio. Por último, los consumidores o usuarios finales del hidrógeno pueden acceder a información detallada acerca del proceso productivo llevado a cabo, obteniendo una certificación de origen del hidrógeno independiente de la ubicación geográfica del consumo y producción de hidrógeno verde o hidrógeno bajo en carbono.

A la fecha, han sido emitidos más de 75.000 certificados de hidrógeno verde e hidrógeno bajo en carbono. Cabe mencionar, que para que una planta pueda acceder a la certificación, deben ser realizados varios procesos, los que tienen un costo asociado a las distintas etapas, tales como: apertura de cuenta CertifHy (600 EUR), tarifa anual por la cuenta (300 EUR), dispositivo de registro de producción (500-2500 EUR), además de un costo por certificado de garantía de origen (1,65 EUR por cada tonelada de hidrógeno), entre otros [17].

En esta línea, CertifHy ya está siendo aplicado en la Unión Europea y tiene bajo su alero importantes proyectos como el de la empresa Uniper en Falkenhagen, Alemania, que utiliza la energía eólica para producir cerca de 450 kg de H_2V al día. Adicionalmente, resulta posible mencionar el proyecto Air Products en Rotterdam, Holanda, o el de Air Liquide en Port Jérôme, Francia, capaces de producir 400.000 y 100.000 kilogramos diarios, respectivamente, de hidrógeno bajo en emisiones de carbono. Resulta de gran relevancia unificar criterios a nivel mundial para definir y certificar el H_2V , así lo han demostrado varios países que han manifestado interés en adoptar las medidas tomadas por CertifHy, como el caso de Japón, que siendo pronosticado como uno de los futuros grandes importadores de combustibles carbono neutral, ha decidido certificar el hidrógeno verde por medio del modelo de CertifHy [17].

3.1.1.2. Low Carbon Fuel Standard [18]

Este esquema de certificación data del año 2011 en el estado de California en Estados Unidos y tiene por objetivo fomentar combustibles bajos en emisiones de GEI de forma de reducir la dependencia del petróleo en el sector transporte.

Para realizar la certificación se estudian las emisiones de distintos combustibles como gasolina y diésel, para tenerlos como base, y se comparan con el combustible o energético a certificar, dentro de los cuales se incluyen los biocombustibles, la electricidad y el hidrógeno.

Este esquema de certificación es identificado como uno de las nueve medidas de acción

temprana de California para ayudar a cumplir con las reducciones en todo el estado en emisiones de GEI, corresponde a una parte clave de distintos programas que avanzan a favor de la descarbonización de la matriz energética.

Por medio de la certificación y otras medidas, se espera lograr la meta de reducir al menos en un 20 % las emisiones de GEI para el año 2030 (tomando como base el año 2010); lo cual toma importancia para el mercado del hidrógeno, dado que para cumplir esta meta se espera alcanzar el número de cinco millones de vehículos libres de emisiones para el mismo año, lo que se planea lograr en gran parte gracias al aporte que puede realizar el hidrógeno en esta materia[17].

De esta manera, las diversas industrias que se ven involucradas con diversos combustibles deben someterse a un estudio y verificación por parte del programa de *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS), generando un mercado del carbono, pues aquellas entidades con un grado de emisiones de GEI superior a un valor preestablecido, deben comprar créditos de carbono, mientras que aquellas cuyas emisiones son menores al valor prefijado pueden optar a vender sus créditos de carbono generados.

Si bien hasta la fecha este esquema de certificación y mercado de créditos de carbono solo aplica en el estado de California en Estados Unidos, se está analizando la posibilidad de expandirlo a otros estados de la zona como Oregón y Washington, e incluso, algunas regiones de Canadá como Columbia Británica.

3.1.1.3. TÜV SÜD[19]

Alemania ha establecido un estándar privado de hidrógeno verde y sistema de certificación que, en principio, puede aplicarse en todo el mundo, pero que se centra en Alemania y Europa, en relación a la legislación alemana y europea, así como a estándares internacionales.

El estándar es propiedad y está administrado por TÜV SÜD, en donde en los últimos diez años TÜV SÜD ha consultado a los distintos actores interesados sobre el estándar, lo ha revisado y ha publicado la versión actual de la norma en enero de 2020.

La certificación, consiste en una auditoría energética, que de acuerdo con la norma la auditoría es ejecutada por TÜV SÜD, no obstante, el estándar permite que otros organismos de certificación lleven a cabo la certificación siempre que posean una acreditación válida para certificaciones de productos, procesos o servicios.

La norma define los requisitos relacionados con las materias primas y el tipo de energía a utilizar, así como la intensidad de los gases de efecto invernadero de la producción. Para la producción de hidrógeno verde certificado por TÜV SÜD, el organismo entrega tres posibilidades a las que deben someterse los interesados en obtener la certificación:

- La energía eléctrica proveniente de fuentes renovables tiene su origen, en al menos en un 30 %, en nuevas instalaciones renovables, que entraron en funcionamiento en los últimos 36 meses.

- La electricidad de fuentes renovables tiene una participación del 15 % de energía hidroeléctrica, o 30 % energía eólica, o 5 % energía solar, o algún grado de energía geotérmica o de biomasa. Estas plantas deben haber sido puestas en operación después del 1 de enero de 2020.
- Se pagan $0,2 \frac{ct}{kWh}$ de electricidad utilizada en la producción de hidrógeno verde a un fondo común para proyectos de promoción de energías renovables, eficiencia, innovación y compensación[17].

Adicionalmente, se debe tener en consideración que la calidad del hidrógeno producido debe ser superior al 99,9%, donde su umbral máximo de emisiones debe ser inferior a ciertos valores tipificados que hacen alusión a una reducción porcentual de las emisiones de CO_{2eq} en comparación a la generación tradicional de hidrógeno.

Tabla 3.1: Límites de CO_{2eq} para certificar como hidrógeno verde[16].

	Uso en transporte [$\frac{gCO_{2eq}}{MJ}$]	Producción de H_2 [$\frac{gCO_{2eq}}{MJ}$]
Producción	9,4 (-90 %)	9,0 (-90 %)
Producción y transporte	23,5 (-75 %)	22,4 (-75 %)

La norma se aplica al consumo de hidrógeno en las siguientes aplicaciones y sectores: hidrógeno como materia prima (industria química), transporte o almacenamiento de energía (incluida la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural).

Capítulo 4

Propuesta de certificación del hidrógeno verde

4.1. Consideraciones para un esquema de certificación en Chile

En la actualidad, no existe un esquema de certificación de hidrógeno verde en Chile, lo cual demuestra lo innovador que resulta el *H2V* en la actualidad, en donde solo existen tres esquemas de certificación de origen de hidrógeno, que fueron presentados recientemente, y algunos otros pocos que están siendo desarrollados. Aunque Chile carece de un modelo de certificación en la actualidad, esto no ha mermado los grandes intereses que se tienen por desarrollarse en el área, en particular, la estrategia nacional de hidrógeno verde plantea que se desea tener 5 *GW* en capacidad de electrólisis al año 2025 y posicionar a Chile como líder en generación de *H2V* al año 2030[5].

Para cumplir con los ambiciosos deseos en materia de hidrógeno verde resulta de gran importancia presentar un modelo de certificación de hidrógeno verde a la brevedad, de forma de no entorpecer el interés en el desarrollo de proyectos del sector privado. Si se tiene en consideración el escenario global y nacional en el que se encuentra inmerso el hidrógeno verde, la certificación a desarrollar debe cumplir con ciertas características esenciales:

- Teniendo en cuenta que se busca posicionar a Chile como un exportador de hidrógeno verde, el modelo de certificación a desarrollar debe ser diseñado de afuera hacia adentro, es decir, debe estar **alineado con los esquemas de certificación ya existentes**, de forma que el hidrógeno verde producido a nivel local tenga el mismo valor en cualquier parte del mundo.
- El hidrógeno verde se ha posicionado en el centro de la discusión como una posible solución en la batalla contra el cambio climático. En esta línea, han surgido diversas instituciones a nivel local y global que tienen por objetivo promover el desarrollo del *H2V*, lo que ha contribuido en desarrollar diversos programas energéticos cuyo eje central es el desarrollo de una matriz energética limpia a través del hidrógeno verde. El desarrollo del hidrógeno verde aún enfrenta un gran desafío, y es que por el grado de madurez y de

desarrollo de la tecnología aún no se hace competitivo, en términos económicos, con el hidrógeno producido de forma tradicional por el método de reformado de gas metano con vapor (SMR). Por las razones previamente descritas, es que el modelo de certificación a desarrollar debe ser **simple, transparente y económico**, de forma de no generar más barreras al desarrollo del *H2V* ni desincentivar el interés del sector privado.

- Ante la inexistencia de un esquema de certificación en la mayoría de los países, y la imposibilidad de realizar un “seguimiento al electrón” en una red eléctrica, es que la forma de justificar que una planta *ERNC* produce hidrógeno verde en la actualidad es por medio de una configuración *off grid*, eliminando la dependencia de la red eléctrica y con ello garantizando que la energía utilizada proviene de la planta *ERNC*. Lamentablemente esta práctica tiene un gran inconveniente, y es que impide que sea aprovechada una ubicación óptima para la planta de generación renovable y la planta de electrólisis. Es suficiente con pensar que la planta *ERNC* debería estar situada en donde el recurso solar o eólico sea mayor, mientras que la planta de electrólisis debiese situarse en una locación donde se tengan mayores ventajas comerciales, ya sea en las cercanías de un puerto, de una red de gas natural, un gran parque automotriz, entre otros. Por los motivos previamente descritos, es que un gran paso que se debe dar en materia de certificación de origen del hidrógeno es que se permita la **certificación verde de una planta de hidrógeno conectada a la red**, ante lo cual se debe crear un mecanismo que permita justificar un uso de energía renovable aún cuando resulta imposible conocer el origen de la energía que portaba “el electrón utilizado”.
- Para generar hidrógeno verde por medio de la electrólisis se tienen como insumos principales la energía y el agua, en particular, se requieren aproximadamente 10 *L* de agua desmineralizada por cada 1,1 *kg* de hidrógeno a producir. Considerando lo anterior, es que surge la inquietud acerca de si el uso de agua podría convertirse en un problema, ya que solo para el 2025 se busca situar a Chile con al menos 200 *kton* anuales en exportación de hidrógeno verde[5], valor que crecería aún más si se piensa en Chile como líder en exportación de *H2V*. En diversos seminarios, algunos expositores han señalado que aún teniendo en cuenta las grandes cantidades de hidrógeno verde que se buscan producir, el agua a utilizar es mínima, basando esto en que diversas actividades cotidianas suelen tener un uso del recurso hídrico aún más intensivo, como por ejemplo, en una ducha de 10 minutos se utilizan aproximadamente 200 *L* de agua, o se requieren cerca de 15.000 *L* de agua para producir un kilogramo de carne de vacuno. Sin perjuicio de lo anterior, en un escenario nacional de escasez hídrica y con proyecciones a empeorar, se hace necesario que el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde considere un **criterio de certificación basado en el uso de agua**, utilizando únicamente aguas grises purificadas, agua desalada, o procurando que el agua dulce utilizada no genere problemas a las comunidades locales ni al ecosistema natural existente en la zona.
- Las anteriores consideraciones presentadas para el desarrollo de un modelo de certificación de hidrógeno verde hacen notar la complejidad y robustez que debe poseer el mecanismo que acredite el origen del hidrógeno. Ciertas características consideradas se suelen contraponer entre sí en cierta medida, como lo son la adaptabilidad a las normativas de certificación existentes en otras regiones del planeta, la sencillez del modelo, la necesidad de incorporar un sistema de trazabilidad de la energía, de monitoreo del uso de agua y la urgencia en la implementación del sistema de certificación. Por estos motivos, es que la propuesta de modelo de certificación de origen del *H2V* **debe**

contemplar distintas etapas o niveles de certificación, de forma de implementar aquellas características esenciales en un esquema de certificación aplicable en el corto plazo y permitir que aquellas que revisten de un mayor grado de complejidad sean incorporadas en etapas posteriores de la implementación de la normativa asociada a la certificación.

La propuesta de esquema de certificación de origen del hidrógeno, que será presentada a continuación, permitiría realizar la certificación de hidrógeno verde y con ello realizar un gran avance hacia el cumplimiento de las diversas metas que se tienen en relación al desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Chile, en donde destacan metas como situar a Chile con el $H2V$ más competitivo del planeta, logrando un valor del hidrógeno menor a $2 \frac{USD}{kg}$ hacia 2030, y menor a $1 \frac{USD}{kg}$ en el 2050. Aunque las metas planteadas recientemente parecen objetivos lejanos, existen desafíos en el corto y mediano plazo, como poseer una capacidad de 5 GW de electrólisis instalada o en desarrollo al año 2025[5].

Dado lo anterior, es que la propuesta de certificación de origen de hidrógeno que será presentada contará con tres etapas de desarrollo, esto con el fin de permitir una gradual implementación que contemple en su ejecución cada una de las consideraciones planteadas previamente en el capítulo 3 de este documento. En forma resumida se pueden presentar las siguientes consideraciones que debe incluir la propuesta: correlación con esquemas de certificación de origen ya existentes en el mundo, sencillez, transparencia, bajo costo, certificación *on grid* y desarrollo en etapas.

En primera instancia, y previo a presentar los criterio de certificación de hidrógeno verde, es que se hace necesario mencionar que para el caso de Chile, se requiere de un organismo autónomo, de derecho público y sin fines de lucro que certifique, según el cumplimiento de los diversos criterios, el hidrógeno producido y entregue un certificado de origen. De esta manera, resultaría posible que el consumidor final del hidrógeno verde, acreedor del certificado, tenga la garantía de que independiente de la ubicación geográfica donde fue producido el hidrógeno, está consumiendo íntegramente hidrógeno verde, accediendo a información detallada acerca del proceso productivo del $H2V$ involucrado.

4.2. Primera etapa - Certificación $H2V$ en el corto plazo

Esta primera etapa de certificación tiene por objetivo una pronta implementación de un sistema que permita la certificación de origen y generación de hidrógeno verde bajo criterios sencillos que sean conocidos y aplicados en el sector privado y público, materializando los primeros proyectos en torno al $H2V$.

Dicho lo anterior, será considerado como hidrógeno verde al hidrógeno producido donde la energía eléctrica o los actores involucrados en la generación y consumo cumplan alguno de los siguientes criterios:

- Disponer de un contrato de compraventa de energía del tipo PPA con un generador cuyo activo involucrado en el contrato sea una planta fotovoltaica o un parque eólico.

- El generador de hidrógeno dispone de la totalidad de Atributos de Energía Renovable (AER) asociados a la energía eléctrica consumida y hace entrega de ellos al consumidor de hidrógeno verde.

4.2.1. Justificación

Un *PPA* es un contrato que refleja un acuerdo de compraventa de energía entre un generador y un cliente libre por un largo período de tiempo.

En los contratos del tipo *PPA* quedan definidos al detalle todos los términos bajo los cuales se realizará la compraventa de energía eléctrica, definiendo algunos aspectos básicos como la planta que será beneficiada de la energía eléctrica, su dirección, subestación eléctrica asociada, número de cliente, medidor eléctrico instalado y el nivel de tensión bajo el cual se realiza la conexión eléctrica.

Adicionalmente, se definen aspectos asociados al suministro de energía y la potencia, es decir, se establece la energía y potencia convenida, punto de suministro e inicio y término del suministro. También resulta necesario pactar los montos a facturar por la energía, ante lo cual existen libertades por corresponder a un acuerdo entre privados, no obstante, se suele dar una estructura típica de cargos que dan origen a la factura de un *PPA*, los que corresponden a:

- Cargo por energía activa
- Cargo por potencia en horas punta
- Cargo por energía reactiva
- Cargo por sistema de transporte

Si bien los contratos de compraventa de energía (*PPA*) suelen manifestar una estructura típica en la mayoría de los casos, tal y como fue mencionado previamente, estos son la manifestación de una poderosa herramienta que se aplica en la actualidad y que permitiría avanzar en el corto plazo con la certificación de origen del hidrógeno verde, ya que al corresponder a un acuerdo entre privados, estos concebirán los acuerdos que vayan en directo beneficio de ambos. De esta manera, se ha manifestado un creciente interés de los consumidores de energía eléctrica en ser catalogados como “cliente libre”, ya que con una buena estrategia de negociación se pueden obtener directamente beneficios económicos.

Dicho lo anterior, esta primera etapa de certificación contempla que será certificado como hidrógeno verde al hidrógeno producido con energía eléctrica que surge de la base de un contrato de compraventa de energía con un agente *ERNC*, en efectos prácticos, un generador cuyo activo involucrado en el contrato sea una planta fotovoltaica o un parque eólico. La justificación de esta medida es que, aunque no se pueda hacer un seguimiento del electrón y con ello sea imposible garantizar que la energía consumida por una planta de hidrógeno provenga de una fuente renovable por el hecho de existir un *PPA*, establecer este tipo de contrato con un generador *ERNC* es una forma directa de beneficiar a agentes generadores

con plantas fotovoltaicas o parques eólicos. Así, resulta posible crear un efecto de incentivo hacia la generación renovable, avanzando hacia la carbono neutralidad en generación y aumentando las probabilidades de que al fin y al cabo la energía eléctrica consumida sea renovable y el hidrógeno producido sea efectivamente verde.

Por otro lado, y en el contexto del interés de los diversos actores del sector eléctrico de avanzar hacia la carbono neutralidad, es que cada vez resulta más apreciado que los procesos productivos involucren bajas emisiones de carbono, resultando una arista importante el origen de la energía eléctrica utilizada. En este escenario, es que en los últimos años surgieron los Certificados de Atributo de la Energía (EACs, por sus siglas en inglés), que corresponden a una herramienta tangible que permite que los generadores y consumidores de energía eléctrica le den un valor adicional a la energía eléctrica involucrada en sus procesos. Este tipo de certificados tienen su origen en cada unidad de energía eléctrica (*MWh*) inyectada a la red, y contienen información acerca de la ubicación y tipo de la planta de generación eléctrica, fecha y hora de inyección de la energía a la red, perfil de emisiones involucradas en el proceso y un número identificador único para este documento.

Un tipo de Certificado de Atributo de la Energía corresponde a los Atributos de Energía Renovable (*AERs*), también conocido como *I – RECs* a nivel internacional (regido bajo el International REC Standard), que de igual manera permite certificar y atribuir un consumo eléctrico a generación renovable. Este tipo de atributos pueden ser transados por los distintos actores que participan del mercado eléctrico y permiten que los distintos usuarios manifiesten sus preferencias por un tipo de particular de fuente de energía, así como también permiten desacoplar la generación renovable del contrato de suministro de energía del que se habló previamente.

Si bien existe un gran potencial estratégico asociado a los *AERs* en la lucha por el cambio climático, aún no se ha masificado la cultura de su adquisición y por ende su valor comercial en la actualidad es bajo. De todas maneras la tendencia internacional indica que el uso e importancia de los atributos renovables aumentará, por lo que la actual propuesta de esquema de certificación plantea que para esta primera etapa, una de las formas de acreditar que el hidrógeno producido corresponde a *H2V* es a través de la adquisición de los atributos de energía renovable.

Certificar el hidrógeno como hidrógeno verde a través de los *AERs* tiene los mismos problemas y virtudes que realizar la certificación a través de un contrato de suministro eléctrico renovable, ya que no permite una real trazabilidad de la energía, es decir, no puede garantizar que una planta de hidrógeno conectada a la red utiliza energía renovable, sino que entrega una herramienta para que un productor de hidrógeno pueda certificar su hidrógeno como verde por medio del incentivo a las energías renovables no convencionales. Bajo esta etapa de esquema de certificación podría ocurrir que una planta de electrólisis tenga un contrato de suministro de energía con una planta fotovoltaica, a modo de ejemplo, y la planta de electrólisis opere solo durante la noche consumiendo, en su totalidad, energía eléctrica de la red provista por fuentes de todo tipo y aún así produciría hidrógeno verde. Lo anterior no resulta adecuado y corresponde a uno de los puntos a mejorar en las próximas etapas de certificación.

Esta primera etapa contempla la certificación de origen del hidrógeno como verde considerando un contrato de suministro de energía renovable o la adquisición de los atributos de energía renovable, ambas posibilidades de certificación tienen el problema de que no permiten una trazabilidad real de la energía eléctrica y su justificación se basa en el incentivo hacia las fuentes renovables. Se hace necesario recordar que esta primera etapa de la propuesta de certificación *H2V* está diseñada para una implementación en el corto plazo que no ralentice el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, permitiendo alcanzar los desafíos de la estrategia nacional del hidrógeno en los próximos años.

4.3. Segunda etapa - Certificación *H2V* en el mediano plazo

Como fue analizado previamente, la certificación del hidrógeno verde juega un rol fundamental en la transición hacia una matriz energética carbono neutral. En esta línea fue diseñada por parte del Ministerio de Energía la “Estrategia nacional de hidrógeno verde”, en donde se fijan ambiciosas metas de desarrollo de hidrógeno verde en Chile en el corto, mediano y largo plazo, razón porque urge contar con un esquema de certificación del *H2V* dentro de los próximos años. Como fue revisado anteriormente, el esquema de certificación debe adaptarse al desarrollo del hidrógeno verde, contemplando diversos grados de desarrollo y exigencias conforme a la evolución del mercado del hidrógeno.

La primera etapa del esquema de certificación tuvo por objetivo plasmar un esquema de certificación sencillo, transparente, económico y viable en el corto plazo que permitiera el comienzo del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde conectados a la red. La actual etapa se centra en mejorar una de las principales falencias de la primera etapa, que correspondía a que la certificación no realizaba una trazabilidad de la energía ni verificaba una operación conjunta de la planta de generación eléctrica con la planta de electrólisis, de modo que esta etapa de certificación busca ir un paso más allá en el acercamiento a la certificación *on grid* de proyectos de hidrógeno, asegurando que la energía eléctrica utilizada sea renovable.

Dicho lo anterior, bajo esta etapa de la propuesta de modelo de certificación de *H2V* para Chile, es que será considerado como hidrógeno verde aquel hidrógeno producido que cumpla la siguiente condición:

- La potencia de operación de la planta de electrólisis realiza un seguimiento de la potencia de la(s) planta(s) de generación eléctrica renovable en donde exista un *PPA* involucrado, no excediendo el 40 % de la generación renovable en cada hora de operación.

4.3.1. Justificación

Como fue dicho previamente, uno de los objetivos de esta etapa de certificación en el mediano plazo, es el de avanzar hacia la certificación de proyectos de hidrógeno *on grid* por medio de la trazabilidad de la energía, mitigando una falencia de la etapa anterior, en donde se podía generar un desacople de la generación de energía eléctrica y el consumo de energía para la producción de hidrógeno, certificando como hidrógeno verde a la producción

de hidrógeno que pudo haber sido llevada a cabo cuando no era inyectada energía renovable a la red.

Uno de los motivos por los cuales este sistema de certificación de origen del hidrógeno está pensado para ser incorporado en el mediano plazo, es que requiere un organismo que, como fue mencionado previamente, debe llevar a cabo la fiscalización que corrobore que las empresas productoras de hidrógeno estén realizando el seguimiento de la curva de generación de energía por parte de la empresa renovable con quien se tenga el *PPA*. Para lograr este objetivo, se requiere de medidores inteligentes que junto a un sistema *SCADA*, puedan supervisar, recopilar datos, analizar y controlar de forma automatizada la operación de la planta de electrólisis.

Una forma gráfica de comprender el tipo de operación propuesta es el expuesto en la figura 4.1, en donde a partir de la curva de generación de un portafolio renovable con el que exista un contrato de suministro de energía, se controla la operación por parte de la planta de electrólisis, asegurando que en tiempo real la energía utilizada por la planta de electrólisis está siendo inyectada por un generador renovable en alguna parte del sistema eléctrico.

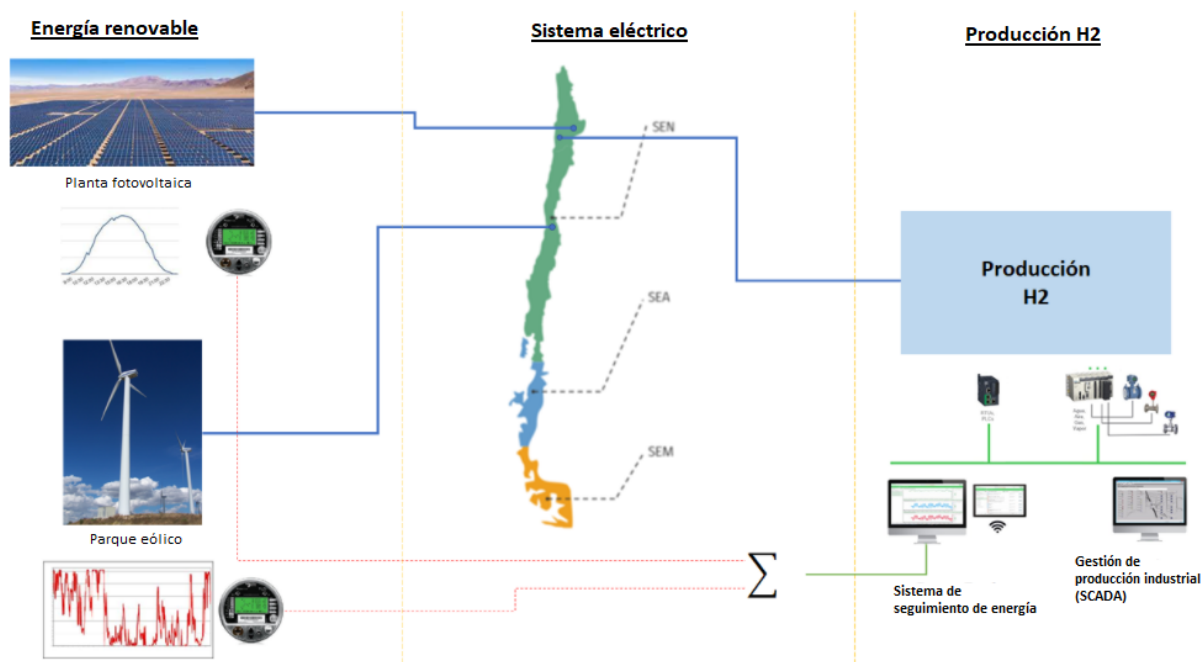


Figura 4.1: Esquema de producción de *H2V* en sistema *on grid*.

Adicionalmente, vale la pena recordar que una de las consideraciones que debe contemplar esta propuesta de esquema de certificación es el reconocimiento del hidrógeno verde producido de forma local en el resto del mundo. Para ello, se hace necesario que la regulación nacional sea compatible en el escenario internacional, donde destaca el esquema de certificación CertifHy, que exige que las emisiones de carbono de la producción de hidrógeno verde sean al menos un 60 % menores que las que se ven involucradas en un proceso tradicional de producción de hidrógeno. Por esta razón, se hace imprescindible que se considere una reducción de al menos un 60 % en el escenario nacional, de forma que exista la posibilidad de exportar hidrógeno verde, tal como lo plantea la estrategia nacional de hidrógeno verde, a Europa y el resto del mundo.

De esta manera, es que será posible tener un real acercamiento preliminar hacia la trazabilidad de la energía, en donde será posible argumentar que la energía renovable inyectada en algún lugar de la red está siendo retirada en el mismo instante, aún cuando físicamente eso sea imposible de corroborar debido a que no se puede conocer la “ruta del electrón”. Así, se puede producir hidrógeno verde que cumple con los esquemas de certificación ya existentes pensando en una eventual exportación de hidrógeno verde a gran escala como lo plantea la estrategia nacional de hidrógeno verde.

4.4. Tercera etapa - Certificación *H2V* en el largo plazo

La etapa anterior de propuesta de certificación de hidrógeno verde cumple el primer acercamiento a la trazabilidad de energía, garantizando un 60 % de seguimiento de la generación renovable por medio de la planta de electrólisis, sin embargo, se hace necesario en el largo plazo, y es lo que contempla la actual etapa de certificación, la trazabilidad de la energía renovable en un mayor porcentaje, de forma de acreditar que el hidrógeno producido sea en realidad *H2V* en su totalidad y no solo una parte o porcentaje de él.

Dicho lo anterior, se considerará como hidrógeno verde al hidrógeno producido bajo el cumplimiento de la siguiente condición:

- La potencia de operación de la planta de electrólisis realizará un seguimiento de la potencia de la(s) planta(s) de generación eléctrica renovable en donde exista un *PPA* involucrado, no excediendo el 5 % de la generación renovable en cada hora de operación.

4.4.1. Justificación

Para que el hidrógeno producido sea considerado verde se hace necesario que la totalidad del proceso productivo sea libre de emisiones, es decir, que tanto la construcción de la planta de generación de energía y la planta de electrólisis hayan sido realizadas en un proceso carbono neutral, de igual manera el transporte de materiales e insumos, etc.

En la actualidad, resulta imposible esperar que exista algún proceso carbono neutral, pues varias áreas fundamentales en la industria no han sido descarbonizadas en su totalidad a la fecha, por esta razón, se ha optado la convención de que el hidrógeno producido es *H2V* si es que se utilizó energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. En esta línea, la actual etapa de propuesta de certificación de origen de hidrógeno verde plantea avanzar hacia una trazabilidad de la energía que garantice que casi la totalidad de la energía eléctrica producida tiene su origen en fuentes renovables, realizando un seguimiento de la generación en un 95 %, dejando un margen del 5 % para condicionantes de mínimos técnicos en la operación de la planta de electrólisis, errores de coordinación en la operación, fallas en el sistema, etc.

Cabe mencionar, que en la medida que la matriz eléctrica avance hacia una producción de energía 100 % limpia, se hará cada vez menos relevante la certificación por el uso de energía en la producción de hidrógeno, pues eventualmente toda la energía inyectada en la red será renovable. Por este motivo, esta etapa en particular de certificación de *H2V* en el largo

plazo debiera ser puesta bajo análisis dentro de los próximos años, evaluando la evolución del mercado de la energía y la posible incorporación de nuevas tecnologías como la inteligencia artificial o el *blockchain* en sistema de trazabilidad de energía.

Capítulo 5

Caso de estudio

La producción de hidrógeno verde requiere energía eléctrica producida por fuentes renovables no convencionales, las que típicamente corresponden a plantas fotovoltaicas y eólicas. En esta materia Chile posee un enorme potencial en recursos naturales, donde hemos podido ver gran interés en el desarrollo de proyectos fotovoltaicos en el norte de Chile y proyectos eólicos en la zona sur y extremo sur del territorio nacional.

Para poder evaluar el comportamiento del modelo de certificación de origen del hidrógeno verde que fue desarrollado, es que se presentará un caso de estudio: una planta fotovoltaica en la Región de Antofagasta, una eólica en la Región de La Araucanía y un portafolio renovable compuesto por las dos plantas anteriores, que permitirán evaluar, posteriormente, la factibilidad del modelo de certificación propuesto. En particular en lo que se refiere a certificar el H_2V producido en una planta de electrólisis conectada al Sistema Eléctrico Nacional (*SEN*), y optimizar la potencia nominal y el perfil de operación de una planta de electrólisis, de forma de presentar una herramienta de optimización que resulte de utilidad para aquellos que deseen diseñar un proyecto de hidrógeno verde que se adapte al tipo de modelo desarrollado.

De esta manera, serán presentados los perfiles de generación normalizados, en “por unidad” y tomando como base la potencia instalada de cada planta, a partir de datos provistos por Generadora Metropolitana de una planta fotovoltaica en el norte de nuestro país y un parque eólico situado en la zona sur de Chile. Si bien han sido datos usados provistos por Generadora Metropolitana, empresa de generación de energía eléctrica, es posible utilizar la herramienta que será desarrollada o recrear el modelo utilizando datos reales de generación de plantas fotovoltaicas o parques eólicos que se encuentran disponibles en la página web del Coordinador Eléctrico Nacional (*CEN*) www.coordinador.cl. Adicionalmente, existen herramientas como el Explorador Solar o Explorador Eólico que permiten cumplir con el mismo objetivo.

5.1. Generación fotovoltaica

En primera instancia es posible revisar el perfil de generación de una planta fotovoltaica en la Región de Antofagasta.

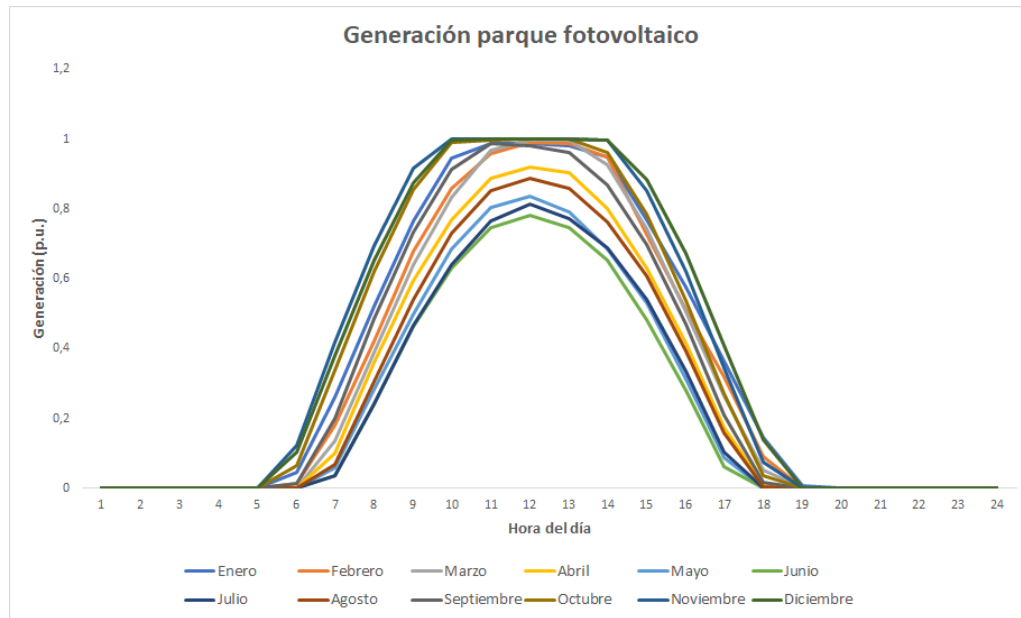


Figura 5.1: Generación normalizada de parque fotovoltaico en la Región de Antofagasta

Es posible apreciar que la generación fotovoltaica sigue la curva solar en función de la radiación solar incidente en los paneles fotovoltaicos según la hora del día. De esta forma, y con los datos obtenidos para la generación fotovoltaica, la planta opera con un factor de planta $FP_{solar} = 30,01\%$.

Por simplicidad, y para una demostración clara de la aplicabilidad del caso de estudio en el siguiente capítulo que será desarrollado, se utilizará una única curva de generación solar, la cual corresponderá al promedio de los 12 meses del año, es decir, el promedio simple de las doce curvas recientemente expuestas en la figura 5.1.

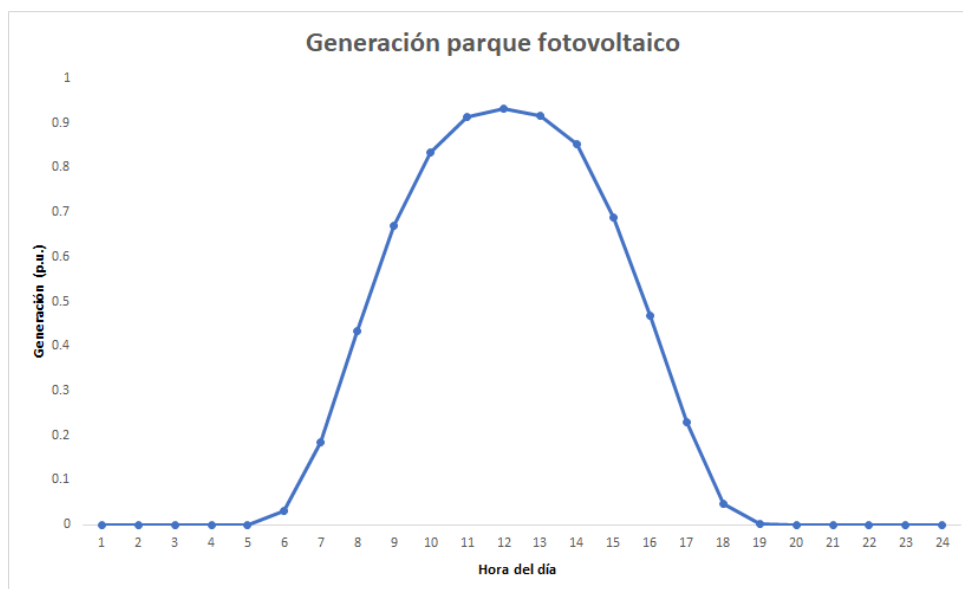


Figura 5.2: Generación normalizada promedio de parque fotovoltaico en la Región de Antofagasta

Analizando el comportamiento de la generación fotovoltaica a lo largo del día y en los distintos meses del año, se puede visualizar y comprender directamente que su comportamiento influiría en el tiempo de operación de una planta de hidrógeno verde, ya que fuera del horario solar no se dispondría de energía renovable para utilizar

5.2. Generación eólica

A continuación será presentado el perfil de generación de un parque eólico de la Región de la Araucanía que, a diferencia del perfil fotovoltaico, podría aportar para diversificar el horario de generación de energía y con ello contribuir a la operación de la planta de electrólisis.

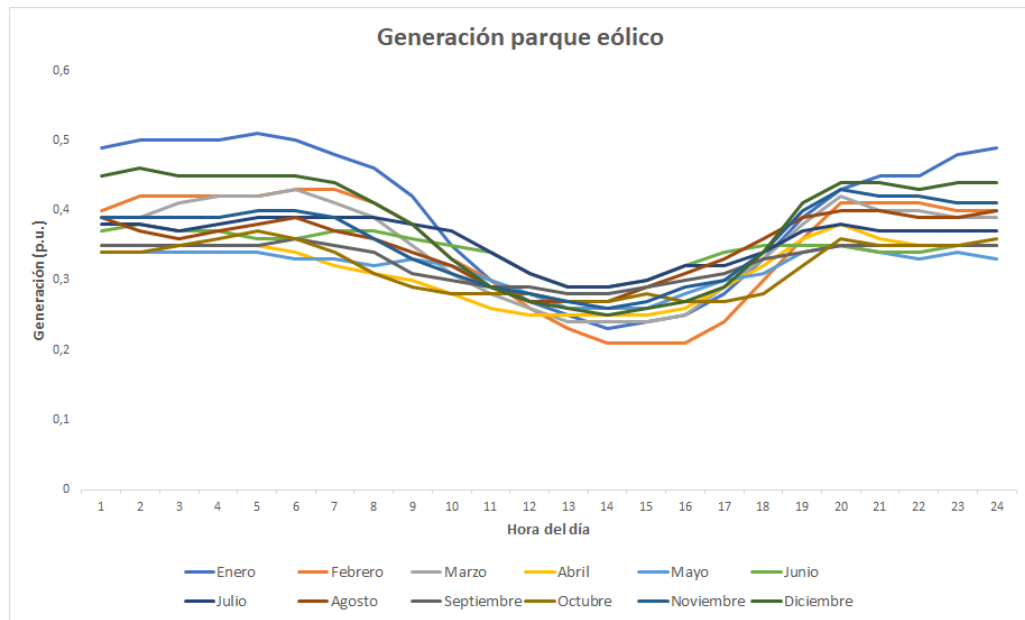


Figura 5.3: Generación normalizada de parque eólico en la Región de La Araucanía

De igual manera que para el caso anterior, se presenta un perfil de generación de normalizado por la potencia instalada del parque, en este caso eólico, pudiéndose comprobar que se presenta un comportamiento variable de la generación eléctrica a lo largo del día, pero que se acentúa en las primeras y últimas horas de cada día, haciendo posible creer que la combinación *ERNC* de la generación fotovoltaica y eólica puede aportar de buena manera a un portafolio de generación renovable estable que permita la trazabilidad de la energía y con ello la generación de hidrógeno verde en un sistema conectado al *SEN*. Este parque eólico situado en la Región de La Araucanía alcanza un factor de planta $FP_{eólico} = 34,71\%$

De igual manera que para el caso solar, se construye una única curva correspondiente al promedio de la generación de los doce meses del año, esto para simplificar la utilización de la herramienta de optimización que será revisada en el siguiente capítulo.

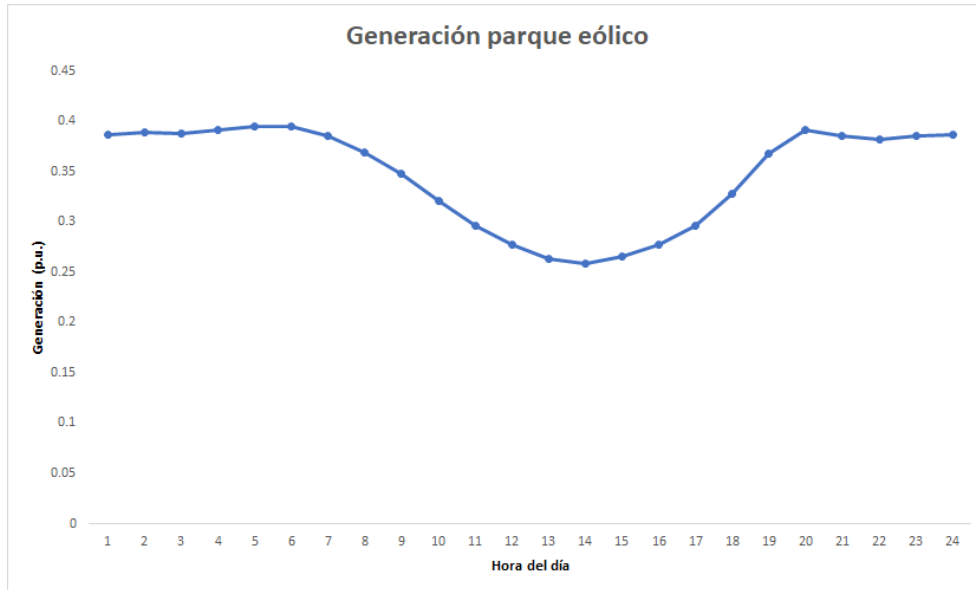


Figura 5.4: Generación normalizada promedio de parque eólico en la Región de La Araucanía

5.3. Generación portafolio *ERNC*

Luego, si se cuantifica la generación normalizada del portafolio de generación renovable, equivalente a las dos plantas mencionadas recientemente, es posible obtener un perfil de generación como el que se muestra a continuación:

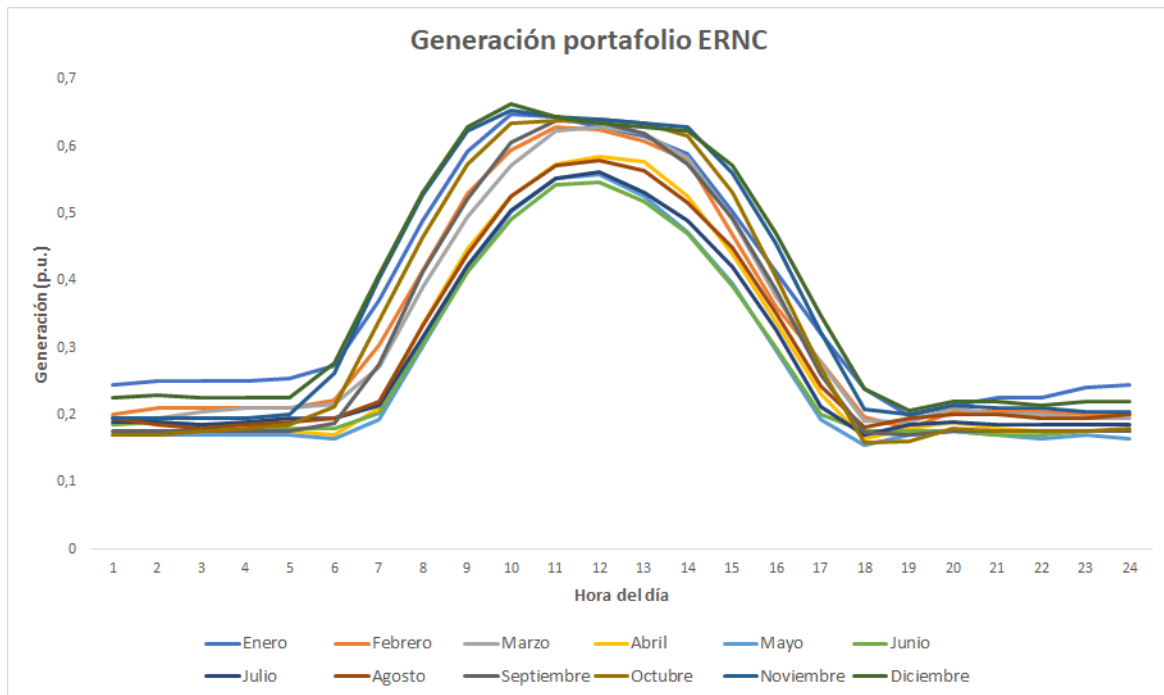


Figura 5.5: Generación normalizada portafolio *ERNC*

Bajo esta configuración *ERNC* se obtiene un factor de planta $FP_{ERNC} = 32,36\%$. Se puede ver también que se cumple, a simple vista, que una diversificación del portafolio renovable contribuye a la estabilidad de la generación, lo cual podría resultar de interés para la generación de hidrógeno verde en donde se busque maximizar la operación de la planta de electrólisis. Un ejercicio que podría resultar de gran interés en la industria del hidrógeno para mantener una producción continua, bajo la hipótesis que se logre certificar el hidrógeno verde producido en configuración *on grid*, es aquel en que se busca el portafolio renovable óptimo, considerando la potencia de las plantas, de forma que la generación renovable sea estable y permita maximizar el factor de planta de la planta de generación de hidrógeno.

Para llevar a cabo pruebas en torno al seguimiento de la generación de energía y la optimización de la planta de electrólisis según parámetros técnicos y económicos, será considerado, igual que para el caso anterior, una curva promedio simple para el portafolio renovable, sin desmedro de los distintos beneficios que podría entregar el análisis de cada mes de generación renovable.

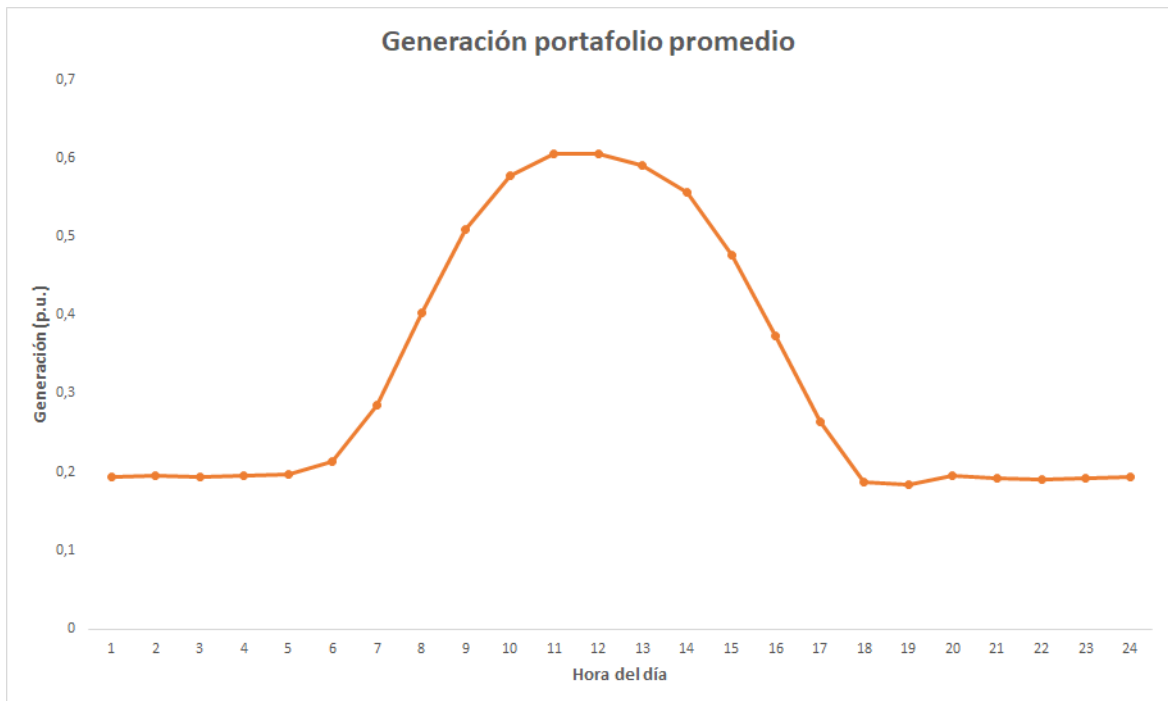


Figura 5.6: Generación normalizada promedio del portafolio *ERNC*

Así, ha sido posible construir una curva de generación de una planta fotovoltaica, un parque eólico y un portafolio renovable compuesto por la planta fotovoltaica y el parque eólico. Estos tres perfiles serán puestos a prueba en una herramienta de optimización que determine la potencia óptima de una planta de electrólisis y su perfil de operación según las restricciones del modelo de certificación y antecedentes técnicos, maximizando beneficios, tal como será estudiado en el siguiente capítulo.

Capítulo 6

Modelo de seguimiento de generación renovable

En la actualidad, sigue siendo un misterio cual será la normativa de certificación de hidrógeno verde a nivel local, ya que como fue mencionado previamente, solo algunos países como Estados Unidos, Alemania y la Unión Europea poseen un estándar de certificación de origen para el hidrógeno, entregándole el atributo “verde”. Chile posee la enorme responsabilidad, de acuerdo a la estrategia nacional de hidrógeno verde, de entregar en el corto plazo una normativa asociada a la certificación, con el antecedente que aún no han sido presentados ni los aspectos básicos que tendrá en consideración la norma de certificación del *H2V* en Chile.

No existe en la actualidad el esquema de certificación de *H2V* en Chile, sin embargo, se plantea que una posibilidad es que en el sistema interconectado las plantas de hidrógeno que deseen producir hidrógeno verde deban realizar un seguimiento de una curva de generación renovable con su perfil de demanda de energía [17]. En esta línea, es que en el capítulo 5 ha sido propuesto un modelo de certificación de hidrógeno verde que se adapte a los lineamientos internacionales y requerimientos nacionales en esta materia. Por este motivo, es que el presente capítulo pretende exponer el desarrollo de una herramienta computacional que permita a aquellos interesados en el desarrollo de proyectos de hidrógeno realizar un primer acercamiento a los parámetros técnicos y económicos óptimos que definirían un proyecto de producción de *H2V* que realice el seguimiento de la energía según el modelo propuesto.

La herramienta desarrollada, que será de utilidad para aquellos que deseen realizar un primer análisis técnico y económico de proyectos de hidrógeno verde que se adapten al modelo de certificación elaborado, permitirá definir el perfil de operación que deberá seguir la planta de electrólisis, su potencia nominal y aspectos de la operación como el costo, producción y ganancias asociadas al hidrógeno verde.

La herramienta consta de un programa de optimización programado en el *software* FICO Xpress y una plantilla interactiva en Microsoft Excel que interactúa con el programa y permite una manipulación más sencilla de los parámetros de entrada por parte del usuario. El programa de optimización contempla la maximización de utilidades, para lo cual se considera un análisis económico dado por las utilidades obtenidas por la venta del hidrógeno verde producido, el gasto comprendido por la compra de la energía eléctrica utilizada en la producción

de H_2V , un $OPEX$ (*operational expenditures* o gastos operaciones en español) expresado como un porcentaje del $CAPEX$ (*capital expenditure* o inversiones de capital en español) y el $CAPEX$ de la planta de electrólisis considerando el tiempo de operación evaluado.

Dicho lo anterior, el problema de optimización, en particular de maximización de utilidades, queda descrito por:

$$\text{máx} \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{P_{H_2} \cdot C(t) \cdot 1000}{E_{H_2}} - P_e(t) \cdot C(t) - \frac{CAPEX \cdot C_{ELEC}}{V_u} - \frac{CAPEX \cdot C_{ELEC} \cdot OPEX}{365 \cdot 100 \cdot 24} \right] \quad (6.1)$$

$$C(t) \leq G(t) + \frac{Seg \cdot G(t)}{100} \quad [\forall t \in \mathbb{N}/t \in [1, 24]] \quad (6.2)$$

$$C(t) \leq C_{ELEC} \quad [\forall t \in \mathbb{N}/t \in [1, 24]] \quad (6.3)$$

$$C_{ELEC} \geq 0 \quad (6.4)$$

$$C(t) \geq 0 \quad [\forall t \in \mathbb{N}/t \in [1, 24]] \quad (6.5)$$

Cada uno de los parámetros del problema de maximización corresponden a los siguientes parámetros y variables del problema a modelar:

- P_{H_2} corresponde al precio de venta del hidrógeno verde, expresado en $[\frac{USD}{kg}]$.
- $C(t)$ corresponde a un vector de demanda de energía de la planta de electrólisis, representando una de las dos variables de optimización de problema, expresado en $[MW]$.
- E_{H_2} corresponde a la energía eléctrica requerida para producir un kilogramo de hidrógeno, expresado en $[\frac{kWh}{kg}]$. Típicamente este parámetro tiene un valor cercano a los 50 $[\frac{kWh}{kg}]$.
- P_e corresponde a un vector con el precio de la energía definido en el PPA con que se obtenga el suministro de energía, expresado en $[\frac{USD}{MWh}]$.
- $CAPEX$ corresponde a las inversiones de capital niveladas según potencia de planta de electrólisis, dado por el desarrollo de la tecnología actual, expresado en $[\frac{USD}{MW}]$.
- C_{ELEC} corresponde a la potencia nominal de la planta de electrólisis, representando la segunda variable de optimización, expresado en $[MW]$.
- V_u corresponde a la vida útil de la planta de electrólisis, que típicamente se define de acuerdo a la vida útil de los electrolizadores, expresado en $[horas]$.
- $OPEX$ corresponde al porcentaje de inversiones de capital que se tendrían como gasto operacional anual, expresado en un valor numérico porcentual.
- Seg corresponde a la tolerancia que se tendrá del consumo de energía de la planta de electrólisis en relación a la generación renovable, es decir, el porcentaje de energía en que el consumo de la planta de electrólisis puede exceder a la generación renovable, expresado en un valor numérico porcentual.

El problema de maximización contempla cuatro términos dentro de la función objetivo y cuatro restricciones, las cuales quedan detalladas a continuación:

- El término $\frac{P_{H_2} \cdot C(t) \cdot 1000}{E_{H_2}}$ corresponde a las utilidades por venta de hidrógeno verde, ya que $\frac{C(t) \cdot 1000}{E_{H_2}}$ corresponde a la producción de hidrógeno verde que, multiplicado por P_{H_2} , entrega el ingreso económico por concepto de venta de hidrógeno.
- El término $P_e(t) \cdot C(t)$ corresponde al egreso de dinero por concepto de la compra de energía.
- El término $\frac{CAPEX \cdot C_{ELEC}}{V_u}$ corresponde el valor total de las inversiones de capital dividido por la vida útil de la planta de electrólisis, de manera de obtener de forma proporcionada el gasto de la planta de electrólisis en la que se incurre por mantener la operación durante una hora.
- El término $\frac{CAPEX \cdot C_{ELEC} \cdot OPEX}{365 \cdot 100 \cdot 24}$ corresponde al gasto operacional por hora obtenido a partir de un gasto operacional anual dado por una relación porcentual con la totalidad de las inversiones de capital, esto se explica de la siguiente manera: el factor $CAPEX \cdot C_{ELEC}$ corresponden a la totalidad de las inversiones de capital, el cual multiplicado por $\frac{OPEX}{100}$ permite obtener el gasto operacional anual, por lo que solo bastaría aplicar el factor $\frac{1}{365 \cdot 24}$ para convertir el resultado en el gasto operacional de cada hora de operación.
- La restricción (6.2), dada por la siguiente desigualdad $C(t) \leq G(t) + \frac{Seg \cdot G(t)}{100}$, posibilita acotar la demanda de energía de la planta de electrólisis por la generación renovable más un porcentaje de esta misma.
- La restricción (6.3), dada por la siguiente desigualdad $C(t) \leq C_{ELEC}$, acota la demanda de energía de la planta de electrólisis por su potencia nominal.
- Las restricciones (6.4) y (6.5), hacen alusión a que la potencia de la planta de electrólisis C_{ELEC} y su consumo $C(t)$ sean mayores a cero. Puede que estas restricciones sean evidentes desde el punto real del problema, pero se hace necesaria explicitarlas en un programa computacional de optimización.

Cabe mencionar que los términos asociados a los ingresos por venta de hidrógeno, gastos por compra de energía, inversiones de capital o gastos operacionales de la función objetivo podrían ser mejorados para la evaluación económica si es que fuera considerada la tasa de descuento del problema, obteniendo el valor presente de ingresos o pagos futuros. Para el actual problema carece de sentido realizar esta operación, por lo que sería suficiente con una aproximación proporcional como fue realizada, debido a que la evaluación se realiza durante las veinticuatro horas de un día y no existe un valor presente de los montos económicos en cuestión o presentan una variación infinitesimal y despreciable.

Adicionalmente, se hace necesario mencionar que el factor Seg , que corresponde a la tolerancia del consumo de energía de la planta de electrólisis, será utilizado con valores del 40% o 95%, de modo que sea coherente con el modelo de certificación propuesto, pero se deja abierta la posibilidad a que el programa sea explorado con distintas configuraciones de la tolerancia de seguimiento.

Para llevar a cabo diferentes pruebas, obtener resultados y conclusiones acerca del modelo de certificación desarrollado y la herramienta de optimización para el diseño preliminar de proyectos de producción de hidrógeno verde, serán utilizados y puestos a pruebas los tres perfiles de generación renovable que fueron revisados en el capítulo anterior: el perfil promedio de generación fotovoltaica (figura 5.2), el perfil promedio de generación eólico (figura 5.4) y el perfil promedio del portafolio renovable (figura 5.6). Con el propósito de poder obtener valores numéricos aproximados a la realidad y poder realizar un análisis económico, es que será asumido que los tres perfiles corresponden a plantas o a portafolios renovables cuya potencia nominal corresponde a 1 MW, quedando los tres perfiles mencionados tal como serán expuestos a continuación:

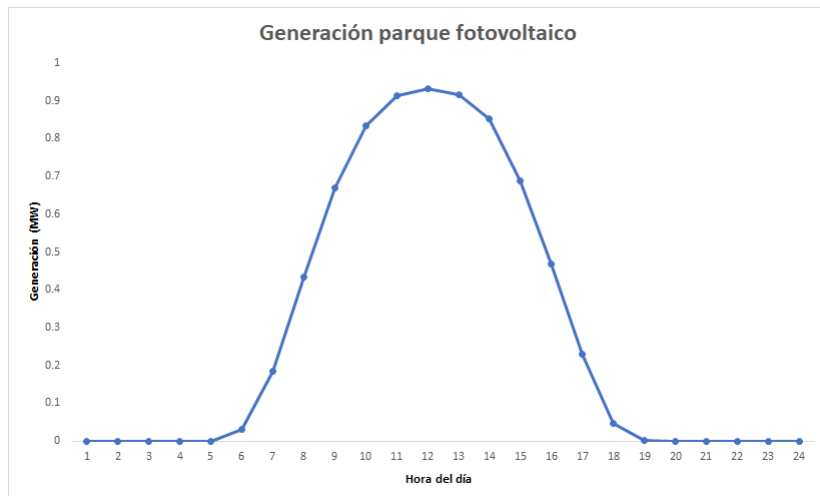


Figura 6.1: Generación fotovoltaica

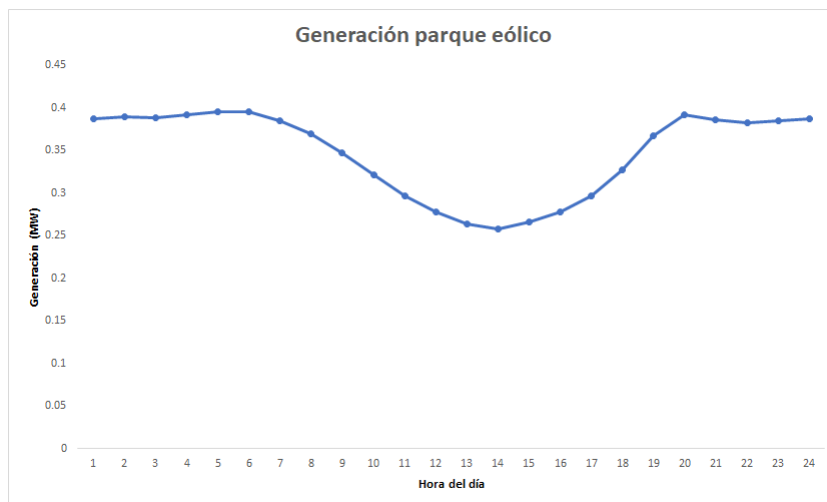


Figura 6.2: Generación eólica

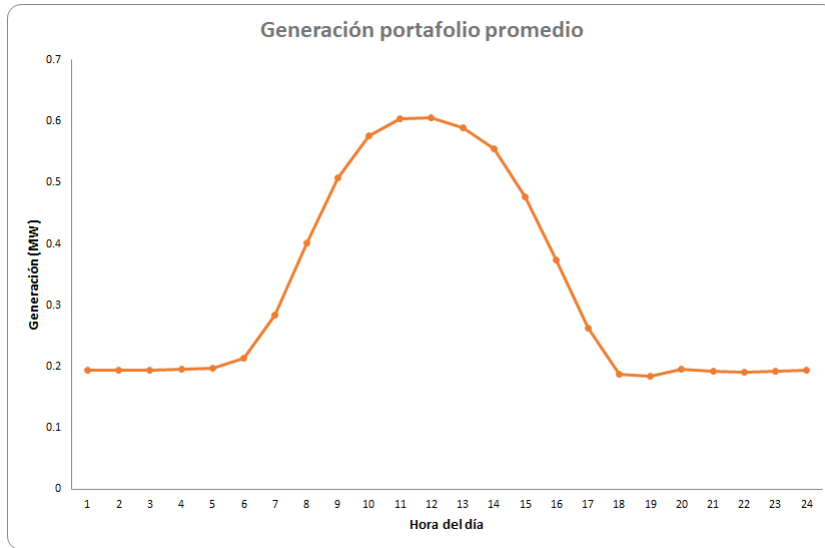


Figura 6.3: Generación del portafolio renovable

Asimismo, resulta necesario mencionar los parámetros con los que será evaluado el modelo y que serán presentados a continuación, mantienen un valor fijo, pudiendo ser modificados por el usuario en la herramienta de optimización creada.

Tabla 6.1: Parámetros de entrada del modelo de optimización[5][9][20][21].

Parámetro	Valor	Unidad
Capex electrolizador nivelado	1.000.000	$\frac{USD}{MW}$
Vida útil electrolizador	80.000	horas
Precio de venta de hidrógeno verde	4/4,5/5	$\frac{USD}{kg}$
Tolerancia de seguimiento permitida	40/5	%
Energía requerida para producir hidrógeno	50	$\frac{kWh}{kg}$
Precio de la energía	40	$\frac{USD}{MWh}$
Perfil de generación renovable	-	MW

Para realizar el estudio técnico y económico, probando la factibilidad de realizar un seguimiento de la generación de energía renovable, se utilizarán los parámetros expuestos en la tabla previa, donde los diversos parámetros han sido extraídos de las diversas fuentes[5][9][20][21]. En particular, serán evaluados tres precios de venta de hidrógeno verde, acorde a los precios de venta que se proyectan y dos valores asociados a la tolerancia de exceso de energía consumida permitida, de acuerdo al modelo de certificación de hidrógeno verde propuesto en el capítulo 4. Adicionalmente, para cada configuración, serán evaluados los tres perfiles de generación renovable correspondientes al perfil fotovoltaico, eólico y al portafolio renovable compuesto de los dos anteriores. Cabe mencionar que parámetros como el *CAPEX* del electrolizador nivelado, la vida útil del electrolizador, la energía requerida para producir hidrógeno y el precio de la energía se dejarán fijos y no se probarán distintos valores, debido a que típicamente corresponden a parámetros que están fuera del control de los desarrolladores de proyectos de hidrógeno verde.

Dicho lo anterior, la herramienta de evaluación técnica y económica de proyectos de pro-

ducción de hidrógeno a partir de la electrólisis se compone de un programa de optimización en el *software* FICO Xpress, el cual se encuentra adjunto en la sección de Anexos, y una planilla de Microsoft Excel cuya estructura se presenta a continuación:



Optimización potencia planta de electrólisis

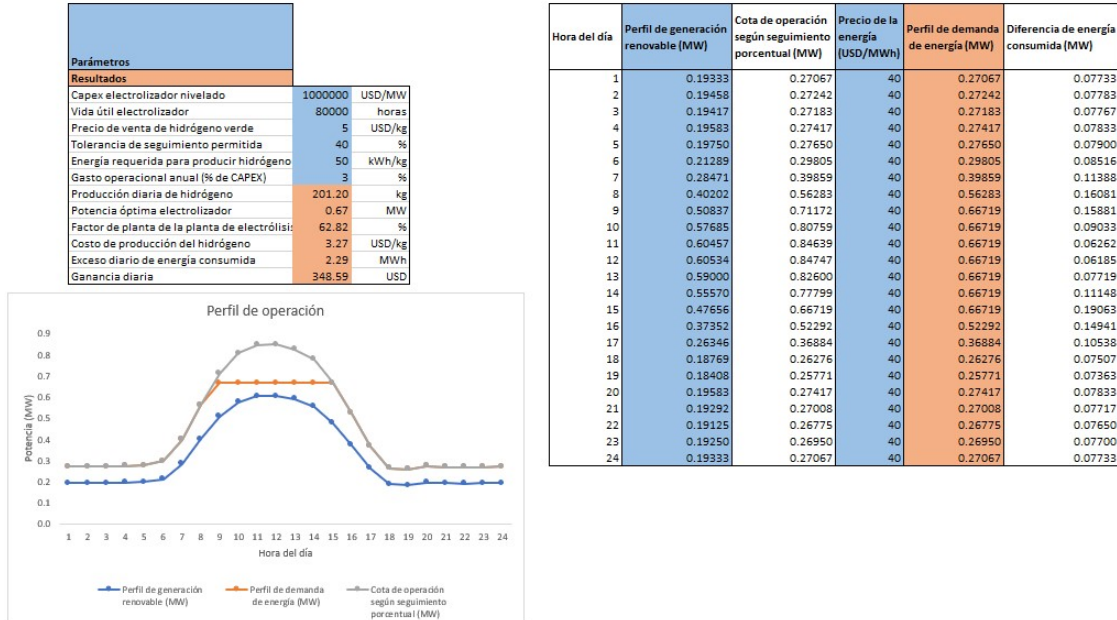


Figura 6.4: Programa de optimización interactivo en Microsoft Excel.

Es posible notar que las celdas de color azul corresponden a aquellas que deben ser manipuladas por el usuario y que aunque ya poseen valores predeterminados, según la bibliografía y lo escrito previamente (tabla 6.1), estos pueden ser modificados libremente según sea requerido por el analista de proyectos que lleve a cabo el análisis técnico y económico. Por otro lado, las celdas de color anaranjado corresponden a resultados obtenidos del problema de optimización asociado a la maximización de utilidades, el cual tiene como variables de optimización el perfil de operación y la potencia de la planta de electrólisis, pero permite desprender otros resultados de utilidad como la producción diaria de hidrógeno, el factor de planta de la planta de electrólisis, costo diario del hidrógeno producido, el exceso diario de energía “no renovable” consumida, y las ganancias del día.

Adicionalmente, es posible notar que el parámetro de entrada correspondiente al precio de la energía se visualiza como un vector en la herramienta interactiva en Microsoft Excel, porque aunque la evaluación se realizará con un precio de la energía fijo, se deja abierta la posibilidad a realizar la evaluación con un precio distintos de la energía para cada hora del día, lo que podría reflejar un proyecto en donde haya sido ejecutado un contrato de suministro de energía con diferente precio según bloque horario. Un detalle importante que podría resultar de interés en quien desee realizar un análisis técnico y económico de un proyecto de producción de H_2V , es que si la tolerancia de seguimiento permitida se fija en un 0%, el programa restringe la operación de la planta de electrólisis a la energía generada

por la planta renovable, lo cual en la realidad es equivalente a la topología de proyecto *off grid*, en que existe una planta de electrólisis conectada a una planta fotovoltaica o parque eólico de forma aislada de la red.

Como fue mencionado previamente, en la actualidad la forma de garantizar que el hidrógeno producido corresponde a *H2V* es mediante la implementación de un proyecto *off grid*, por lo que la actual herramienta no solo es de utilidad en un escenario que el modelo de certificación exija la trazabilidad y seguimiento de la energía, sino que hoy por hoy resulta de gran utilidad también para el análisis de proyectos de producción de hidrógeno verde aislados de la red.

6.1. Caso 1: Tolerancia de seguimiento del 40 %

Para comenzar, se realizará la optimización de la potencia de la planta de electrólisis y se obtendrá su perfil de operación óptima considerando una tolerancia de seguimiento del 40 %, esto quiere decir que el consumo de energía de la planta de electrólisis no puede exceder en más de un 40 % la generación renovable, de forma de mantener una coherencia con lo planteado en la propuesta de modelo de certificación de hidrógeno verde, en particular, en la segunda etapa, la cual busca realizar una trazabilidad de la energía y realizar un seguimiento, con una tolerancia máxima del 40 %, de forma de ser compatible con diversos estándares internacionales como el esquema de certificación de *CertifHy*. Dicho lo anterior, y realizando la evaluación para los tres perfiles de generación (solar, eólico y la combinación del solar y eólico) en los tres posibles precios de venta del hidrógeno verde (4, 4,5 y 5 $\frac{USD}{kg}$), se obtienen los siguientes resultados:

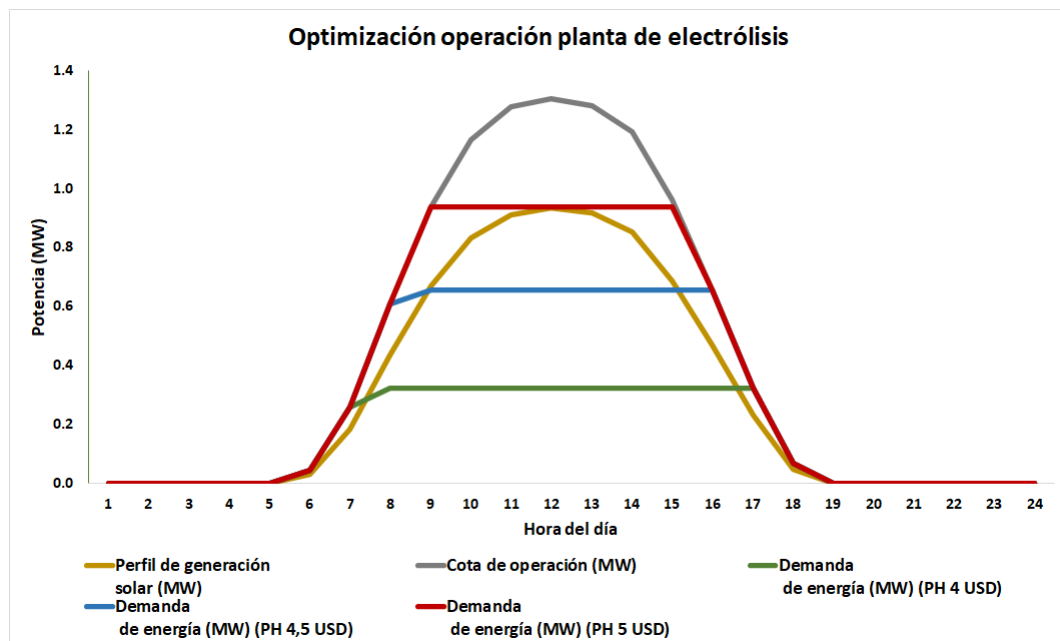


Figura 6.5: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación fotovoltaica y tolerancia del 40 %.

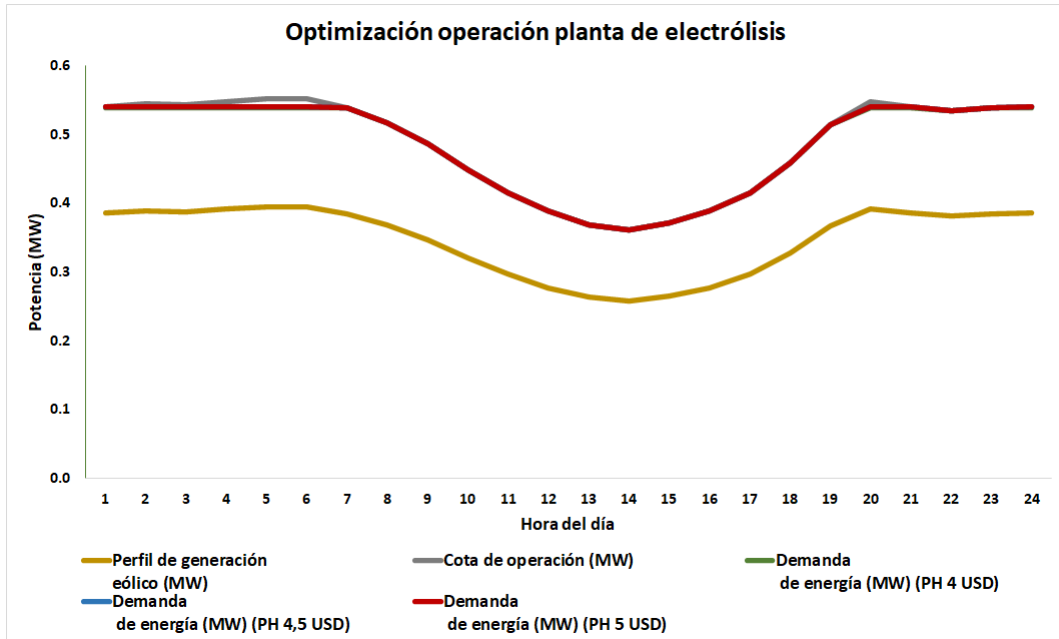


Figura 6.6: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación eólica y tolerancia del 40 %.

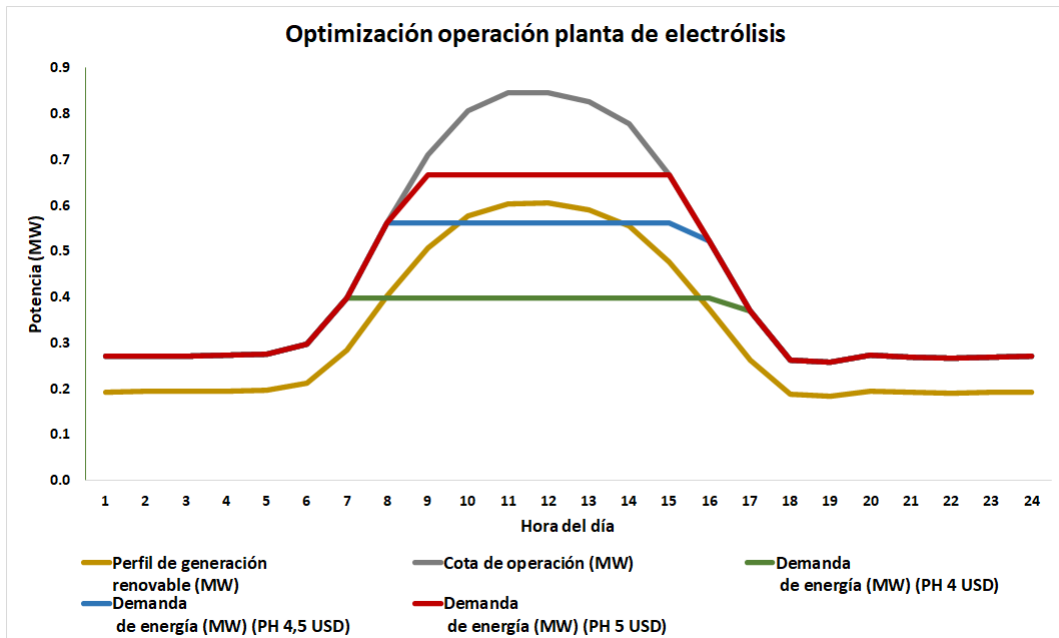


Figura 6.7: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación del portafolio renovable y tolerancia del 40 %.

En primera instancia, cabe mencionar que cada gráfico de los recientemente expuestos se compone de cinco curvas: el perfil de generación renovable según sea el caso, la cota de operación dada por la tolerancia de seguimiento permitida (40% en este caso) y las tres soluciones óptimas de operación de la planta de electrólisis para tres valores de precio de venta de hidrógeno verde.

Se puede notar que ninguna de las curvas de operación en ninguno de los casos con perfiles de generación distintos sobrepasa la cota de operación graficada mediante una línea gris, lo que muestra el efecto de la tolerancia máxima. Además, es posible apreciar que, para el caso del perfil de generación solar y el del portafolio renovable, la demanda de energía crece y alcanza un valor máximo durante el horario solar, entre las 9 y 16 horas aproximadamente, dando muestras que existe una potencia nominal máxima de operación, que es optimizada por el programa, obteniendo distintos valores y creciendo en la medida que el precio de venta de hidrógeno aumenta.

Por último, se presenta que en el comportamiento de la demanda de energía en el caso de generación eólica, todas las curvas de demanda se encuentran muy cercanas a la cota de operación en todas las horas del día, lo cual puede ser un indicio de una operación con un mayor grado de rentabilidad desde el punto de vista económico. Para tener una mayor claridad en relación a este fenómeno, serán revisados en detalle los distintos resultados de la operación.

6.2. Caso 2: Tolerancia de seguimiento del 5 %

Luego, se procede a realizar el mismo ejercicio considerando una tolerancia de seguimiento del 5 %, relacionada con lo planteado en la propuesta de modelo de certificación de hidrógeno verde, en particular, en la tercera etapa, la cual busca garantizar que la totalidad del hidrógeno producido sea $H2V$, pero que permite un pequeño margen (5 %) por condiciones adversas que se pueden dar en la operación de la planta de electrólisis, tales como: descoordinación, mínimos técnicos, lentitud en la variación de potencia, fallas, entre otros. Permitir que la energía consumida solo exceda en un 5 % la generación de energía renovable corresponde a un gran desafío, pero se debe recordar que esta tercera etapa del modelo de certificación propuesto apunta a una implementación en el largo plazo, lo cual debiese contribuir a la aplicación de la restricción de seguimiento, ya que la totalidad de la matriz eléctrica nacional debiese ser renovable durante las próximas décadas, haciendo que este tipo de restricción pierda sentido o sea insignificante en el contexto del Sistema Eléctrico Nacional (*SEN*). De esta manera, los perfiles de operación de la planta de electrólisis quedan definidos de la siguiente manera:

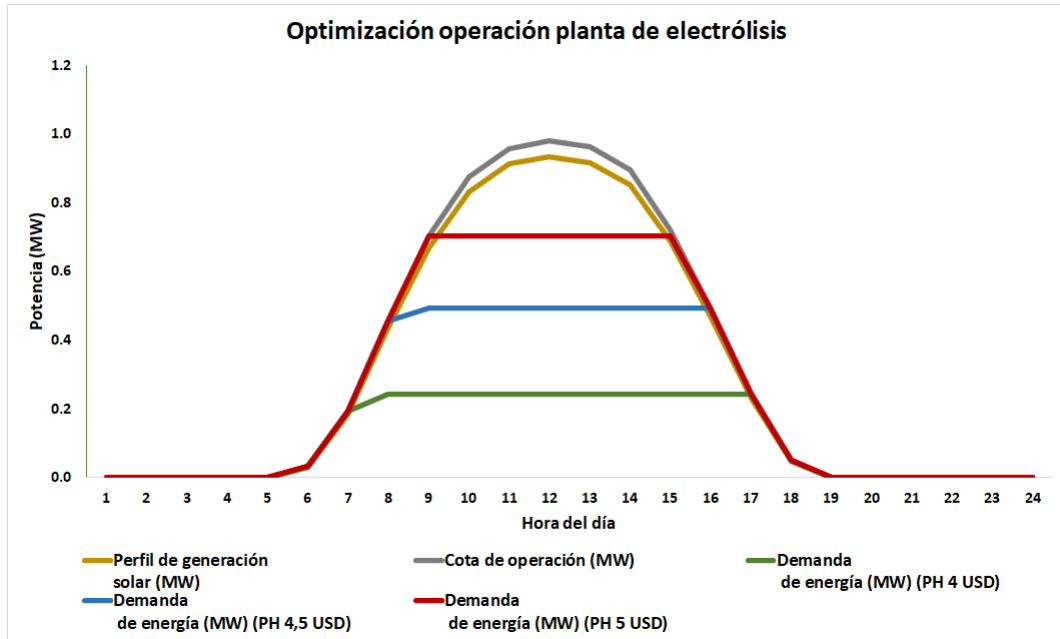


Figura 6.8: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación fotovoltaica y tolerancia del 5%.

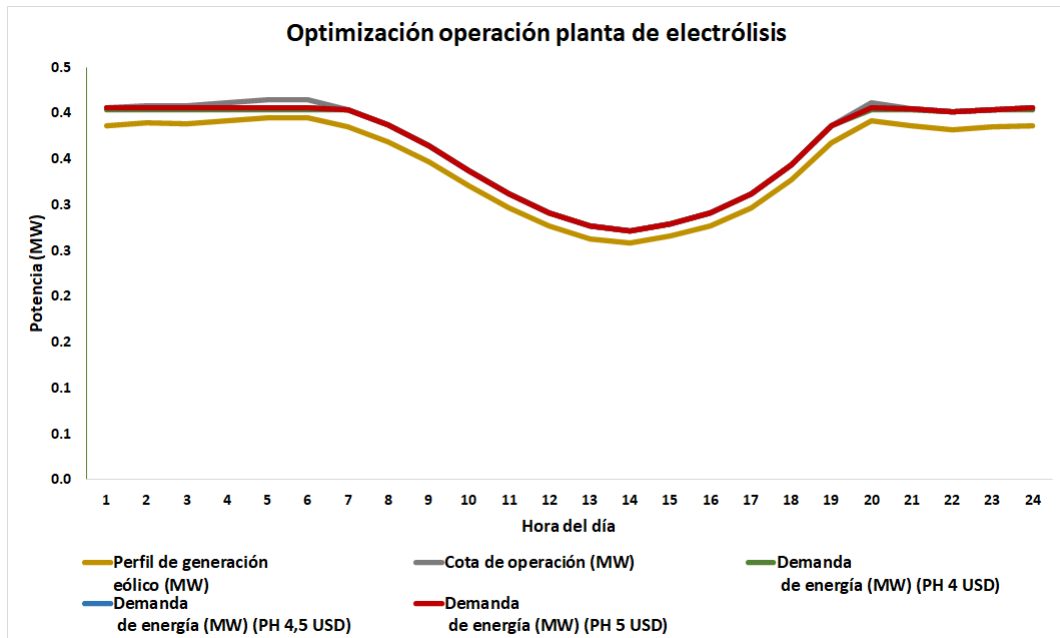


Figura 6.9: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación eólica y tolerancia del 5%.

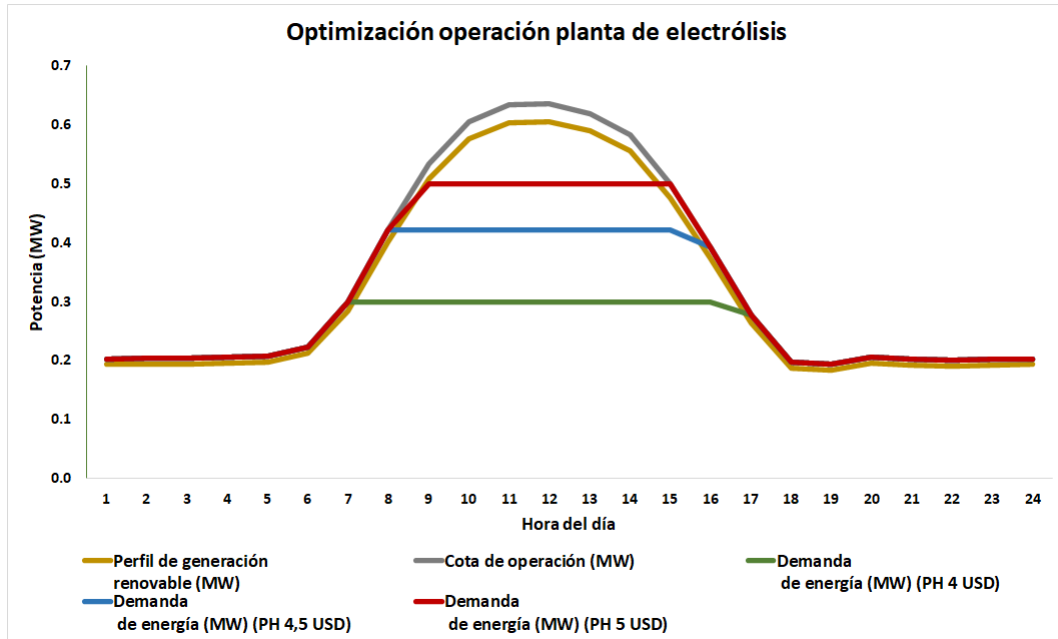


Figura 6.10: Optimización de la operación de la planta de hidrógeno con generación del portafolio renovable y tolerancia del 5%.

Al igual que en el caso anterior, se presenta el fenómeno de que un precio de venta de hidrógeno verde mayor se traduce en una operación a mayor potencia por parte de la planta de electrólisis, la cual queda acotada por un valor máximo durante el horario solar para el caso del perfil solar y el caso del portafolio renovable compuesto por la planta fotovoltaica y el parque eólico. El efecto de una menor tolerancia, que se materializa como una cota reducida, restringe en mayor medida la operación de la planta de electrólisis, limitando la potencia de operación para todos los casos, en comparación al Caso 1, permitiendo prever que al recortar el espacio de soluciones factibles del problema, la solución óptima, desde el punto de vista de las utilidades, será igual o peor que para el caso anterior.

6.3. Análisis de resultados

Para que resulte posible llevar a cabo un análisis más detallado y exhaustivo del comportamiento de la planta de electrólisis y su potencia nominal ante variaciones del precio de venta de hidrógeno verde, la tolerancia de seguimiento y el perfil de generación, se estudiará el comportamiento de los diversos resultados que se desprenden de la optimización, revisando las relaciones que se establecen entre distintas variables. No obstante a lo anterior, la totalidad de los resultados para las pruebas realizadas se encuentran adjuntos en la sección de Anexos.

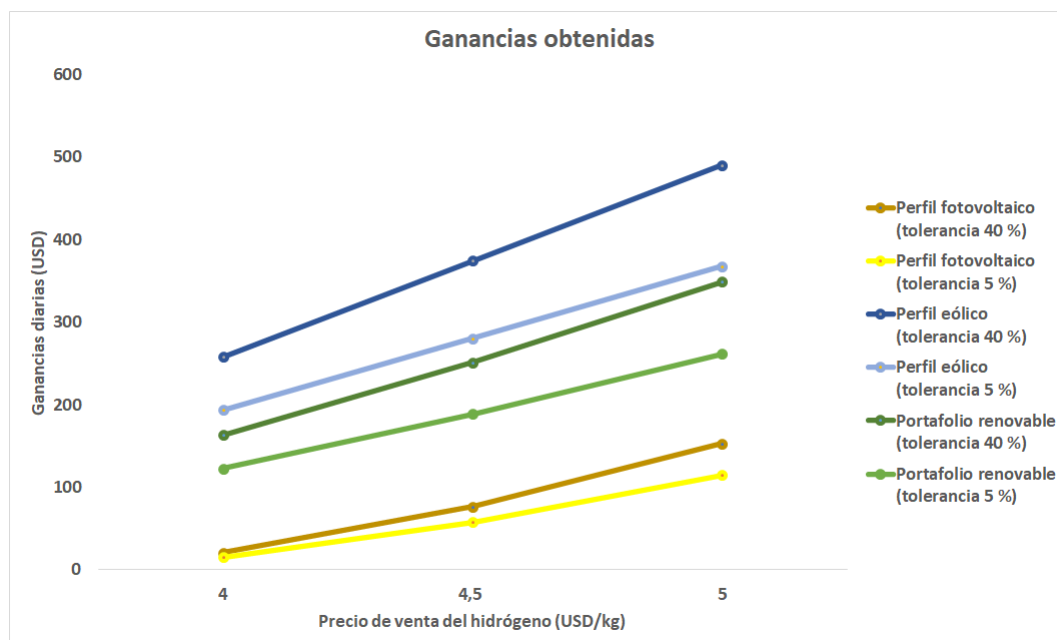


Figura 6.11: Ganancias diarias de la planta de electrólisis.

En el gráfico de la figura 6.11 se puede evidenciar, ante los dieciocho escenarios evaluados, las ganancias diarias, expresadas en dólares, para los tres precios de venta de hidrógeno estudiados. Tanto para el caso de la tolerancia del 40 % como la del 5 %, el perfil eólico permite obtener mayores ganancias diarias que cualquiera de los otros dos perfiles y en cualquiera de los tres precios de venta evaluados. Adicionalmente, se puede visualizar que el perfil fotovoltaico para ambos valores de tolerancia resulta con menores ganancias diarias por la venta de hidrógeno. Lo anterior representa un primer resultado interesante y en donde hace falta analizar el comportamiento del resto de los parámetros que se desprenden como resultado para esclarecer la diferencia en el comportamiento de un perfil eólico con uno fotovoltaico. En particular, se aprecian las siguientes diferencias:

Tabla 6.2: Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 40 %)

Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 40 %)			
Parámetro	Ganancias (USD) PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Ganancias (USD) PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Ganancias (USD) PH = 5 $\frac{USD}{kg}$
Perfil fotovoltaico	20,51	76,73	152,89
Perfil eólico	258,01	374,11	490,31
Diferencia	1.158 %	388 %	221 %

Tabla 6.3: Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 5 %)

Comparación ganancias con generación fotovoltaica y eólica (tolerancia de 5 %)			
Parámetro	Ganancias (USD) PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Ganancias (USD) PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Ganancias (USD) PH = 5 $\frac{USD}{kg}$
Perfil fotovoltaico	15,38	57,54	114,67
Perfil eólico	193,50	280,58	367,73
Diferencia	1.158 %	388 %	221 %

Al momento de cuantificar las diferencias existentes entre las ganancias diarias al diseñar un proyecto de una planta de electrólisis realizando la trazabilidad de la energía de una planta fotovoltaica y un parque eólico, es notorio que la variación de posibles ganancias es abismal, alcanzando una diferencia del 1.158 %, por lo que resulta de gran relevancia entender el motivo que yace detrás de este resultado para realizar un adecuado diseño de un proyecto de este tipo.

Por último, si se vuelve a revisar la figura 6.11, se puede apreciar que aquellos perfiles cuya operación mantiene una tolerancia del 40 % presentan una pendiente mayor con respecto a las ganancias, es decir, un aumento del precio de venta de hidrógeno en escenario con una mayor tolerancia al exceso de energía consumida, permite que el aumento de las ganancias sea mayor, lo cual obedece, probablemente, a una mayor cantidad de hidrógeno verde producido gracias a permitirse una operación mayor por parte de la planta de electrólisis.

En relación a la potencia óptima de la planta de electrólisis, se obtienen los siguientes resultados:

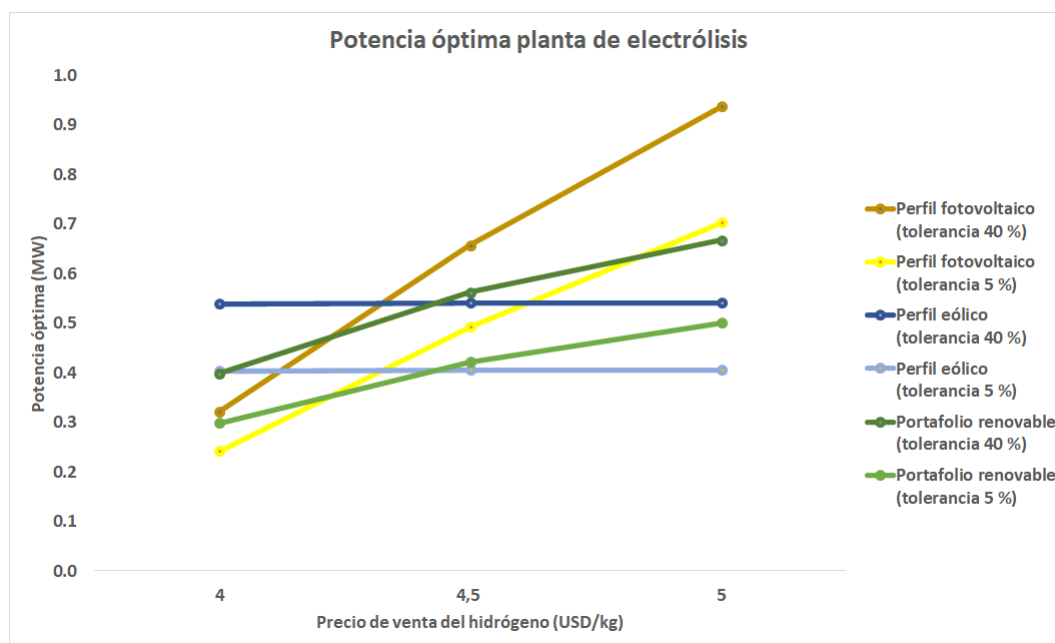


Figura 6.12: Potencia óptima de la planta de electrólisis.

Para los tres perfiles renovables de generación se cumple que la potencia óptima de ope-

ración es mayor para el caso donde la tolerancia permitida es del 40%, esto se debe a que una tolerancia mayor permite aumentar el consumo de energía por parte de la planta de electrólisis, para lo que requiere una mayor potencia nominal, siempre y cuando sea óptimo hacerlo, lo cual se cumple para los diversos casos estudiados. Lo anterior significa que es altamente probable que para el diseño de proyectos de producción de hidrógeno se obtengan mayores ingresos, o una mejor solución óptima al problema de maximización de utilidades, en la medida que se permita que la operación de la planta de electrólisis mantenga un mayor grado de holgura respecto a la generación renovable.

Otro fenómeno que se puede apreciar es que en la medida que el precio de venta del hidrógeno verde aumenta, aumenta la potencia óptima de la planta de electrólisis, lo cual se explica porque al incrementar el precio de venta, aumentan los ingresos y con ello se permite un mayor gasto en la inversión de una planta de electrólisis de mayor potencia, lo que se materializa en una mayor cantidad de hidrógeno producido, aumentando aún más las ganancias como se pudo visualizar en la figura 6.11. La potencia óptima para el caso de un perfil eólico no sigue el comportamiento descrito previamente, y es que si se vuelve a revisar las gráficas que muestran el comportamiento del consumo de energía por parte de la planta de electrólisis (figuras 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 y 6.10), se puede notar que la planta de electrólisis en el caso eólico, a diferencia del caso solar y el del portafolio renovable, ya se encuentra operando en la cota de operación o muy cerca de ella, por lo cual no sería óptimo aumentar la potencia de la planta de electrólisis, porque no se podría consumir más energía para producir más hidrógeno, y por ende, la forma de optimizar la solución cuando se aumenta el precio de venta del H_2V es reducir levemente la potencia de la planta de electrólisis para disminuir la inversión en los activos de la planta.

En relación a la producción diaria de hidrógeno son tienen los siguientes resultados:

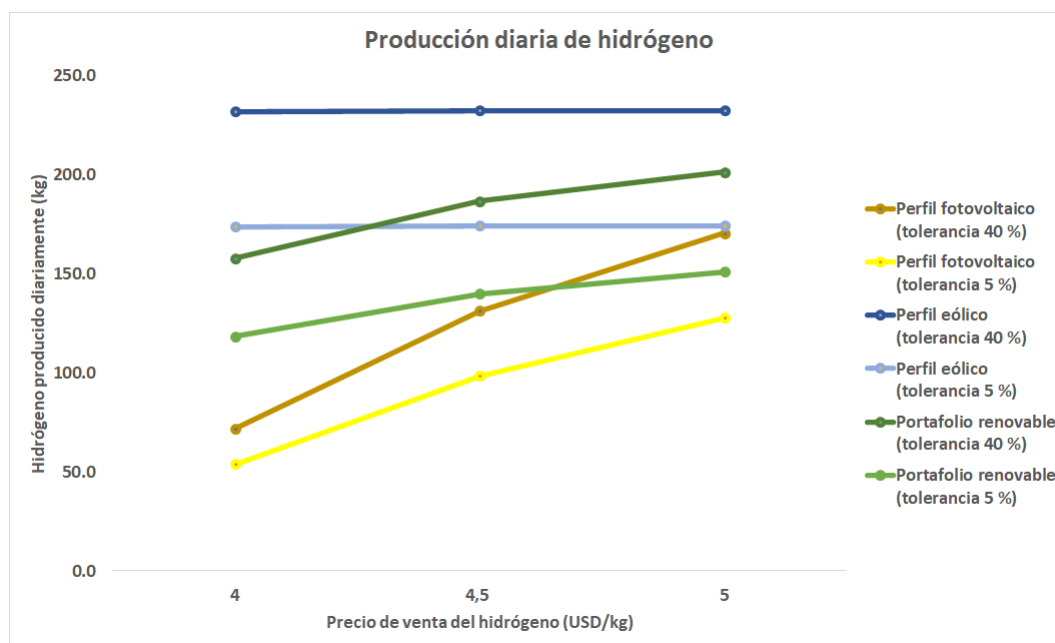


Figura 6.13: Producción diaria de H_2V .

Se puede apreciar que la producción de hidrógeno verde tiene relación con la potencia

óptima de la planta de electrólisis, lo que es claro porque si se considera que la herramienta de optimización opta por aumentar la potencia de la planta de electrólisis es porque resulta conveniente utilizar más energía eléctrica y con ello producir más hidrógeno. Por los motivos anteriores es que se puede ver que aquellos perfiles como el solar o el del portafolio renovable aumentan su producción de hidrógeno verde de la mano de un aumento de la potencia de su planta de electrólisis, destacando la configuración solar que al ser la configuración que más crece en potencia óptima en función del precio de venta del hidrógeno (figura 6.12), es la configuración que más aumenta su producción de hidrógeno en función del precio de venta de este. No obstante a lo anterior, es evidente que el escenario en que se mantiene una producción de hidrógeno más elevada es aquel en que el perfil de generación proviene de un parque eólico, y si sumado a esto se tiene en cuenta que la venta de hidrógeno verde corresponden a las utilidades del modelo, es claro el motivo por el cual obtener energía a partir solo de un parque eólico es el escenario con mayores ganancias (figura 6.11). Sin embargo, no se debe dejar de prestar atención en que el escenario eólico, que no presenta la mayor potencia nominal en la planta de electrólisis (figura 6.12), es aquel que mantiene la producción de H_2V más elevada, por lo que si bien existe relación entre la potencia óptima y la producción de hidrógeno, influyen factores adicionales que permiten un mejor desempeño del perfil eólico.

Otro resultado interesante que puede resultar de gran interés para el análisis y desarrollo de proyectos de H_2V es el factor de planta, o de utilización, de la planta de electrólisis. El factor de utilización o de planta resulta del cálculo de la división del promedio de la potencia de operación en la potencia nominal de la planta, lo cual en la actual modelación adopta los siguientes valores:

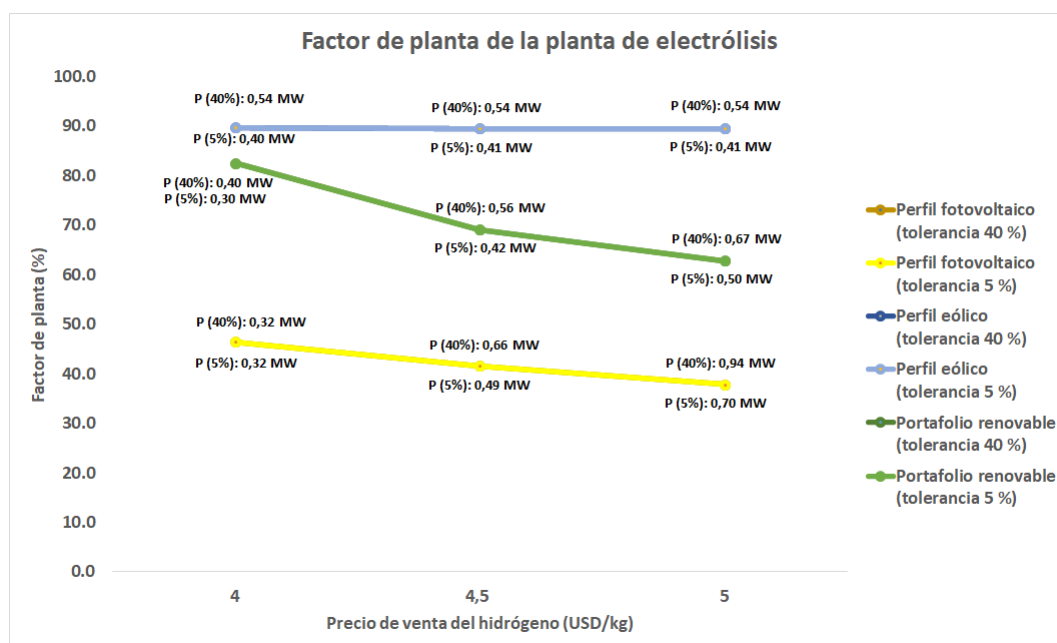


Figura 6.14: Factor de planta de la planta de electrólisis.

Independiente del valor de tolerancia de seguimiento (40% o 5%) el factor de planta resulta igual en cada uno de los perfiles, por lo que en realidad las tres curvas que se aprecian en la figura representan las seis curvas que han sido analizadas previamente, solo que se encuentran superpuestas las que corresponden a un perfil del mismo tipo. Lo anterior permite

comprender que el factor de planta de la planta de electrólisis depende del precio de venta del hidrógeno, pero depende aún en mayor medida del tipo de perfil de generación que sea sometido al modelo. Además, se refuerza la idea del beneficio que representa optar por un perfil de generación eólico en vez de uno solar o híbrido, ya que se mantiene un elevado factor de planta por la planta de producción de hidrógeno, el cual podría significar un uso eficiente de los electrolizadores y la razón por la cual en este escenario se obtienen mayores ganancias y producción de H_2V .

También es posible notar que en la medida que el precio de venta del hidrógeno aumenta, el factor de planta para el perfil solar y del portafolio renovable disminuye, siendo el caso solar en donde el factor de planta decrece en mayor medida. Lo anterior tiene su motivo en que los dos perfiles mencionados poseen una componente solar en su generación, un bloque horario (durante el día) en que existe generación y un bloque horario (durante la noche) en que no existe o es muy poca (caso portafolio renovable), esto produce que en la medida que aumenta el precio de venta del hidrógeno se hace más conveniente poseer una planta de electrólisis de mayor potencia (para producir más hidrógeno), pero que solo es aprovechada de buena manera en este bloque de generación solar y no en el resto del día, lo que termina por reducir la operación y con ello su factor de planta.

Por último, tiene cabida mencionar que el caso del perfil eólico es el único en donde se mantiene relativamente constante y a un alto valor el factor de planta, y la razón ya ha sido explicada previamente, pues los tres perfiles de demanda para el caso de tolerancia del 40 % y 5 % (figura 6.6 y 6.9) se mantienen muy cercanos a la cota de la operación, por lo que no existe mayor variabilidad en su operación y con ello tampoco en su factor de planta.

Otro indicador importante para el desarrollo de proyectos de ingeniería y en particular de hidrógeno verde es el costo de producción del hidrógeno, que típicamente se expresa en $\frac{USD}{kg}$ y representa costo de producir un kilogramo de hidrógeno en un proyecto, ante lo cual fueron obtenidos los siguientes resultados en los escenarios evaluados:

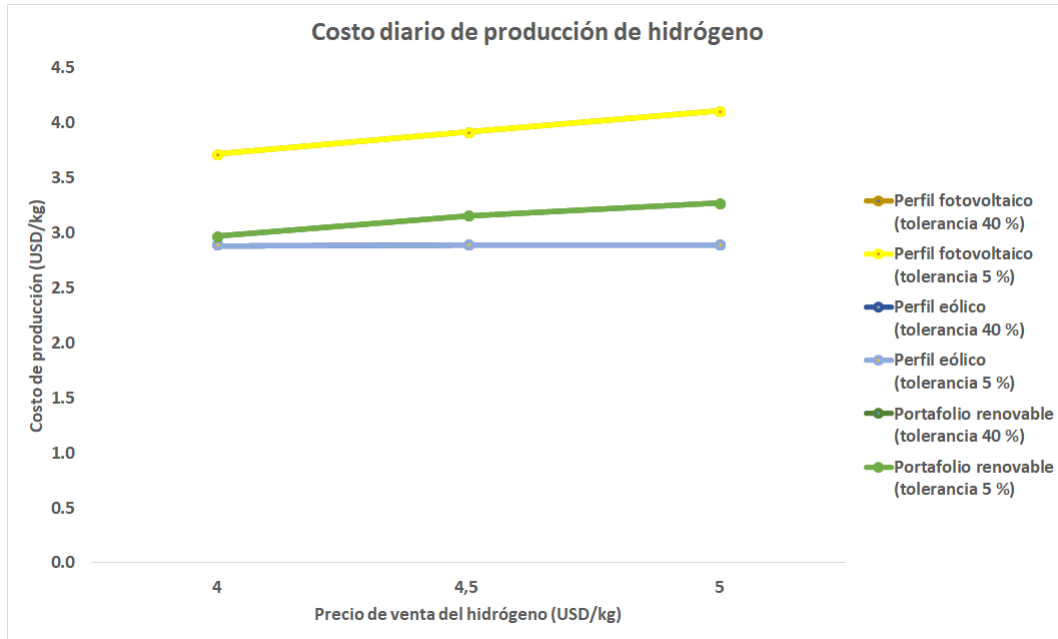


Figura 6.15: Costo diario de producción de hidrógeno.

Una aclaración importante que se debe realizar de forma previa al análisis del costo diario de producción de hidrógeno obtenido en la optimización es que este costo, como ya fue dicho previamente, representa el costo de producir un kilogramo de hidrógeno en la evaluación realizada durante un día y fue calculado la división entre la totalidad de los costos asociados al proyecto y la totalidad del hidrógeno que la planta de electrólisis podría producir. No se debe confundir este término con el *LCOH* (*levelized cost of hydrogen* o costo nivelado del hidrógeno en español), ya que el *LCOH* es mucho más que una división y requiere de tener unas consideraciones especiales para no cometer errores en su definición.

El *LCOH* es una metodología que se utiliza para contabilizar todos los costos operativos y de capital de la producción de hidrógeno y, por lo tanto, permite comparar diferentes rutas de producción sobre una base similar. De esta manera, es que en el análisis de un proyecto, se cuantifican los diversos costos en los que se incurre, la producción de hidrógeno, y a partir del *LCOH* se procede a definir la estrategia comercial más adecuada, es decir, primero se obtiene el costo de producir hidrógeno y luego se determina el precio al cual se vende, por lo que determinar el costo nivelado del hidrógeno es independiente del precio final de venta que este posea; pese a ello, el actual programa de optimización recibe como parámetro de entrada el precio de venta del hidrógeno, donde a partir de él y otros parámetros realiza la optimización, determinando el perfil de operación y potencia óptima, lo que se traduce en un costo de inversiones de capital y en gastos operacionales. Dicho lo anterior, se debe tener claridad que tal como fue planteado el modelo, el precio de venta del hidrógeno determina los costos, el hidrógeno producido y con el ello el costo de producción del *H₂V* y no al revés, por lo que el indicador calculado y definido como “costo diario de producción de hidrógeno” no corresponden al *LCOH* y se debe tener especial cuidado en la lectura e interpretación de los resultados obtenidos.

Una vez aclarado el significado del costo diario de producción de hidrógeno en este modelo, se puede apreciar que la figura 6.15 muestra una tendencia al aumento del costo de producción

del hidrógeno en la medida que crece el precio de venta del hidrógeno, lo que se debe a un aumento de la potencia de la planta de electrólisis. Es natural pensar que una mayor potencia de la planta de electrólisis genera más costos en su inversión y en un mayor consumo de energía, pero que al producir una mayor cantidad de hidrógeno estas magnitudes debiesen compensarse mutuamente y con ello mantener el costo diario de producción de hidrógeno constante, pero esto no sucede porque disminuye el factor de planta (figura 6.14), demostrando un uso de menor eficiencia de la planta de electrólisis, aumentando el costo de producción de hidrógeno. El motivo por el cual aumentan las ganancias (figura 6.11) aunque suba el costo nivelado del hidrógeno es porque el aumento del precio de venta del hidrógeno es capaz de compensar el crecimiento del costo del hidrógeno y dejar un mayores utilidades.

Para culminar el análisis de los resultados obtenidos de la optimización, es posible analizar el exceso de energía consumida:

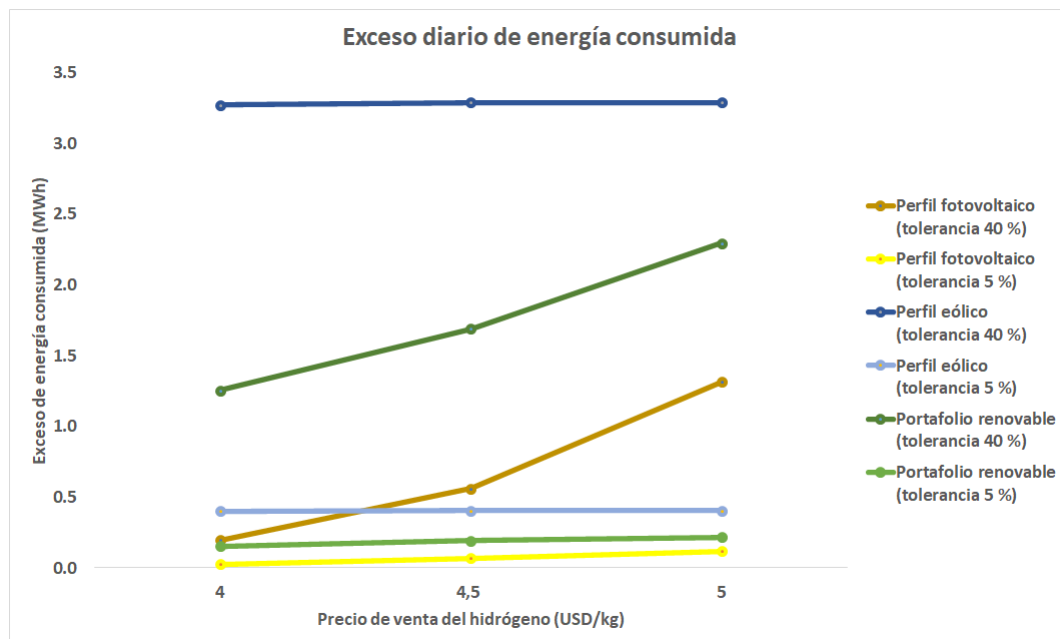


Figura 6.16: Exceso diario de energía consumida.

El exceso de energía corresponde a la energía consumida por sobre la generación renovable, su origen se desconoce y como no se está realizando la trazabilidad de la energía con el exceso de energía, no existe forma de asegurar que corresponde a energía renovable. Gráficamente, y mirando cualquiera de las figuras 6.5, 6.6, 6.7, 6.8, 6.9 o 6.10, corresponde a la diferencia entre la energía consumida y generada en los momentos que la energía consumida supera a la generada por la planta o el portafolio renovable.

La figura 6.16 muestra con claridad que aquellos casos en que fue realizada una evaluación con una tolerancia del 40 % generan un exceso de energía consumida que supera con creces al resto de los casos, esto se debe a que al existir una mayor tolerancia al seguimiento se entrega la oportunidad a que se exceda en mayor medida a la generación renovable con tal de encontrar una solución óptima mejor a la que se tendría con una tolerancia menor. También se puede apreciar que el perfil fotovoltaico y el del portafolio renovable aumentan su exceso

de energía consumida en función de un aumento del precio de venta del hidrógeno verde, esto porque incrementar el precio de venta del $H2V$ incentiva una mayor producción y con ello un mayor consumo de energía. Adicionalmente, el perfil eólico al mantener su comportamiento muy similar al aumentar el precio de venta de hidrógeno verde, no varía en mayor medida el exceso de energía consumida y continúa siendo muy superior al resto de los casos, ya que en el caso de generación eólica, la demanda de energía se mantiene muy cercana a la cota de operación en todo momento.

A través del análisis de diversos resultados ha sido posible comprobar que la producción de hidrógeno verde realizando la trazabilidad de la energía se ve más beneficiada con un perfil de generación eólico para la producción de energía eléctrica, esto se pudo apreciar directamente en mayores ganancias obtenidas, factor de planta superior y un menor costo de producción del hidrógeno. Lo anterior no es coincidencia y no obedece directamente a que hayan sido usado aerogeneradores para la producción de energía eléctrica, pues el programa de optimización no reconoce tecnología utilizada, sino que únicamente evalúa el perfil de generación entregado, por lo que vale la pena preguntarse el motivo por el cual este tipo de perfil fue ventajoso. A priori, visualmente resulta posible notar que presenta menores variaciones de la potencia de generación a lo largo del día, en comparación a los otros dos perfiles que tienen una componente de generación solar, por lo que para corroborar o descartar esta hipótesis se puede plantear un último análisis en base a la desviación estándar o típica de los tres perfiles.

Tabla 6.4: Desviación estándar de los perfiles de generación renovable.

Desviación estándar de los perfiles de generación renovable			
	Perfil fotovoltaico	Perfil eólico	Perfil del portafolio renovable
Desviación estándar (σ)	0,3665	0,0496	0,1628

Para obtener la desviación estándar, fue utilizada la expresión para la desviación estándar o típica poblacional que queda determinada por la siguiente expresión:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^N \frac{(x_i - \mu)^2}{N}} \quad (6.6)$$

En primera instancia, se confirma lo que visualmente se podía sospechar, y es que el perfil eólico posee una menor variación en su generación, lo que queda plasmado directamente en su desviación típica. Luego, si se analiza la correlación entre la desviación estándar de los perfiles y las ganancias obtenidas se tienen los siguientes resultados:

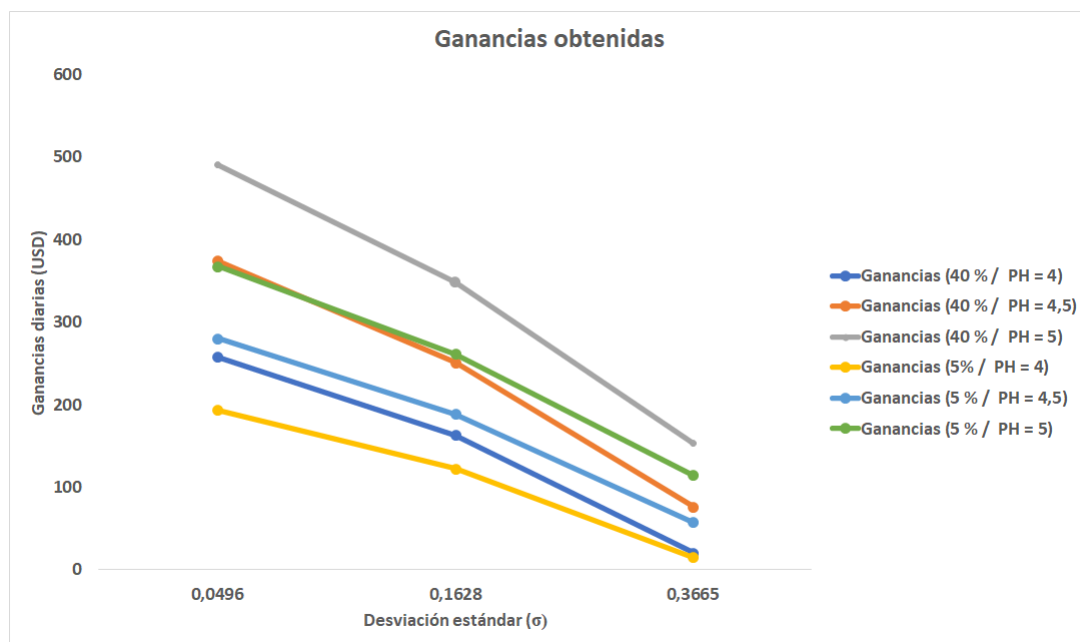


Figura 6.17: Ganancias obtenidas según desviación estándar de perfil de generación.

A partir del gráfico anterior se desprende directamente que las ganancias obtenidas tienen una estrecha relación con la desviación típica del perfil de generación involucrado en la producción de energía eléctrica, en particular, para la desviación estándar de 0,0496, correspondiente al perfil eólico, se obtienen mayores utilidades cualquiera sea la tolerancia de seguimiento permitida y el precio de venta del hidrógeno verde.

El resultado anterior plantea una conclusión de gran interés para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde conectados a la red con trazabilidad de la energía renovable, ya que mientras más regular sea en la generación el perfil renovable, o menor sea su desviación estándar, permite obtener mayores ganancias. Por ello, es de gran importancia que al momento de diseñar proyectos de producción de H_2V con trazabilidad de la energía, se estudie con cuidado la planta o el portafolio de plantas renovables con las cuales se generará el contrato de suministro de energía, ya que impacta directamente en las utilidades del proyecto.

Capítulo 7

Conclusiones

En los últimos años se ha plasmado en nuestra sociedad la idea de que se vive una crisis climática, en donde el mundo ingenieril cumple un rol protagónico en el desafío de reducir a toda costa las emisiones de *GEI* para mitigar los efectos que el cambio climático pueda tener por sobre el ecosistema en el que el ser humano se ve inmerso. En la búsqueda de alternativas que permitan hacerle frente a este gran desafío, se ha comenzado la discusión en torno al hidrógeno como vector energético, ya que si su producción se lleva a cabo de forma limpia, se produce un combustible con una huella de carbono nula, o muy baja, debido a que su combustión libera únicamente vapor de agua como producto. Al hidrógeno cuya producción es llevada a cabo en un proceso libre de *GEI* en su operación, ha sido denominado popularmente como “verde”; sin embargo, para impulsar este energético de acuerdo a las necesidades globales que se tienen y a los desafíos locales como los que plantea la estrategia nacional se hidrógeno verde, se hace necesario que exista una denominación clara y precisa de lo que es el *H2V*.

En el mundo existen solo algunos esquemas de certificación de hidrógeno verde que se encuentran en operación, dentro de los cuales se puede hacer alusión a CertifHy, utilizado en la Unión Europea, Low Carbon Fuel Standar, aplicado en California (Estados Unidos) y TÜV SÜD que rige en Alemania. Estos tres esquemas de certificación tienen como pilar central la reducción en las emisiones de *GEI*, pero difieren en la forma en que se aborda este objetivo. Algunos de los esquemas generan un mercado compra y venta de bonos de carbono para acreditar que el hidrógeno es verde en comparación a otros combustibles, mientras que otros esquemas como CertifHy y TÜV SÜD, por ejemplo, incentivan la adquisición de certificados de origen, de forma de desacoplar la generación de hidrógeno verde del consumo, auditando el proceso energético y generando una base de datos con toda la información asociada a la producción de *H2V*. Actualmente estos esquemas de certificación solo permiten la certificación del hidrógeno como hidrógeno verde en proyectos desconectados de la red, lo que da razón a la tendencia que se tiene actualmente, en que solo existen en operación y en desarrollo, proyectos *off grid* de *H2V*.

Al encontrarnos en un mundo altamente globalizado, y teniendo en cuenta la inmadurez de los esquemas de certificación hidrógeno verde, se hace necesaria la presencia de un modelo de certificación que cumpla diversas características para ser aplicado en Chile, tales como: universalidad, para que el hidrógeno verde de un sitio tenga igual valor al otro lado del

mundo, sencillo y económico, para no generar grandes barreras al desarrollo del mercado del hidrógeno, modular, para ser incorporado con etapas en el corto, mediano y largo plazo y debe por sobretodo, permitir la certificación de proyectos *on grid*, permitiendo producir el desacople entre el punto de generación de energía eléctrica y el de generación de hidrógeno verde, situando ambas plantas en una ubicación óptima de acuerdo a su propia naturaleza.

Bajo las consideraciones que se deben tener para desarrollar un modelo de certificación de $H2V$ en Chile, fue desarrollado un modelo que por medio de diversas etapas permite la certificación de proyectos de electrólisis bajo topologías *on grid* y se adapta al resto de los esquemas de certificación que existen a nivel internacional. Para poner a prueba el modelo de certificación propuesto fue desarrollado un caso de estudio compuesto por un perfil de generación fotovoltaico, uno eólico y un híbrido entre fotovoltaico y eólico. De esta manera, y con la ayuda de una herramienta de optimización, fue posible diseñar un programa que permite a los analistas de proyectos realizar una primera evaluación técnica y económica de un proyecto de producción de $H2V$ que realiza la trazabilidad de la energía y se ciñe al modelo de certificación propuesto. No obstante, el programa de optimización permite determinar la potencia nominal y perfil de operación óptimo de la planta de electrólisis según una tolerancia de exceso de energía permitida, lo cual tiene la particularidad de permitir la evaluación de proyectos *off grid*, topología que tiene estrecha relación con la realidad actual del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde.

Como resultado de la optimización de la planta de electrólisis bajo tres perfiles de generación *ERNC*, tres precios de venta del $H2V$ y los dos valores de tolerancia según el modelo de certificación desarrollado; se determinaron parámetros técnicos y económicos que permiten la evaluación del proyecto, tales como: potencia óptima de la planta de electrólisis, perfil de operación (demanda de energía) óptimo, ganancias diarias, producción de hidrógeno verde, factor de planta de los electrolizadores, costo de producción del $H2V$ y exceso de energía consumida (en relación a la generación).

En base a los resultados de las variables optimizadas, es que se pudo obtener resultados concretos acerca de importancia del tipo de generación *ERNC* a la que se le realiza la trazabilidad de la energía, pues para el perfil eólico y fotovoltaico se obtienen considerables diferencias en relación a las ganancias diarias obtenidas, producción de hidrógeno verde, factor de planta de los electrolizadores, entre otros. De esta manera, fue comprobado que un mejor resultado técnico y económico no lo entrega una planta de electrólisis de mayor potencia, sino que es aquella donde se tiene un perfil de generación más regular, ya que permite obtener el mayor factor de planta para la planta de electrólisis y aumentar la cantidad de hidrógeno producido. En particular, una desviación típica poblacional reducida para la generación se presenta como un indicador clave para la evaluación de este tipo de proyectos bajo un modelo de certificación de $H2V$ que exija la trazabilidad de la energía.

Por medio del presente modelo de certificación de hidrógeno verde y la herramienta de optimización desarrollada para someter a diversas pruebas el modelo, es que ha sido posible comprobar que en un mundo que exige cambios en relación al uso de combustibles limpios, pero que presenta grandes barreras técnicas y económicas en su implementación, es posible aplicar una metodología de trazabilidad de la energía que permite que en un sistema eléctrico interconectado sea posible la generación de hidrógeno verde por medio de la generación de

energía y el consumo de ella en tiempo real, desacoplando la ubicación de la planta de generación de energía eléctrica de la planta de electrólisis, haciendo posible el desarrollo de hidrógeno verde en una matriz en transición.

7.1. Trabajo futuro

A lo largo del presente documento han sido abordadas diferentes aristas en relación al $H2V$, como lo ha sido el análisis de los diferentes esquemas de certificación ya existentes en el mundo y la propuesta de un modelo que permita replicar el sistema adaptándose al escenario nacional. Adicionalmente fue construido un caso de estudio de perfiles renovables que permitieran evaluar el modelo de certificación y llevar a cabo un primer acercamiento a una evaluación técnica y económica de una planta de electrólisis. Las diferencias temáticas que ha abordado el actual documento permite que este trabajo sea retomado, profundizado y mejorado en aquellos aspectos que lo posibilitan, donde algunos de ellos serán descritos a continuación.

7.1.1. Modelo de certificación

El modelo de certificación propuesto podría ser mejorado en una diversidad de ámbitos, los cuales aún son desconocidos debido a la poca madurez de las tecnologías y la cultura del hidrógeno verde, no obstante, algunos aspectos son claramente perfeccionables, tales como:

- **Universalidad:** El modelo de certificación debe adaptarse de tal manera que converja a un modelo que sea universalmente aplicable, lo que se hace imprescindible en un mundo globalizado en que se requiere que el hidrógeno reconocido como “verde” lo sea en todas partes y en donde Chile aspira a ser un líder dentro de los exportadores de este combustible [5].
- **Uso de agua:** En un escenario de cambio climático y de escasez hídrica el uso de agua para consumo es vital, por lo que si la gran producción de $H2V$ que se proyecta para las próximas décadas será obtenida utilizando agua como insumo, se hace necesario que exista un criterio definido en el modelo de certificación de hidrógeno verde que valide un uso racional y/o consciente del agua. Lo anterior resulta sumamente complejo, pues el impacto ambiental de utilizar la desalación para obtener agua, con el posterior desecho de salmuera, no es el mismo que si se filtran y purifican aguas grises o se utiliza de la misma agua potable para consumo humano; sumado a esto, el impacto ambiental del uso de agua debiese ser considerado en función de la geografía y demografía, pues el impacto que tendría una planta fotovoltaica, acompañada de electrolizadores, ubicada en una zona desértica del norte de Chile no tendría el mismo impacto por el uso de agua dulce que un parque eólico, con su planta de electrólisis, situado en la patagonia de Chile, ya sea por la disponibilidad del recurso hídrico como por las comunidades cercanas. En la actualidad, se está comenzando un trabajo progresivo en la incorporación de un indicador que mide el costo ambiental por unidad de caudal de agua que podría permitir la comparación de diferentes proyectos y cuantificar su impacto, no obstante, aún su uso no es masificado debido a que sigue siendo muy dependiente de la valoración personal de quien realice las estimaciones y carece de una absoluta objetividad.

- **Forma de producción:** El actual modelo de certificación de *H2V* certifica el hidrógeno verde producido a partir de la electrólisis que se lleva a cabo con energía eléctrica proveniente de una planta fotovoltaica o parque eólico, sin embargo, el atributo “verde” viene dado por una producción libre de *GEI*, por lo que también debiesen ser considerados otros métodos de producción alternativos, que no son contaminantes, y que podrían ser viables y rentables en el futuro, tales como la fotólisis, fermentación y biofotólisis, donde las últimas dos tienen su origen en la conversión bioquímica de la biomasa.
- **Ruta de producción:** Es de esperarse que en el mediano o largo plazo, el modelo de certificación existente y que se esté aplicando, ya sea este u otro con otras características similares, incorpore un exhaustivo análisis a la completitud de los activos involucrados en la ruta de producción del hidrógeno, de forma de garantizar que no solo la energía eléctrica usada es “verde”, sino que todo el proceso productivo del hidrógeno lo es, asegurando que la fabricación de los paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, electrolizadores, entre otros activos, estén involucrados en un proceso carbono neutral en su totalidad.

7.1.2. Análisis económico

Como bien fue planteado previamente, la función objetivo del problema de maximización de utilidades (ecuación 6.1) realiza una evaluación promedio durante un día de operación de la planta de generación renovable y la planta de electrólisis, no obstante, para poder realizar un análisis económico completo y preciso, se requiere ampliar la evaluación a la totalidad de la vida útil de la planta de electrólisis, lo cual como se mencionó previamente no fue realizado porque escapaba del alcance del actual trabajo de título, comprometía un alto recurso computacional y no resultaba significativo para los resultados que se buscaban obtener.

Realizar la modelación con un horizonte de evaluación igual a la vida útil del proyecto permitiría mejorar la precisión de los resultados, pero por encima de esto, permitiría realizar el flujo de caja correspondiente a una evaluación de un proyecto de este tipo, incluyendo la tasa de descuento para reflejar el real valor de las utilidades y costos por medio de su aproximación a su valor presente. Adicionalmente, sería posible definir indicadores como el *LCOH*, de gran relevancia para comparar diversas rutas productivas y evaluar la mejor estrategia comercial.

Dicho lo anterior, el actual programa de optimización, que permite obtener la potencia óptima de la planta de electrólisis y su perfil de operación, representa la primera etapa de un modelo que se puede ampliar de la forma previamente descrita.

7.1.3. Contribución de plantas de generación *ERNC*

En el actual documento, ha sido estudiado el comportamiento de la demanda de energía por parte de una planta de electrólisis ante tres escenarios distintos de generación renovable: un perfil fotovoltaico, un perfil eólico y un perfil híbrido compuesto por la suma y posterior normalización de perfil fotovoltaico y el perfil eólico. Este perfil híbrido, denominado como portafolio renovable, tiene su justificación en el contexto en que un cliente libre tiene la

posibilidad de firmar un contrato de suministro de energía eléctrica (*PPA*) con una empresa generadora que involucra a un activo solar y uno eólico en el contrato, de esta manera el cliente libre, por medio de su planta de electrólisis, puede realizar el seguimiento de la energía generada por estas dos plantas renovables, tal como fue llevado a cabo en el capítulo seis; sin embargo, el seguimiento de energía se llevó a cabo sobre las dos plantas como un conjunto, dejando de lado la contribución de energía que realiza cada una de ellas, lo que puede resultar de gran interés económico.

Para ilustrar de mejor manera el concepto que se busca plasmar, acerca de la necesidad y el trabajo futuro existente en relación a estudiar la contribución de diversas plantas renovables a un perfil de generación en conjunto, es que se realizará un ejercicio práctico con el siguiente perfil de generación:

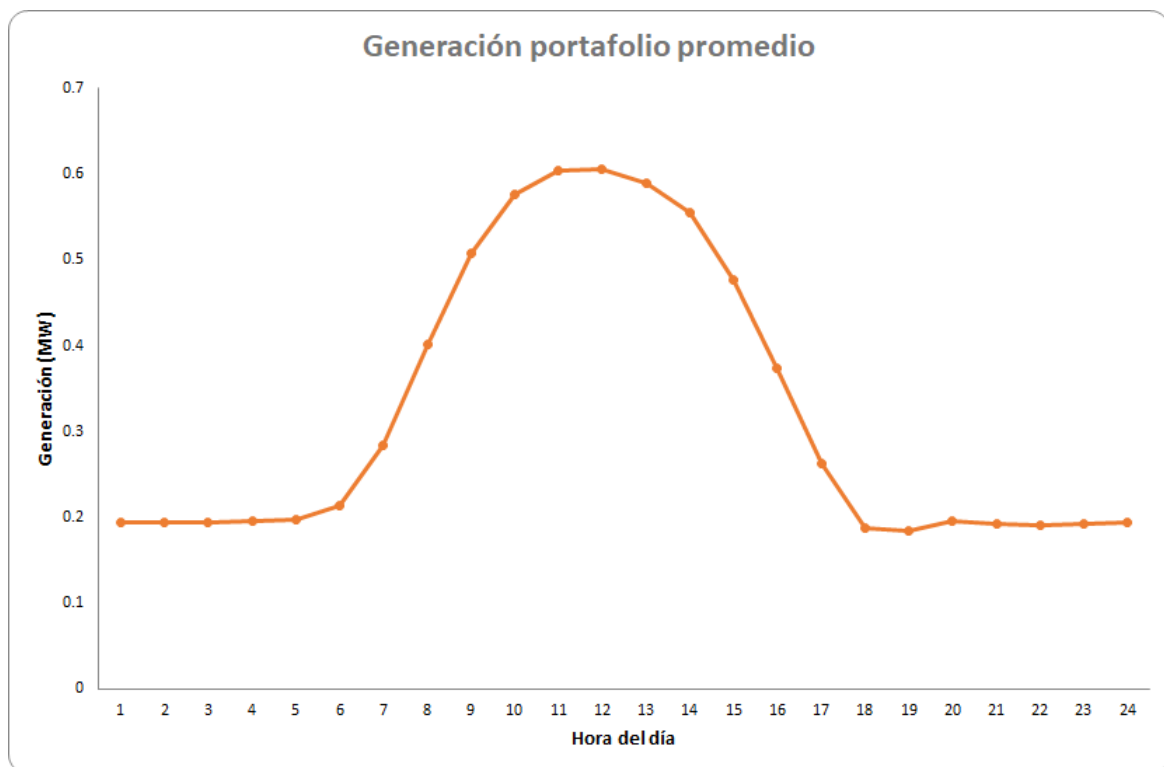


Figura 7.1: Perfil de generación portafolio *ERNC*.

El perfil anterior corresponde al perfil del portafolio *ERNC* de la figura 6.3, construido con el aporte de un perfil fotovoltaico y uno eólico, donde es posible apreciar que posee una clara componente de generación solar entre las 6 y 18 horas del día, y una componente eólica el resto del tiempo, por lo que vale la pena preguntarse la contribución, para cada hora del día, de la planta fotovoltaica y el parque eólico, obteniendo los siguientes resultados:

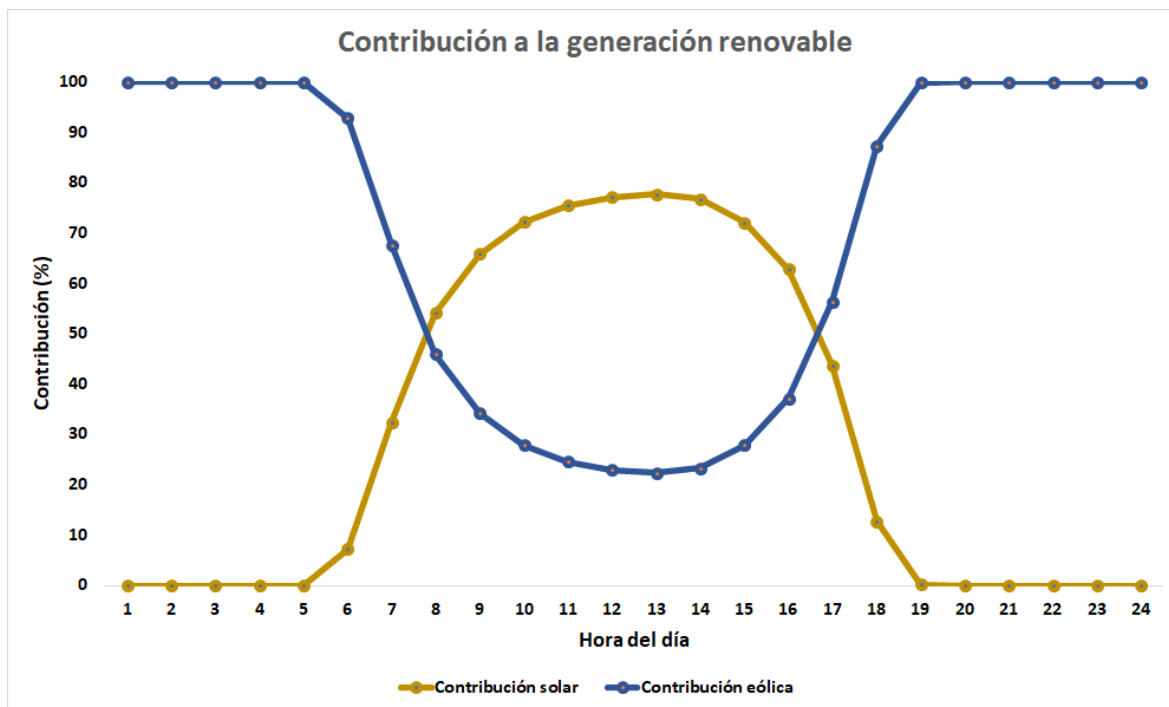


Figura 7.2: Contribución por planta a la generación *ERNC*.

Se puede apreciar, que aunque tanto la planta fotovoltaica como el parque eólico aportan a la generación renovable, ambos lo hacen de forma desigual según bloque horario, existiendo una clara tendencia a la predominancia de la energía solar durante las 9 y 17 horas, y eólica el resto del día. Lo anterior presenta un resultado interesante que amerita, de ser necesario, continuar la investigación al respecto, porque demuestra que podría ser útil generar contratos de suministro de energía eléctrica con una planta fotovoltaica y un parque eólico por separado, buscando conseguir un mejor precio de la energía eléctrica según bloque horario, independizando el suministro de energía de una única empresa generadora de energía eléctrica con activos solares y eólicos que pudieran abastecer de energía eléctrica a la planta de electrólisis según el perfil de demanda óptimo. Lo anterior abre las puertas a investigar de forma independiente plantas *ERNC* que en su conjunto funcionen bajo un perfil de generación de baja desviación estándar que sea óptimo, el cual a su vez permite la generación de diversos *PPA* y así conseguir los precios de la energía más competitivos del mercado.

Bibliografía

- [1] V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, *et al.*, “Global warming of 1.5 c,” *An IPCC Special Report on the impacts of global warming of*, vol. 1, pp. 1–9, 2018.
- [2] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1148868>,” 27 de agosto de 2020.
- [3] M. de Energía, “Energía 2050 - política energética de Chile,” 2019.
- [4] CNE, “Balance nacional de energía”, “<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>,” 2019.
- [5] M. de Energía, “Estrategia nacional de hidrógeno verde,” 2020.
- [6] F. L. Jiménez Sáez, “Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil,” 2020.
- [7] J. I. Vermeersch Armijo, “Diseño y construcción de una celda demostrativa para la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua,” 2018.
- [8] S. L. Pérez Robles, I. C. Silva Melo, G. A. Peñuela Mesa, and S. A. Cardona Gallo, “Evaluation of biofuels and petroleum hydrocarbons (gasoline and diesel) in soil: Transportation and bioremediation processes,” *Revista EIA*, no. SPE2, pp. 21–46, 2015.
- [9] R. Vásquez, F. Salinas, *et al.*, “Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile,” *Santiago, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH*, 2018.
- [10] D. A. Pineda Erice, “Evaluación técnico económica de una planta de producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua utilizando energía eléctrica producida con celdas fotovoltaicas de alta eficiencia,” 2009.
- [11] J. Gigler and M. Weeda, “Outlines of a hydrogen roadmap,” *TKI Nieuw Gas*, pp. 1–105, 2018.
- [12] E. Taibi, R. Miranda, W. Vanhoudt, T. Winkel, J.-C. Lanoix, and F. Barth, “Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition,” 2018.
- [13] S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Palfreyman, and P. Hartley, “National hydrogen roadmap,” *Australia: CSIRO*, 2018.
- [14] FICHTNER, “Descarbonización del sector energético chileno hidrógeno - cadenas de valor y legislación internacional,” 2020.
- [15] CertifHy, “<https://www.certifyhy.eu/>.”
- [16] GIZ, “Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor,” 2020.

- [17] W. Bank, “Benchmark of international practices on low-carbon and green h2 certification mechanisms,” 2021.
- [18] Low Carbon Fuel Standar, “<https://ww2.arb.ca.gov/es/our-work/programs/low-carbon-fuel-standard>.”
- [19] TÜV SÜD, “<https://www.tuvsud.com/en>.”
- [20] IEA, “World energy outlook 2019,” 2019.
- [21] E. Taibi, R. Miranda, and M. Carmo, “Green hydrogen cost reduction,” 2020.

Anexos

Programa de optimización en FICO Xpress

```
1 model OptiPelectrolizador
2
3 uses "mmxprs","mmsheet","mmjobs"; !Se accede al optimizador Xpress-Optimizer
4
5 !Declaraciones
6 declarations
7   !Parámetros
8   Capex,Vu,PH2,Seg,EH2,OPEX: real !Capex, vida útil, precio hidrógeno, seguimiento, energ
   ↪ ía para producir hidrógeno y OPEX
9   G,Pe: array(1..24) of real !Generación renovable y precio de la energía
10
11 !Función objetivo y restricciones
12 Ganancias: linctr
13 R1: linctr
14 R2, R3, R4: array(1..24) of linctr
15
16 !Variables de decisión
17 Celec: mpvar
18 C: array(1..24) of mpvar
19 end-declarations
20
21 !Importar desde Excel
22 initialisations from "mmsheet.excel:"+ 'Perfiles_ERNC+_optimizacion.xlsx'
23 Pe as "noindex;Precio_de_la_energia"
24 Capex as "noindex;Capex_electrolizador_nivelado"
25 Vu as "noindex;Vida_util_electrolizador"
26 G as "noindex;Perfil_de_generacion_renovable__MW"
27 PH2 as "noindex;Precio_hidrogeno_verde"
28 Seg as "noindex;Porcentaje_de_seguimiento"
29 EH2 as "noindex;Energia_requerida_para_producir_hidrogeno"
30 OPEX as "noindex;Gasto_operacional_anual_____de_CAPEX"
31 end-initializations
32
33 !Función objetivo y restricciones
34 Ganancias:= sum(i in 1..24)((PH2 * C(i) * 1000)/EH2 - Pe(i) * C(i) - (Capex * Celec)/Vu - (
   ↪ Capex * Celec * OPEX)/(365*24*100))
```

```

35 R1:= Celec >= 0 !Potencia de electrolizador debe ser mayor a cero
36 forall(t in 1..24) do
37   R2(t):= C(t) <= Celec !Consumo acotado por potencia nominal de electrolizador
38   R3(t):= C(t) >= 0 !Consumo positivo
39   R4(t):= C(t) <= G(t) + (Seg/100)*G(t) !Tolerancia de seguimiento
40 end-do
41
42 maximize(Ganancias) !Se revuelve el problema de maximización de ganancias
43
44 !Se define costo total, producción diaria de hidrógeno y el costo de producir un kilogramo de
   ↪ hidrógeno
45 Costo_total:= sum(i in 1..24)((Pe(i) * getsol(C(i)) + (Capex * getsol(Celec))/Vu) + (Capex
   ↪ * getsol(Celec) * OPEX)/(365*24*100))
46 Produccion_diaria:= sum(i in 1..24)(getsol(C(i) * 1000)/EH2)
47 PpH2:= Costo_total/Produccion_diaria
48
49 !Print de los resultados
50 writeln("Generación: ",G, "MW")
51 writeln("Precio hidrógeno: ",PH2, " [USD]")
52 writeln("Vida útil: ",Vu, " horas")
53 writeln("Precio Energía: ",Pe, " [USD]")
54 writeln("Capex: ",Capex, " [USD/MW]")
55 writeln("Gasto operacional porcentual: ",OPEX, "% del CAPEX")
56 writeln("Consumo: ",C, "MW")
57 writeln("Potencia electrolizador: ", getsol(Celec), " MW")
58 writeln("Producción diaria de H2V: ", Produccion_diaria, " kg")
59 writeln("Precio de producción de hidrógeno: ", PpH2, " USD/kg")
60 writeln("Ganancias: ",getobjval, " USD")
61
62
63 !Definiciones para excel
64 Potencia_electrolizador:=getsol(Celec)
65 Ganancia_diaria:= getobjval
66 forall(t in 1..24) do
67   Demanda(t):= getsol(C(t))
68 end-do
69
70 !Escritura a Excel
71 initialisations to "mmsheet.excel:"+'Perfiles_ERNC_+_optimizacion.xlsx'
72   Demanda          as "grow;noindex;Perfil_demanda_energia"
73   Potencia_electrolizador      as "grow;noindex;Potencia_optima_electrolizador"
74   Ganancia_diaria      as "grow;noindex;Ganancia_diaria"
75   Produccion_diaria    as "grow;noindex;Produccion_de_hidrogeno"
76   PpH2                as "grow;noindex;Costo_de_produccion_del_hidrogeno"
77 end-initialisations
78
79 end-model

```

Resultados

Resultados evaluación con perfil fotovoltaico y tolerancia del 40 %

Perfil fotovoltaico (tolerancia de 40 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	71,85	131,18	170,33	kg
Potencia óptima del electrolizador	0,32	0,66	0,94	MW
Factor de planta de la planta de electrólisis	46,44	41,58	37,87	%
Costo de producción del hidrógeno	3,71	3,92	4,10	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	0,20	0,56	1,31	MWh
Ganancia diaria	20,51	76,73	152,89	USD

Resultados evaluación con perfil eólico y tolerancia del 40 %

Perfil eólico (tolerancia de 40 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	232,00	232,40	232,40	kg
Potencia óptima del electrolizador	0,54	0,54	0,54	MW
Factor de planta de la planta de electrólisis	89,67	89,44	89,44	%
Costo de producción del hidrógeno	2,89	2,89	2,89	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	3,27	3,29	3,29	MWh
Ganancia diaria	258,01	374,11	490,31	USD

Resultados evaluación con perfil renovable y tolerancia del 40 %

Perfil del portafolio renovable (tolerancia de 40 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	157,82	186,59	201,20	<i>kg</i>
Potencia óptima del electrolizador	0,40	0,56	0,67	<i>MW</i>
Factor de planta de la planta de electrólisis	82,49	69,07	62,82	%
Costo de producción del hidrógeno	2,97	3,15	3,27	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	1,25	1,69	2,29	<i>MWh</i>
Ganancia diaria	163,30	251,35	348,59	<i>USD</i>

Resultados evaluación con perfil fotovoltaico y tolerancia del 5 %

Perfil fotovoltaico (tolerancia de 5 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	53,89	98,39	127,75	<i>kg</i>
Potencia óptima del electrolizador	0,24	0,49	0,70	<i>MW</i>
Factor de planta de la planta de electrólisis	46,44	41,58	37,87	%
Costo de producción del hidrógeno	3,71	3,92	4,10	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	0,02	0,07	0,12	<i>MWh</i>
Ganancia diaria	15,38	57,54	114,67	<i>USD</i>

Resultados evaluación con perfil eólico y tolerancia del 5 %

Perfil eólico (tolerancia de 5 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	174,00	174,30	174,30	kg
Potencia óptima del electrolizador	0,40	0,41	0,41	MW
Factor de planta de la planta de electrólisis	89,67	89,44	89,44	%
Costo de producción del hidrógeno	2,89	2,89	2,89	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	0,37	0,38	0,38	MWh
Ganancia diaria	193,50	280,58	367,73	USD

Resultados evaluación con perfil renovable y tolerancia del 5 %

Perfil del portafolio renovable (tolerancia de 5 %)				
Parámetro	Resultados PH = 4 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 4,5 $\frac{USD}{kg}$	Resultados PH = 5 $\frac{USD}{kg}$	Unidad
Producción diaria de hidrógeno	118,36	139,94	150,90	kg
Potencia óptima del electrolizador	0,30	0,42	0,50	MW
Factor de planta de la planta de electrólisis	82,49	69,07	62,82	%
Costo de producción del hidrógeno	2,97	3,15	3,27	$\frac{USD}{kg}$
Exceso diario de energía consumida	0,15	0,19	0,22	MWh
Ganancia diaria	122,48	188,52	261,44	USD