



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Modelado en Dinámica de Sistemas del Sector
del Hidrógeno en la Transición Energética**

Autor: Campos Rodríguez, Juan Manuel

Tutores:

**Frechoso Escudero, Fernando A.
Parrado Hernando, Gonzalo**

**Grupo de Energía, Economía y
Dinámica de Sistemas**

Valladolid, julio 2022.

Resumen

Debido a la preocupación energética y medioambiental en la que está inmersa la sociedad de hoy en día surge la necesidad de buscar alternativas sostenibles que permitan al sistema energético ser independiente de los recursos fósiles y poder sustentarse a partir del uso de energías limpias y renovables. En este contexto surge el interés por el hidrógeno verde como una de las principales alternativas para descarbonizar el sistema actual. Este trabajo explora las posibilidades del hidrógeno en su aplicación al sector industrial, identificando y modelando las relaciones existentes a lo largo de la cadena de suministro, en concreto, centrándose en la producción y consumo *in situ* de dicha sustancia. Para este propósito, se ha planteado un modelo en dinámica de sistemas con el software de simulación “Vensim DSS” para extraer resultados del sistema en función de diferentes escenarios y obtener conclusiones relativas al papel del hidrógeno en la transición energética.

Palabras clave: Hidrógeno verde, Transición energética, Industria, Sostenibilidad, Dinámica de sistemas

Abstract

Due to energy and environmental concern in which today's society is immersed, the need arises to seek sustainable alternatives that allow the energy system to be independent from fossil resources and to sustain itself from the use of clean and renewable energies. In this context, interest in green hydrogen emerges as one of the main alternatives to decarbonise the current system. This project explores the possibilities of hydrogen in its application to the industrial sector, identifying and modelling the existing relationships along its supply chain, specifically, focusing on the on – site production and consumption of that substance. For this purpose, a system dynamics model has been proposed with the simulation software “Vensim DSS” in order to extract results from the system according to different scenarios and to draw conclusions regarding the role of hydrogen in the energy transition.

Keywords: Green hydrogen, Energy transition, Industry, Sustainability, System dynamics

Agradecimientos

Quiero dar las gracias a mi familia por su apoyo incondicional, sus consejos y su paciencia, a Guille y a Madi por acompañarme e iniciar conmigo el camino de la Ingeniería, y a Laura por seguir conmigo ese camino que espero nos lleve muy lejos.

Tampoco me olvido de mis tutores Fernando, Gonzalo e Íñigo, gracias por todo el apoyo y dedicación en este año tan complicado.

Índice de Contenidos

Capítulo 1. Introducción y Contextualización	1
1.1. Contenido de la Memoria	1
1.2. Transición Energética hacia la Descarbonización del Sistema	2
1.3. Papel del Hidrógeno en la Transición Energética	5
1.4. Modelos de Evaluación Integrada	7
1.5. Motivación y Marco del Trabajo	9
Capítulo 2. Objetivos	13
Capítulo 3. Revisión de Literatura	15
3.1. Estado del arte	15
3.2. Uso del Hidrógeno en la Actualidad y Perspectivas de Futuro	17
3.2.1. Demanda de Hidrógeno.....	17
3.2.2. Sectores Consumidores de Hidrógeno en el Presente y en el Futuro.....	20
3.2.3. Procesos de Generación de Hidrógeno.....	28
3.2.4. Producción de Hidrógeno a Nivel Global, Continental y en España	31
3.2.5. Conversión de Hidrógeno en Combustibles Contenedores de Hidrógeno...	36
3.3. Principios Teóricos Básicos.....	39
3.3.1. Producción de Hidrógeno vía Reformado con Vapor de Agua.....	39
3.3.2. Producción de Hidrógeno vía Oxidación Parcial	43
3.3.3. Producción de Hidrógeno vía Electrólisis	45

3.3.4.	Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria Petrolera	54
3.3.5.	Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria Química	55
3.3.6.	Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria del Acero	56
Capítulo 4. Metodología		61
4.1.	Fases del Proceso Metodológico	61
4.2.	Herramienta Metodológica: la Dinámica de Sistemas	61
4.2.1.	Diagramas causales	62
4.2.2.	Diagramas de flujos.....	64
4.2.3.	Modelo de un Electrolizador en Dinámica de Sistemas.....	65
4.3.	Entorno de Programación: Vensim DSS	68
4.4.	Arquetipo del Modelo e Hipótesis de Modelado.....	70
4.4.1.	Definiciones y Conceptos Previos al Modelado	73
4.5.	Modelado.....	75
4.5.1.	Modelo de la Demanda de Hidrógeno.....	75
4.5.2.	Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación.....	84
4.5.3.	Modelo de la Producción de Hidrógeno vía Electrólisis.....	87
4.5.4.	Modelo de la Producción de Hidrógeno vía SMR	98
4.5.5.	Cálculo de las Emisiones de CO ₂	100
4.6.	Parametrización del Modelo.....	105
Capítulo 5. Escenarios		119

5.1.	Hipótesis Asumidas para la Simulación	119
5.2.	Justificación de los Escenarios	119
5.2.1.	Escenario Base	120
5.2.2.	Escenarios de Evaluación.....	124
5.3.	Resumen de los Escenarios Planteados	127
Capítulo 6. Resultados		129
6.1.	Resultado de Optimización: Potencia Electrolítica Instalada Anualmente ...	129
6.2.	Demanda de Hidrógeno en la Simulación	130
6.3.	Insumos Energéticos y Materiales en la Simulación	132
6.4.	Emisiones de CO ₂ Resultantes en la Evaluación del Modelo	134
Capítulo 7. Discusión.....		139
Capítulo 8. Conclusiones		143
8.1.	Conclusiones Generales.....	143
8.2.	Limitaciones del Modelo y Líneas de Trabajo Futuras	144
8.3.	Valoración sobre el Trabajo Realizado	144
Referencias.....		147

Índice de Abreviaturas

AC	Corriente alterna
AEL	Electrolizador alcalino
AEM	Electrolizador de membrana de intercambio iónico
ATR	Reformado autotérmico
BF – BOF	Altos hornos con acería de oxígeno básico
CCUS	Captura de CO ₂ , utilización y almacenamiento
CF	Factor de capacidad de una instalación
CO ₂	Dióxido de carbono
DC	Corriente continua
DRI – EAF	Reducción directa de hierro con arco eléctrico
EFTA	Asociación Europea de Libre Comercio
GEEDS	Grupo de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas
H ₂	Hidrógeno
H ⁺	Protón de hidrógeno
HDRI – EAF	Reducción directa de hierro con arco eléctrico a partir de H ₂ puro
HHV	Poder calorífico superior
kt	Miles de toneladas
IAM	Modelo de evaluación integrada
IMAGE	Integrated Model to Assess the Global Environment
LHV	Poder calorífico inferior
LOHC	Portador de hidrógeno orgánico líquido
Mt	Millones de toneladas
Mtoe	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
NG	Gas natural
O ₂	Oxígeno
OH ⁻	Anión hidróxido
PEM	Electrolizador de intercambio polimérico

POX	Reformado de oxidación parcial
PtG	<i>Power to gas</i>
SMR	Reformado de gas natural con vapor de agua
SOEC	Celda electrolizadora de óxido sólido
toe	Toneladas equivalentes de petróleo
TRE	Tasa de retorno energético
UE – 27	Unión Europea
UE – 28	Unión Europea y Reino Unido
USD	Dólar estadounidense
WILIAM	Within Limits Integrated Assessment Model

Índice de Figuras

Figura 1 <i>Yacimientos de petróleo y producción a lo largo del tiempo</i>	2
Figura 2 <i>Volumen de la capa de hielo Ártico en función de la variación estacional</i>	4
Figura 3 <i>Demanda global de hidrógeno a lo largo del tiempo</i>	6
Figura 4 <i>Estructura habitual de los IAMs</i>	8
Figura 5 <i>Proyectos de hidrógeno bajo en carbono a nivel global</i>	10
Figura 6 <i>Esquema del módulo energético de WILIAM</i>	12
Figura 7 <i>Demanda global de hidrógeno en 2020 según diferentes acepciones</i>	18
Figura 8 <i>Demanda de hidrógeno en 2020 a nivel regional</i>	19
Figura 9 <i>Demanda global de hidrógeno a lo largo del tiempo por sector</i>	20
Figura 10 <i>Demanda de hidrógeno en refinerías de Europa en 2020</i>	21
Figura 11 <i>Demanda de hidrógeno en el sector químico en 2018 por regiones</i>	22
Figura 12 <i>Demanda de hidrógeno en el sector químico de Europa en 2020</i>	23
Figura 13 <i>Métodos de producción de hidrógeno</i>	29
Figura 14 <i>Fuentes de producción de hidrógeno en 2020 a nivel global</i>	31
Figura 15 <i>Potencia instalada de electrolizadores por región y tecnología</i>	33
Figura 16 <i>Capacidad de producción de hidrógeno por país en Europa en 2020</i>	35
Figura 17 <i>Capacidad de producción de hidrógeno vía electrólisis en Europa en 2020</i> ..	36
Figura 18 <i>Costes de transporte del H₂ según distancia y volumen USD/kg, 2019</i>	38
Figura 19 <i>Nuevos proyectos de combustibles contenedores de hidrógeno</i>	38
Figura 20 <i>Proceso de reformado con vapor de agua</i>	40
Figura 21 <i>Unidad del reformador catalítico</i>	41
Figura 22 <i>Esquema input – output del proceso de reformado con vapor de agua</i>	43
Figura 23 <i>Esquema input – output del proceso de gasificación del carbón</i>	45

Figura 24 <i>Celda electrolítica AEL</i>	46
Figura 25 <i>Celda electrolítica PEM</i>	47
Figura 26 <i>Ejemplos de límites de sistema de una instalación de electrólisis</i>	50
Figura 27 <i>Curva característica U/I de un electrolizador y eficiencia DC</i>	51
Figura 28 <i>Curva de eficiencias del sistema de un electrolizador</i>	52
Figura 29 <i>Curva característica U/I y eficiencia DC en función de la temperatura</i>	53
Figura 30 <i>Esquema input – output del proceso de electrólisis</i>	54
Figura 31 <i>Esquema input – output de las rutas de producción de acero</i>	58
Figura 32 <i>Relación causal positiva</i>	62
Figura 33 <i>Relación causal negativa</i>	63
Figura 34 <i>Bucles positivos y negativos</i>	63
Figura 35 <i>Comportamiento dinámico asociado a un bucle negativo o positivo</i>	64
Figura 36 <i>Representación de las variables de stock, flujo y auxiliares</i>	65
Figura 37 <i>Diagrama causal y de Forrester de un depósito de agua</i>	65
Figura 38 <i>Diagrama causal del funcionamiento de un electrolizador</i>	66
Figura 39 <i>Diagrama de flujo del funcionamiento de un electrolizador</i>	67
Figura 40 <i>Modelado en Vensim de un circuito RL serie</i>	69
Figura 41 <i>Resultado $i(t)$ de la simulación del circuito RL serie</i>	69
Figura 42 <i>Esquema de los sectores de la demanda considerados en el modelo</i>	75
Figura 43 <i>Resumen de insumos energéticos y emisiones de los sectores de la demanda</i> . 76	
Figura 44 <i>Diagrama de Forrester para la producción de amoníaco y metanol</i>	77
Figura 45 <i>Diagrama de Forrester para la producción de líquidos refinados</i>	78
Figura 46 <i>Diagrama de Forrester para la cobertura de la producción de acero</i>	80

Figura 47 <i>Diagrama de Forrester para la producción de acero vía DRI – EAF</i>	82
Figura 48 <i>Diagrama de Forrester para la producción de acero vía HDRI – EAF</i>	83
Figura 49 <i>Diagrama de Forrester para la producción de acero secundario</i>	83
Figura 50 <i>Esquema de la distribución de la demanda de hidrógeno entre tecnologías</i> ...	84
Figura 51 <i>Diagrama de Forrester para la distribución de la demanda de H₂</i>	85
Figura 52 <i>Diagrama de Forrester del modelo de producción de H₂ vía electrólisis</i>	88
Figura 53 <i>Diagrama de Forrester: vintaging asociado a la producción electrolítica (1)</i> 90	
Figura 54 <i>Evolución temporal de counter(t) y counter delay(t)</i>	92
Figura 55 <i>Evolución temporal de las componentes de Power t add(t)</i>	93
Figura 56 <i>Diagrama de Forrester: vintaging asociado a la producción electrolítica (2)</i> 95	
Figura 57 <i>Diagrama de Forrester del modelo de producción de H₂ vía SMR</i>	99
Figura 58 <i>Emisiones de CO₂ totales de los procesos productivos considerados</i>	100
Figura 59 <i>Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado a la vía BF – BOF</i>	102
Figura 60 <i>Diagrama de Forrester para el cálculo de emisiones acumuladas de CO₂</i> ...	103
Figura 61 <i>Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado a la generación de H₂</i>	103
Figura 62 <i>Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado al sector del acero</i>	104
Figura 63 <i>Evolución histórica de la producción de crudo refinado en la UE – 27</i>	120
Figura 64 <i>Evolución histórica de la producción de amoníaco en la UE – 27</i>	121
Figura 65 <i>Evolución histórica de la producción de metanol en la UE – 27</i>	121
Figura 66 <i>Evolución histórica de la producción total de acero en la UE – 27</i>	122
Figura 67 <i>Evolución histórica de la proporción de acero secundario en la UE – 27</i>	123
Figura 68 <i>Evolución histórica de la intensidad de emisiones a nivel de la UE – 27</i>	123
Figura 69 <i>Descripción cualitativa de la función sigmoïdal</i>	124

Figura 70 Resultados – Instalación anual de electrolizadores	129
Figura 71 Resultados – Potencia total instalada y acumulada de electrolizadores	130
Figura 72 Resultados – Demanda total de hidrógeno	131
Figura 73 Resultados – Proporción de la demanda cubierta por electrolizadores	131
Figura 74 Resultados – Consumo de electricidad para los electrolizadores.....	132
Figura 75 Resultados – Consumo de gas natural	133
Figura 76 Resultados – Consumo total de agua	133
Figura 77 Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H_2	134
Figura 78 Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H_2 electrolítico.....	135
Figura 79 Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H_2 vía SMR	135
Figura 80 Resultados – Emisiones acumuladas asociadas a la generación de H_2	136
Figura 81 Resultados – Emisiones asociadas a la industria del acero.....	137
Figura 82 Resultados – Emisiones acumuladas asociadas a la industria del acero	137
Figura 83 Resultados – Emisiones totales del sistema.....	138
Figura 84 Resultados – Emisiones totales acumuladas del sistema	138

Índice de Tablas

Tabla 1 <i>Poderes caloríficos de diferentes combustibles</i>	25
Tabla 2 <i>Densidad volumétrica del hidrógeno frente al gas natural</i>	37
Tabla 3 <i>Densidades energéticas del crudo y del biodiesel</i>	79
Tabla 4 <i>VARIABLES del modelo asociadas a la cobertura de la demanda de acero</i>	81
Tabla 5 <i>Parámetros técnicos del modelo</i>	105
Tabla 6 <i>Parámetros técnicos del modelo (continuación)</i>	106
Tabla 7 <i>Intensidad de hidrógeno para la síntesis del amoníaco</i>	107
Tabla 8 <i>Intensidad de hidrógeno para la síntesis del metanol</i>	108
Tabla 9 <i>Intensidad de hidrógeno para el tratamiento de biodiésel</i>	108
Tabla 10 <i>Intensidad de hidrógeno para el refinado del crudo</i>	109
Tabla 11 <i>Intensidad de hidrógeno para el proceso HDRI – EAF</i>	110
Tabla 12 <i>Intensidad de hidrógeno para el proceso DRI – EAF</i>	111
Tabla 13 <i>Factor de emisiones para el proceso BF – BOF</i>	111
Tabla 14 <i>Intensidad de electricidad para el arco eléctrico</i>	112
Tabla 15 <i>Eficiencia LHV de los electrolizadores AEL y PEM</i>	113
Tabla 16 <i>Eficiencia HHV de las instalaciones SMR</i>	113
Tabla 17 <i>Degradación de eficiencia de los electrolizadores AEL y PEM</i>	114
Tabla 18 <i>Selección del criterio de retirada de los electrolizadores</i>	114
Tabla 19 <i>Ocupación del terreno de las instalaciones electrolíticas</i>	115
Tabla 20 <i>Consumo de agua en las instalaciones electrolíticas y de SMR</i>	115
Tabla 21 <i>Otros parámetros técnicos del modelo</i>	116
Tabla 22 <i>Valores numéricos e incertidumbre de los parámetros del modelo</i>	116
Tabla 23 <i>Valores numéricos e incertidumbre de los parámetros del modelo (cont.)</i>	117

Tabla 24 *Resumen de los escenarios planteados para la simulación*..... 127

Capítulo 1. Introducción y Contextualización

1.1. Contenido de la Memoria

El contenido de este trabajo se encuentra distribuido en los siguientes capítulos:

Capítulo 1. Introducción y Contextualización. En este apartado se trata el contexto en que se enmarca el trabajo, a saber; la crisis energética y medioambiental, y los modelos de evaluación integrada (IAM).

Capítulo 2. Objetivos. Establecimiento de las pretensiones finales de este trabajo, así como los objetivos intermedios.

Capítulo 3. Revisión de Literatura. En este capítulo se expone el estado del arte relativo a los modelos IAM de hidrógeno, la situación actual del hidrógeno y sus perspectivas de futuro en lo referente a su cadena de suministro. Se finaliza el capítulo con un apartado de conocimientos previos para el lector que desconozca los procesos de consumo y generación de hidrógeno, cuya comprensión es fundamental para adentrarse en el modelo planteado.

Capítulo 4. Metodología. Este apartado recoge los fundamentos de la herramienta metodológica (la dinámica de sistemas) y el entorno de simulación (Vensim DSS). Se explica en detalle el modelo del sector industrial del hidrógeno, las hipótesis asumidas y el alcance del sistema. Por último, se trata la revisión de literatura llevada a cabo para cuantificar numéricamente los distintos parámetros del modelo.

Capítulo 5. Escenarios. En este capítulo se describen y justifican los escenarios y políticas planteados para realizar la simulación del modelo.

Capítulo 6. Resultados. Presentación de los resultados obtenidos de la simulación del modelo de hidrógeno planteado.

Capítulo 7. Discusión. Se comentan y analizan los resultados del capítulo anterior.

Capítulo 8. Conclusiones. En este último capítulo se exponen las conclusiones extraídas del trabajo y las líneas de investigación futuras.

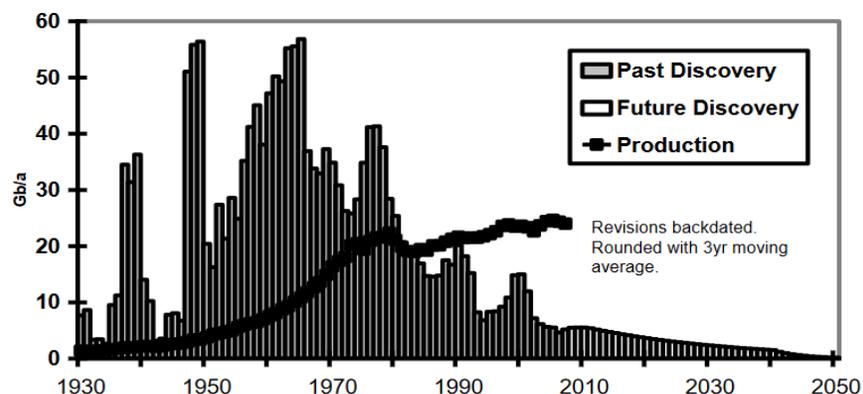
1.2. Transición Energética hacia la Descarbonización del Sistema

Se denomina transición energética hacia la descarbonización al proceso de sustitución progresiva del sistema energético global basado en combustibles fósiles por un sistema basado en fuentes de energía que no generen emisiones netas positivas, entendiendo “sistema” como el conjunto de eslabones que conforman toda una cadena de suministro.

Actualmente existe una gran preocupación acerca de la utilización de recursos energéticos y su repercusión socio – económica y medioambiental. Por un lado, la sociedad está inmersa en una crisis energética debido al agotamiento de energías no renovables; existe un consenso en la comunidad científica sobre este hecho, y teorías como el pico de Hubbert (King Hubbert, 1956) están ampliamente corroboradas en su aplicación sobre combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural o el carbón. Asimismo, desde hace cuatro décadas se extrae más petróleo del que se encuentra en forma de nuevos yacimientos (Campbell & Heapes, 2009), ver Figura 1, por lo que llegará un punto en que terminará alcanzando su cénit de producción.

Figura 1

Yacimientos de petróleo y producción a lo largo del tiempo



Nota. Unidades en miles de millones de barriles al año (Gb/a). Fuente: (Campbell & Heapes, 2009)

De hecho, numerosos artículos ponen de manifiesto el comportamiento de las reservas petrolíferas y de gas natural, llegando a cuantificar un cénit en su producción a corto plazo (Murray & King, 2012). Sobre los yacimientos de carbón y uranio (en menor medida) la literatura también predice un comportamiento similar al del petróleo y el gas natural (Energy Watch Group, 2007), (J. Wang et al., 2017), (Capellán-Pérez et al., 2014).

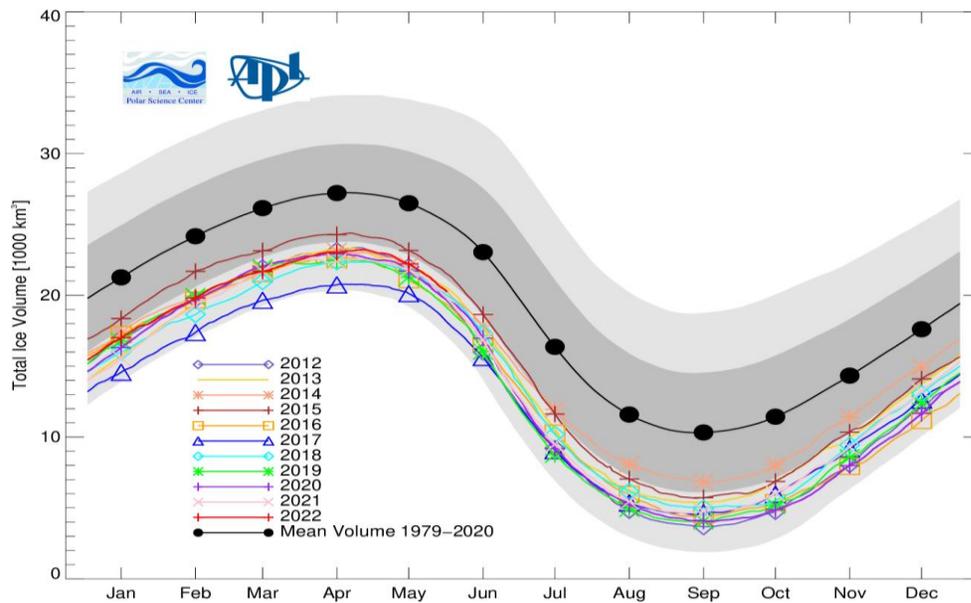
Otra cuestión agravante de los hechos anteriores es la disminución de la tasa de retorno energético (TRE) de los diferentes recursos fósiles (Guilford et al., 2011). La TRE es clave en este sentido puesto que determina el fin de la extracción de un determinado recurso, de una forma físicamente rentable. Esto se produce en el momento en que la energía invertida en extraer un recurso energético es igual que la energía contenida en dicho recurso (i.e. TRE igual a uno), independientemente de la existencia de yacimientos. Toda esta crisis energética desencadenará una escalada en los precios de los combustibles (debido su escasez y alto coste de extracción), que supondrá un incremento en el precio de la electricidad y en las materias primas de gran parte de los procesos industriales, y que se transmitirá a lo largo de toda la cadena de suministro hasta los consumidores finales, teniendo especial impacto en el sector del transporte.

Además de la crisis energética, la crisis medioambiental debida al cambio climático provocado por la acción humana tiene el soporte general de la comunidad científica (aunque no exenta de negacionismo e intereses políticos y económicos). Existen correlaciones entre el incremento de la temperatura media del planeta y la acumulación de gases de efecto invernadero (principalmente dióxido de carbono y metano) (Shaw, 1984), siendo estos originados por numerosas actividades humanas tales como la quema de combustibles fósiles, procesos industriales y agrarios, destrucción de sumideros de carbono, etc. Las consecuencias de este calentamiento global recaen sobre la biodiversidad, el clima y el entorno físico, y actualmente con

1.0 °C de incremento de temperatura (IPCC, 2022) ya existen evidencias de este hecho como la disminución de la extensión y volumen de la capa de hielo Ártico y Antártico (Polar Science Center, s. f.), ver Figura 2, o la variación de la corriente del chorro polar.

Figura 2

Volumen de la capa de hielo Ártico en función de la variación estacional



Nota. La curva negra se corresponde con el valor medio del volumen de la capa de hielo Ártico en las últimas cuatro décadas. Las áreas sombreadas indican una y dos desviaciones estándar con respecto a la media. Fuente: (Polar Science Center, s. f.)

De seguir evolucionando el cambio climático según la tendencia actual se espera el acontecimiento con mayor frecuencia de eventos climáticos extremos, escasez de alimentos, pobreza y desplazamiento y extinción de especies (Naciones Unidas, s. f.). Además, no solo se trata de una cuestión ambiental; son cada vez más los artículos científicos que advierten de los impactos sobre la economía debidos a los eventos climáticos extremos (Kousky, 2014).

Por todo lo expuesto anteriormente, surge el interés generalizado en utilizar recursos energéticos de una manera sostenible con el propósito de paliar los efectos de la crisis energética

y medioambiental actual. En esta línea, existen planes de acción como los Objetivos de Desarrollo Sostenible o el Acuerdo de París (United Nations Climate Change, s. f.) que, gracias al establecimiento de medidas y objetivos para lograr un futuro sostenible, promueven la transición energética hacia la descarbonización.

1.3. Papel del Hidrógeno en la Transición Energética

Dada la situación actual de transición hacia un sistema energético sostenible, es oportuno considerar al hidrógeno verde como una de las alternativas potenciales para tal fin.

El hidrógeno, a pesar de ser el elemento químico más abundante del universo, no se encuentra disponible en el planeta en forma diatómica, sino que habitualmente forma compuestos químicos con otros elementos; para obtenerlo es necesario producirlo industrialmente. Se denomina “verde” al hidrógeno que ha sido producido a partir de fuentes de energías renovables, “gris” al que procede de materias primas emisoras de dióxido de carbono (CO₂) y “azul” al que se produce de igual forma que el hidrógeno gris, pero con captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCUS)¹, aunque esta última tecnología por el momento no es extensible a gran escala debido a sus grandes barreras técnicas y económicas (Bui et al., 2018), (Reiner, 2016), (Scott et al., 2013). El hidrógeno verde y azul adquieren la denominación de “hidrógeno bajo en carbono” (IEA, 2019). Sin embargo, existen evidencias en la literatura científica que advierten de la escasa neutralidad en materia de emisiones de la tecnología CCUS (R. W. Howarth & Jacobson, 2021).

Actualmente la demanda global de hidrógeno procede exclusivamente del sector industrial y asciende a 120 millones de toneladas de hidrógeno anuales (MtH₂/yr)² (IEA, 2021), magnitud

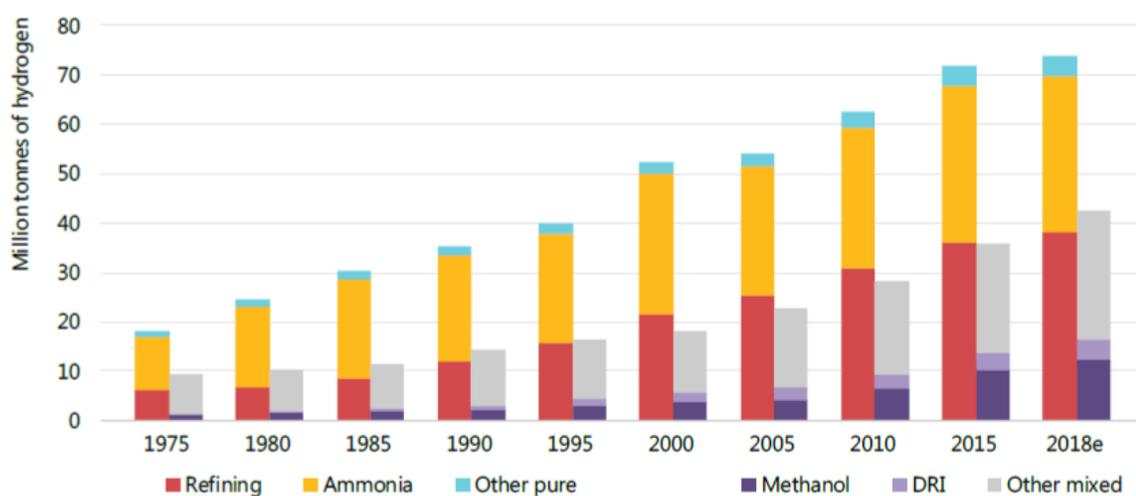
¹ El término *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS) se refiere a la captura de CO₂ antes de ser emitido a la atmósfera, seguido de un almacenamiento geológico permanente o bien siendo utilizado en procesos que permitan reducir de manera equivalente las emisiones (por ejemplo, la integración del carbono en materiales de larga duración). (IEA, 2019).

² Sobre el total de la demanda anual de hidrógeno, 70 Mt se corresponden con la producción de hidrógeno en su forma pura, 20 Mt con el hidrógeno utilizado en mezclas de gases y 30 Mt al hidrógeno presente en gases residuales de procesos industriales (IEA, 2021).

que lleva décadas creciendo (ver Figura 3) y que previsiblemente seguirá haciéndolo en el futuro. Sobre el total de la producción de hidrógeno en su forma pura, prácticamente el 100 % del hidrógeno producido tiene su origen en los combustibles fósiles (hidrógeno gris), siendo responsable del 6 % del consumo global de gas natural y del 2 % de carbón. Como consecuencia, la producción actual de hidrógeno contribuye a la generación de emisiones de CO₂ de alrededor de 900 millones de toneladas de dióxido de carbono al año (Mt CO₂/yr), casi cuatro veces las emisiones totales de CO₂ en España (European Commission. Joint Research Centre., 2020).

Figura 3

Demanda global de hidrógeno a lo largo del tiempo



Nota. El desglose sobre el total de la producción se corresponde con distintos procesos industriales que consumen hidrógeno ya sea en su forma pura (*Refining, Ammonia, Other pure*), en mezclas de gases (*Methanol, DRI*) o formando parte de gases residuales (*Other mixed*). Fuente: (IEA, 2019)

Es en este contexto donde tiene cabida la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energías renovables; se pretende sustituir el hidrógeno gris utilizado en las aplicaciones actuales por hidrógeno verde con el objetivo de que la demanda sea sostenible (IEA, 2019).

Asimismo, el hidrógeno verde tiene un gran potencial para descarbonizar aquellos sectores basados en el consumo de combustibles fósiles (según estima (IEA, 2019), en el transporte, la calefacción y determinados procesos industriales como la producción de acero) o como complemento para la red eléctrica en forma de almacenamiento energético (Palmer & Floyd, 2020).

1.4. Modelos de Evaluación Integrada

Un Modelo de evaluación integrada (IAM) es “una herramienta de simulación numérica diseñada para ayudar a comprender las relaciones entre un gran número de variables tecnológicas, económicas, ambientales y sociales que caracterizan el desarrollo de nuestra sociedad” (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021). Estos modelos facilitan la toma de decisiones gracias a la simulación de escenarios³ futuros. En el marco de la crisis energética y medioambiental, los IAMs tienen la capacidad de proporcionar resultados cuantitativos acerca de las políticas y tomas de decisiones que podrían adoptarse con objeto de llevar a cabo la transición energética hacia un sistema global sostenible. Para ello, tales herramientas se formulan teniendo en cuenta las diferentes disciplinas que permiten describir a la sociedad en su conjunto e interrelacionándolas entre sí (IAMC wiki, s. f.).

Los IAMs pueden clasificarse en modelos de optimización de políticas y modelos de evaluación de políticas, siendo el primero de ellos útil para optimizar las variables asociadas a las tomas de decisiones mientras que el segundo tiene como objetivo proporcionar los resultados de establecer una u otra política de decisión (Ferrerías Alonso, 2017). En la literatura existen otras clasificaciones de IAMs en función de su complejidad, lenguaje de programación, horizonte

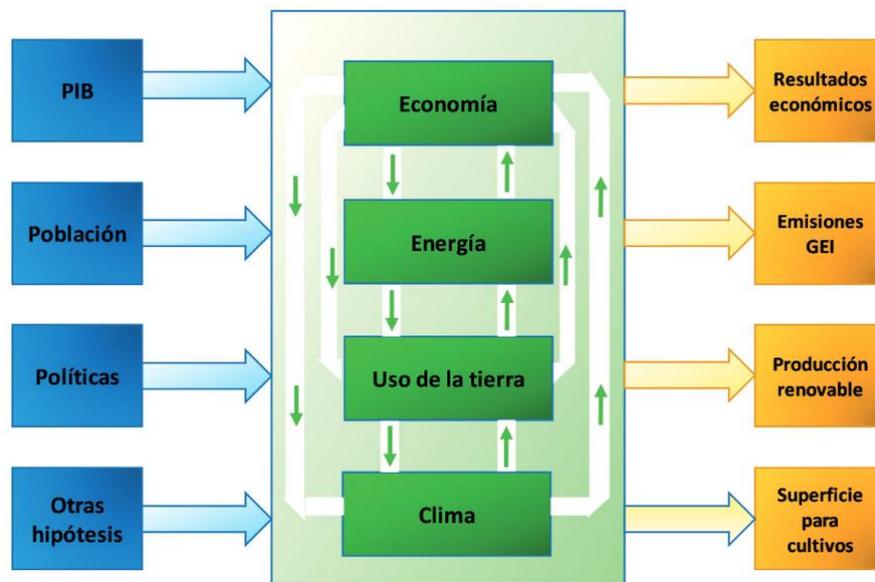
³ Un escenario se define como el conjunto de supuestos e hipótesis asumidos en la evolución hacia una situación futura, sin finalidad predictiva y con objeto de plantear situaciones plausibles (Centro de Cambio Global UC, s. f.).

temporal, resolución temporal (horaria, mensual, anual, etc.), accesibilidad pública o privada, etc. (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021)

Una característica común entre la mayor parte de IAMs es su estructura; división de las disciplinas en distintos módulos que se relacionan entre sí a través de relaciones más o menos complejas que, a partir de una serie de entradas, proporcionan unas salidas (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021). En la Figura 4 se muestra un gráfico que representa dicha estructura. Debe tenerse en cuenta que el objetivo de un IAM no es la predicción sino la representación plausible de un futuro que es función de los supuestos e hipótesis planteadas a la hora de aplicar las entradas (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021).

Figura 4

Estructura habitual de los IAMs



Fuente: (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021)

Algunos de los IAMs desarrollados y más utilizados en la actualidad son los siguientes:

- Integrated Model to Assess the Global Environment (IMAGE). Es un modelo global desarrollado por la Agencia de Evaluación Ambiental de los Países Bajos (PBL) que

da cuenta del impacto medioambiental a largo plazo (2100) como consecuencia de la actividad humana teniendo en cuenta aspectos socio – económicos, energéticos e indicadores ambientales (IAMC wiki, s. f.). Su principal objetivo consiste en comprender mejor los procesos de cambio ambiental a partir de las relación entre el desarrollo humano y los ecosistemas (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021).

- POLES. Este modelo, desarrollado por el Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea, es capaz de calcular los requerimientos energéticos en el futuro y por regiones, así como las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas; se trata de una herramienta de evaluación para la toma de decisiones políticas y medioambientales (European Commission. Joint Research Centre., 2017).
- MESSAGE. Desarrollado por el Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), es un modelo de optimización que pretende abordar los desafíos energéticos a través del planteamiento de escenarios basados en estrategias socioeconómicas y tecnológicas (De Blas, Miguel Gonzalez, et al., 2021).

1.5. Motivación y Marco del Trabajo

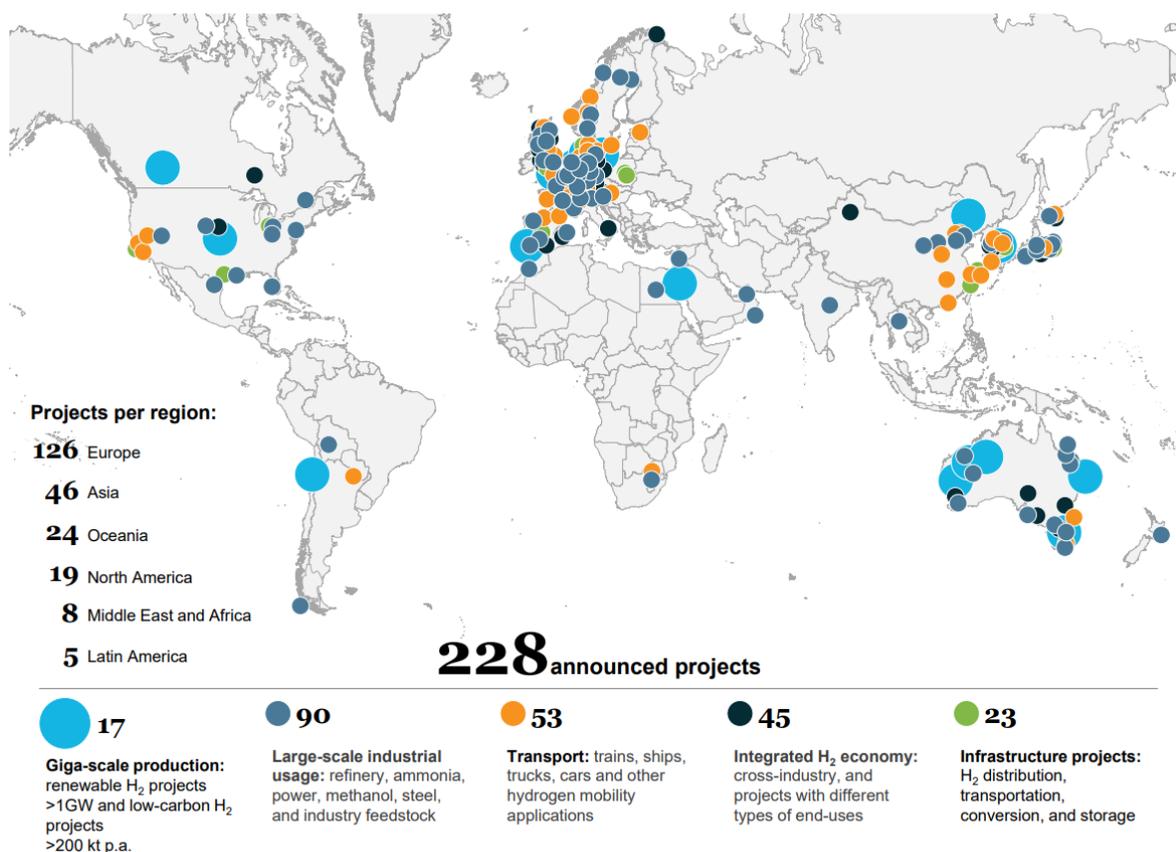
Este trabajo se enmarca en el gran interés suscitado por la producción de hidrógeno verde, el cual se considera uno de los vectores claves de la transición energética promovida para la descarbonización de la economía. Alrededor del mundo se han promovido un total de 228 proyectos relacionados con la utilización de hidrógeno bajo en carbono en todo el mundo (ver Figura 5), de los cuales 17 son del orden de gigavatios de potencia eléctrica⁴ (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021). Las inversiones necesarias para llevar a cabo estos proyectos superan los 300 billones de dólares estadounidenses (USD), cifra equivalente a la quinta parte del

⁴ Para establecer un orden de magnitud, el sistema de generación energético en España tiene una potencia instalada total de 115 gigavatios (Red Eléctrica de España, 2021).

PIB nominal de España. Estas ambiciones se encuentran encabezadas por Europa, donde tiene lugar el 55 % de los proyectos anteriormente mencionados (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021).

Figura 5

Proyectos de hidrógeno bajo en carbono a nivel global



Fuente: (Hydrogen Council & McKinsey & Company, 2021)

De hecho, la Unión Europea destaca el hidrógeno como “prioridad de inversión” para impulsar el crecimiento económico de la región en el marco del plan de recuperación económica de la Comisión Europea “Next Generation EU” además de establecerlo como una “solución sostenible clave” para alcanzar la neutralidad climática en 2050 y cumplir con los objetivos del Acuerdo de París (European Commission, 2020). La estrategia de la Comisión Europea en este

sentido consiste en impulsar la producción de hidrógeno libre de emisiones en Europa teniendo en cuenta la utilización actual a nivel industrial y las posibles aplicaciones potenciales en aquellos sectores complicados de descarbonizar, dando lugar a la pretensión de instalar 40 gigavatios eléctricos de electrolizadores para 2030 (actualmente hay 99 megavatios instalados) y, a partir de ese momento, alcanzar la madurez tecnológica y desplegarse a gran escala (European Commission, 2020). Asimismo, la Comisión Europea considera el sector industrial como “palanca clave” para acelerar el desarrollo tecnológico del hidrógeno verde y facilitar su despliegue en otros sectores tales como el transporte, la calefacción residencial o el sistema energético.

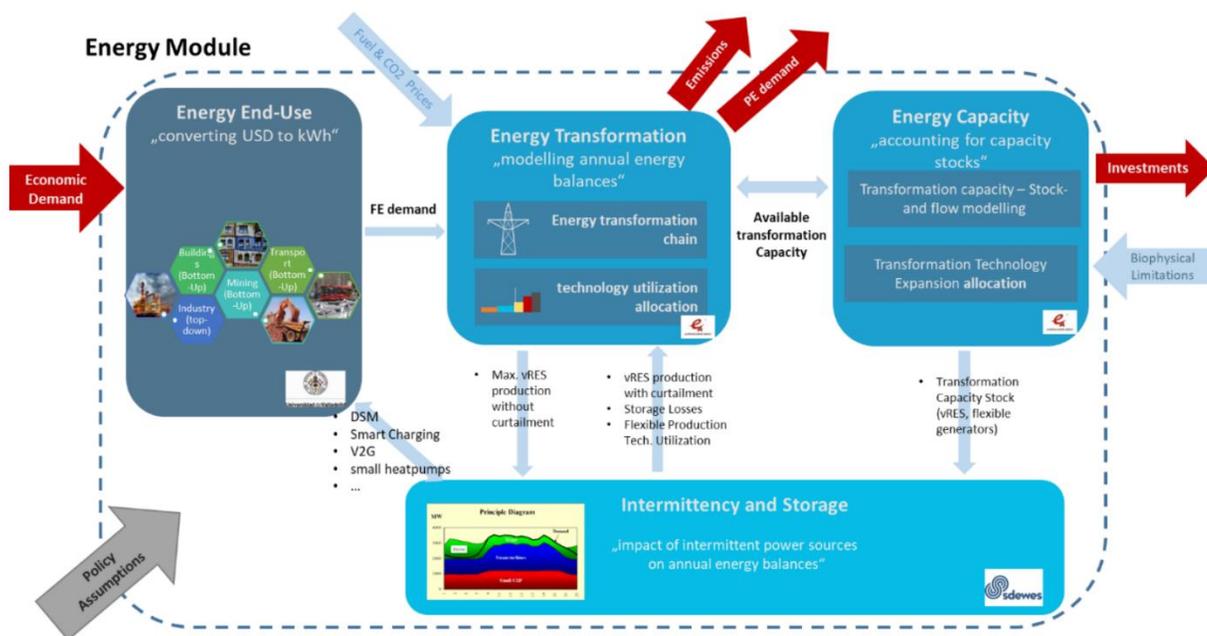
Tras la publicación de la hoja de ruta por parte de la Comisión Europea, España responde con su propia estrategia (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020) en línea con la anterior, centrándose asimismo en el desarrollo del hidrógeno verde a lo largo de su cadena de suministro con miras a posicionar al país como referente tecnológico en este aspecto. En el caso de España, el objetivo para 2030 consiste en instalar una capacidad de 4 gigavatios de potencia de electrolizadores, correspondiente al 10 % de los objetivos europeos, dado el gran potencial español para producir hidrógeno verde a partir de fuentes de energía renovables (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Además del atractivo que por sí mismo tiene el estudio de la viabilidad de la producción de hidrógeno verde, este trabajo se desarrolla en el marco del programa Horizon 2020 de la Unión Europea a través del proyecto LOCOMOTION coordinado por el Grupo de Energía, Economía y Dinámica de Sistemas (GEEDS) de la Universidad de Valladolid en colaboración con otros socios europeos. En este sentido, el GIR GEEDS actualmente está desarrollando un IAM denominado Within Limits Integrated Assessment Model (WILIAM) que tiene como finalidad el estudio de políticas a nivel mundial y con desagregación territorial en materia de cambio climático y

transición energética (GEEDS, 2019). WILIAM se asienta sobre la base del modelo MEDEAS ya finalizado (Capellán-Pérez et al., 2020a) y del que GEEDS ha sido responsable en materia de modelado, y dispone de un módulo energético (ver esquema del módulo en la Figura 6) en desarrollo donde aún está por incluir el modelo del hidrógeno. En colaboración con el GIR GEEDS, este trabajo supone una primera aproximación hacia las cuestiones relativas al sector del hidrógeno en el proyecto LOCOMOTION, orientando el modelo aquí planteado con vistas a integrarlo en WILIAM en un trabajo posterior.

Figura 6

Esquema del módulo energético de WILIAM



Fuente: (De Blas, Capellán-Pérez, et al., 2021)

Capítulo 2. Objetivos

El objetivo general de este trabajo consiste en plantear un modelo energético regional del sector del hidrógeno en el ámbito industrial y aplicarlo a la Unión Europea (UE – 27) según diferentes escenarios y políticas acordes con las dinámicas actuales de (de)crecimiento para conocer el comportamiento del sector en la transición energética y extraer conclusiones en materia de sostenibilidad. El modelo será programado en el software utilizado en el proyecto LOCOMOTION (Vensim DSS) con vistas a integrarlo en un trabajo futuro. La consecución de estos objetivos requiere llevar a cabo una labor investigativa durante todas las fases del proceso a partir de la literatura disponible y lo más actualizada posible, haciendo uso de artículos científicos e informes de agencias y organismos con reconocimiento internacional, así como de industrias especializadas en cuestiones técnicas relativas al sector del hidrógeno. El resultado de esta labor de investigación pretende dar como resultado la consecución de los siguientes objetivos particulares:

- Conocer la situación actual del hidrógeno y sus perspectivas de futuro en lo referente a su consumo y generación, pudiendo reconocer las principales tendencias y aplicaciones potenciales.
- Comprender los procesos involucrados en el sector industrial del hidrógeno con objeto de identificar las principales variables que permitirían definir con suficiente precisión un modelo energético de hidrógeno, además de cuantificar numéricamente los distintos parámetros y entradas aplicables.
- En lo referente a la programación del modelo, además de integrarlo en el software Vensim DSS, simularlo y obtener resultados, se pretende aplicar algoritmos de

optimización y establecimiento de políticas, así como llevar a cabo el proceso de programación de la forma más original e innovadora posible.

Capítulo 3. Revisión de Literatura

3.1. Estado del arte

El modelado del sector del hidrógeno es muy dispar entre modelos IAM debido a la variabilidad en cuestión de detalle y enfoque de los modelos energéticos, donde se incluye el sector del hidrógeno. Mientras que unos modelos tienen en cuenta un gran número de relaciones complejas asociadas al sector energético, otros consideran una representación básica o nula del mismo (Blanco et al., 2022). En lo referente a los IAMs que disponen de modelos energéticos en detalle, es habitual que estos consideren múltiples vías de producción de hidrógeno tales como la electrólisis, el reformado de metano, la gasificación de la biomasa o del carbón e incluso tecnologías aún en fase de laboratorio como la termólisis del agua (Blanco et al., 2022). Además, en la mayor parte de estos casos se contempla la CCUS a pesar de las evidencias que indican su escasa neutralidad en materia de emisiones (R. W. Howarth & Jacobson, 2021). En cuanto a la resolución temporal de los modelos, i.e. unidad mínima de tiempo, suelen ser anuales ya que la simulación horaria supone un gran coste computacional; esta cuestión es relevante para aquellos casos de estudio que pretendan evaluar la flexibilidad de los electrolizadores ante la intermitencia de las energías renovables, ya que requieren de modelos horarios. En el lado de la demanda, los IAMs no suelen explorar el potencial del hidrógeno en los sectores de manera exhaustiva; la mayoría se centran en el sector del transporte de carretera, mientras que muy pocos tienen en cuenta los combustibles contenedores de hidrógeno como el amoniaco (Blanco et al., 2022).

En materia de modelos energéticos, atributos habituales en el modelado son la vida útil, el factor de capacidad/disponibilidad, la capacidad instalada, la eficiencia de conversión, las intensidades de los procesos, etc. En cuanto a la tipología, existen modelos tanto de evaluación como de optimización, no así mixtos. Más específicamente, hay modelos implementados por

medio de la metodología de la dinámica de sistemas, aunque no integrados en modelos IAM (Blanco et al., 2022). El modelado en dinámica de sistemas garantiza una mayor capacidad para incrementar la resolución temporal y además permite procesar algoritmos no lineales, aunque tiene la desventaja de requerir un mayor esfuerzo para definir las relaciones entre variables.

Una cuestión de relevancia en los modelos que involucran al sector del hidrógeno es la incertidumbre acerca de sus datos técnicos y económicos, que se traslada a la salida del modelo. Por este motivo, deberían utilizarse análisis de sensibilidad con objeto de conocer las implicaciones de la incertidumbre de los datos, “en lugar de confiar en el juicio del modelista” ya que en muchas ocasiones se parte de suposiciones de previsión “perfectas” (Blanco et al., 2022).

Como ejemplos de modelado del sector del hidrógeno en IAMs, (European Commission. Joint Research Centre., 2017) parte de una demanda exógena asociada al sector de la industria, al sector residencial y al transporte de carretera cuyo requerimiento de hidrógeno se calcula a través de las intensidades de los diferentes procesos (unidades de hidrógeno por unidades de producto), siendo sus aplicaciones planteadas en oposición con vías de electrificación. La totalidad de la demanda de hidrógeno es cubierta por las tecnologías de generación existentes que, además, son instaladas de acuerdo a curvas de aprendizaje tecnológicas y retiradas en base a su degradación. La elección de una u otra tecnología de generación para cubrir la demanda se hace en función de los costes variables de utilización. Dependiendo de la actividad desde el lado del consumo como de la generación, calcula las emisiones de CO₂ correspondientes. Debe tenerse en cuenta que, a lo largo de toda la cadena de generación y suministro el modelo considera las pérdidas energéticas asociadas al almacenamiento y transporte. Por otra parte, el modelo IMAGE (PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, s. f.) calcula la demanda de hidrógeno de forma endógena a partir de información exógena como la evolución del producto interior bruto, el crecimiento de la

población o la eficiencia de los procesos. A partir de esta demanda de hidrógeno se determina la capacidad de generación requerida, modelada en términos económicos e influyendo sobre otras variables como los precios de la electricidad, la actividad industrial y las emisiones de CO₂. En este caso las tecnologías de generación también se rigen por curvas de aprendizaje y no se establece ninguna prioridad por una sobre las demás.

Gracias a la aplicación de IAMs se ha podido dar respuesta a algunas cuestiones asociadas al sector del hidrógeno bajo escenarios de reducción de emisiones de CO₂; según (Oshiro & Fujimori, 2022) el hidrógeno puede ser una opción de mitigación efectiva si es producido de una forma económicamente competitiva y a partir de fuentes de energía renovables. No obstante, algunos modelos calculan que la penetración del hidrógeno es muy limitada (por debajo del 3 % sobre el total de la energía) aunque otros apuntan que tendrá un papel predominante en aquellos sectores complicados de electrificar como la industria pesada o el transporte a largas distancias. Asimismo, es probable que la producción de hidrógeno en conjunción con la intermitencia de las renovables sea perfectamente compatible con los objetivos de mitigación de emisiones y, dada la falta de modelos relativos a esta cuestión, resulta imprescindible su desarrollo para dar apoyo al potencial del hidrógeno (Oshiro & Fujimori, 2022).

3.2. Uso del Hidrógeno en la Actualidad y Perspectivas de Futuro

3.2.1. Demanda de Hidrógeno

Para tratar con rigurosidad la demanda de hidrógeno es importante definir con precisión qué se entiende por “hidrógeno” en este contexto. En la literatura se distinguen tres definiciones (Columbia SIPA, 2022):

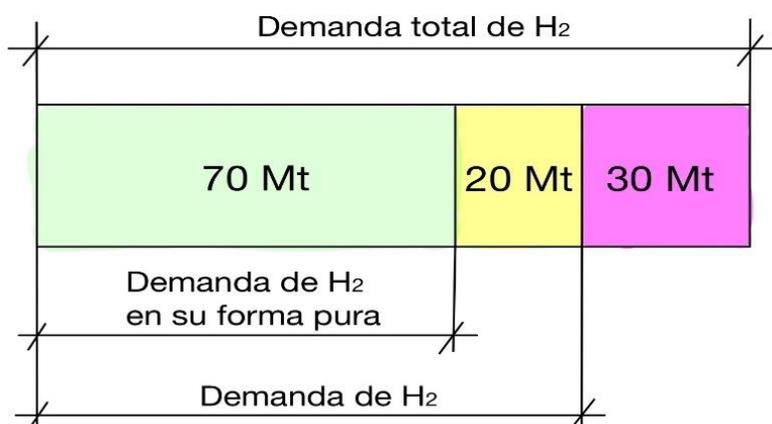
- Demanda de hidrógeno en su forma pura: hace referencia a la demanda de hidrógeno en su forma diatómica, con un porcentaje de aditivos en su composición muy reducido.

- Demanda de hidrógeno: considera al hidrógeno utilizado como parte de una mezcla de gases (por ejemplo, en el gas de síntesis⁵) además del hidrógeno en su forma pura.
- Demanda total de hidrógeno: incluye al hidrógeno presente en gases residuales de procesos industriales. Estos gases se reutilizan *in situ* para la producción de calor y electricidad, y por tanto el hidrógeno contenido en ellos no está asociado a ningún sector que lo requiera *ex professo*.

En la Figura 7 se muestra el reparto de la demanda global correspondiente al año 2020 atendiendo a las diferentes denominaciones asociadas a la demanda de hidrógeno.

Figura 7

Demanda global de hidrógeno en 2020 según diferentes acepciones



Fuente: adaptado de (IEA, 2021)

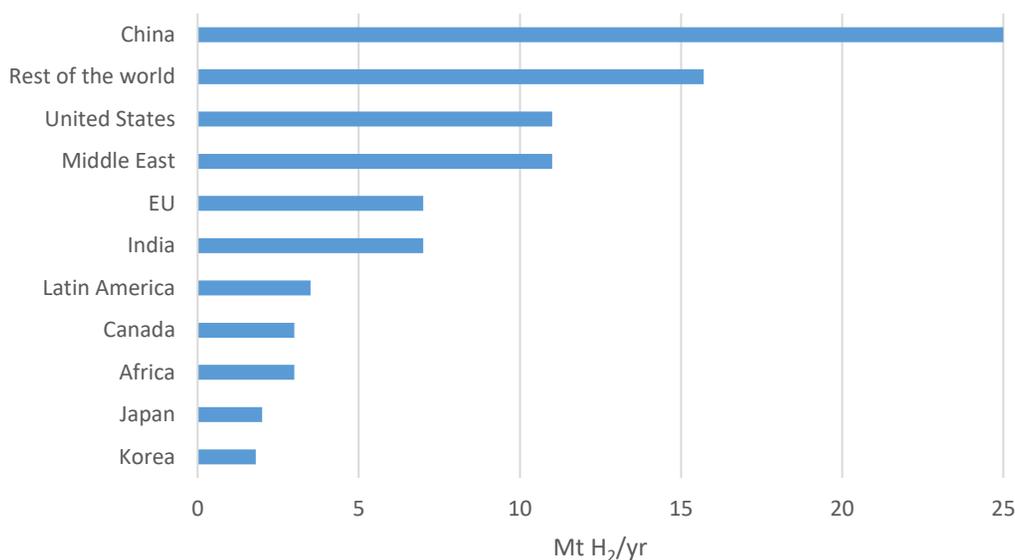
Teniendo en cuenta la definición de “Demanda total de hidrógeno”, dado que el H₂ contenido en gases residuales no forma parte de la demanda deliberada de hidrógeno por parte de los sectores industriales, se excluye dicha proporción de la demanda de H₂ considerada para el propósito de análisis de este trabajo.

⁵ El gas de síntesis es un combustible que contiene mayoritariamente monóxido de carbono e hidrógeno.

El reparto de la demanda global de hidrógeno (90 Mt H₂ en 2020) entre las diferentes regiones se ilustra en la Figura 8. Como puede observarse, China es el país que demanda mayor cantidad de hidrógeno (25 Mt H₂/yr), seguido de Estados Unidos y Oriente medio (11 Mt H₂/yr ambos). En cuanto a Europa, se estima una demanda de 7 Mt H₂/yr.

Figura 8

Demanda de hidrógeno en 2020 a nivel regional



Fuente: adaptado de (Columbia SIPA, 2022)

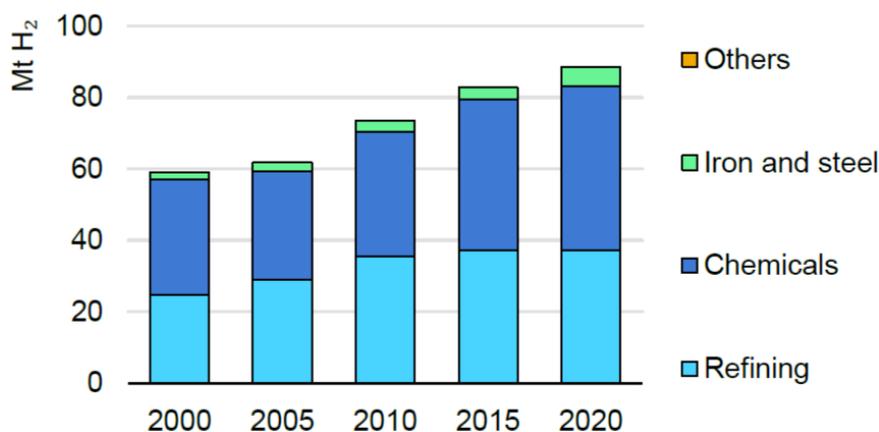
A nivel europeo (UE – 28 y Asociación Europea de Libre Comercio (EFTA)), según (FCHO, 2022) más de la mitad de la demanda de hidrógeno proviene de cuatro países, a saber; Alemania (1.72 Mt H₂/yr), Países Bajos (1.29 Mt H₂/yr), Polonia (0.77 Mt H₂/yr) y España (0.51 Mt H₂/yr). Otras regiones con demandas de alrededor de 0.50 Mt H₂/yr son Italia, Reino Unido, Francia y Bélgica. El resto de los países, con demandas inferiores a 0.30 Mt H₂/yr dan cuenta del 20 % del consumo de hidrógeno restante en Europa.

3.2.2. Sectores Consumidores de Hidrógeno en el Presente y en el Futuro

Actualmente la demanda mundial de hidrógeno (90 Mt H₂/yr en 2020) proviene exclusivamente del sector industrial, y su consumo tiene lugar en la industria petrolera (40 Mt H₂/yr), en la industria química (45 Mt H₂/yr) y en el sector del acero (5 Mt H₂/yr). Otros sectores de consumo de hidrógeno son el del transporte y el energético (generación de electricidad); no obstante, los insumos de hidrógeno en dichos sectores son minoritarios (IEA, 2021). En la Figura 9 se ilustra un gráfico evolutivo de la demanda global de hidrógeno por sector.

Figura 9

Demanda global de hidrógeno a lo largo del tiempo por sector



Nota. *Others* se refiere a pequeños volúmenes de demanda en aplicaciones industriales, transporte y generación de electricidad. Fuente: (IEA, 2021)

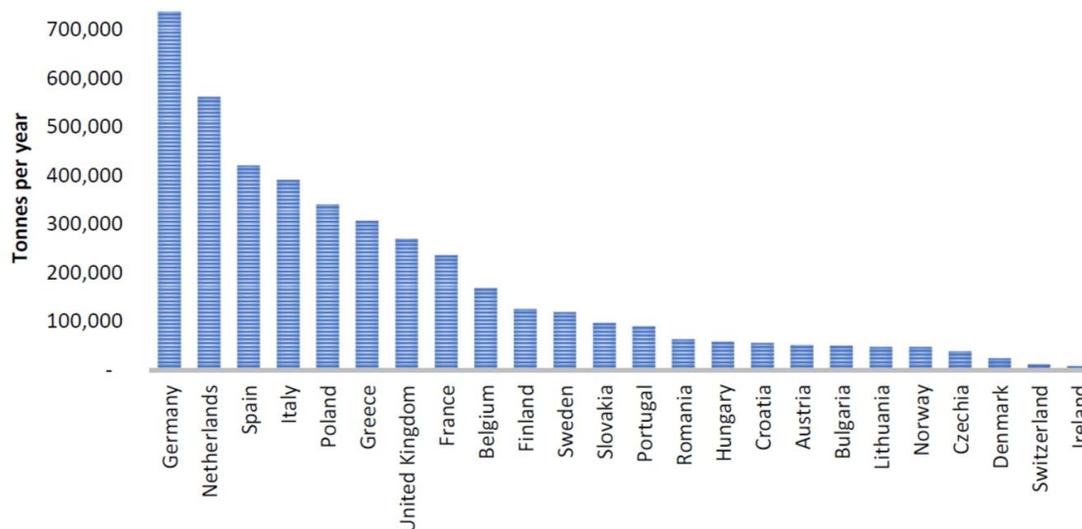
3.2.2.1. Demanda de Hidrógeno en la Industria Petrolera

La demanda de hidrógeno en la industria petrolera proviene de las refinerías de petróleo, utilizando el hidrógeno como materia prima, reactivo o fuente de energía en diferentes procesos para el refinado del crudo. China es el mayor consumidor de hidrógeno en este sector (9 Mt H₂/yr), por delante de Estados Unidos (7 Mt H₂/yr) y Oriente Medio (4 Mt H₂/yr); entre las tres regiones

consumen más de la mitad del hidrógeno utilizado en las refinerías de todo el mundo. A nivel europeo (UE-28 y EFTA) el sector de las refinerías es responsable del 50 % de la demanda total de hidrógeno en la región, siendo Alemania su principal consumidor, seguido de Países Bajos y España (FCHO, 2022). La desagregación por países europeos para este sector se muestra en la Figura 10.

Figura 10

Demanda de hidrógeno en refinerías de Europa en 2020



Fuente: (FCHO, 2022)

En el futuro, dadas las ambiciones climáticas, se espera que la actividad de las refinerías de petróleo de todo el mundo merme y con ello la demanda de hidrógeno disminuya. No obstante, cabe la posibilidad de utilizar hidrógeno como agente purificador para producir combustibles de hidrocarburos sintéticos bajos en carbono, como los *biofuels*⁶, los cuales podrían sustituir a los combustibles derivados del petróleo en determinadas aplicaciones del transporte donde la

⁶ Se denomina biocombustibles o *biofuels* a los combustibles líquidos o gaseosos para transporte producidos a partir de biomasa (IDAE, s. f.).

electrificación resulte complicada, emergiendo de esta manera una nueva demanda de hidrógeno en el sector (IEA, 2021).

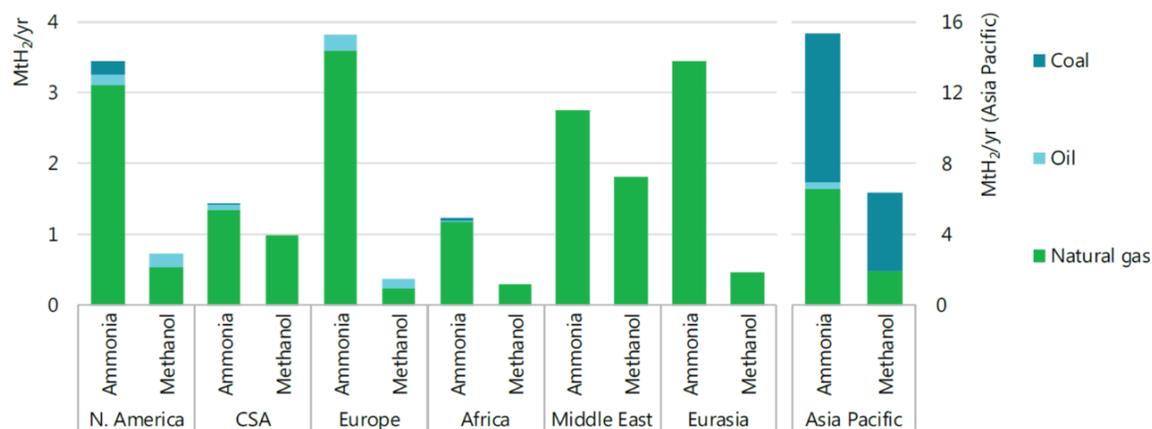
3.2.2.2. Demanda de Hidrógeno en la Industria Química

En cuanto a la industria química, el hidrógeno se utiliza para la producción de metanol⁷ (12 Mt H₂/yr) y amoníaco⁸ (31 Mt H₂/yr), además de otros procesos químicos minoritarios (como la producción de peróxido de hidrógeno o de ciclohexano) (IEA, 2019). La demanda desagregada por regiones se muestra en la Figura 11.

Como puede observarse, Asia – Pacífico es la región que demanda mayor cantidad de hidrógeno en el sector a nivel global. En el resto del mundo, Europa, América del Norte y Oriente Medio encabezan la lista.

Figura 11

Demanda de hidrógeno en el sector químico en 2018 por regiones



Nota. Coal, Oil y Natural gas se refieren a distintas materias primas que permiten producir hidrógeno.

Fuente: (IEA, 2019)

⁷ El metanol se utiliza como materia prima para producir otros compuestos químicos, combustibles o aditivos (Deloitte, 2021).

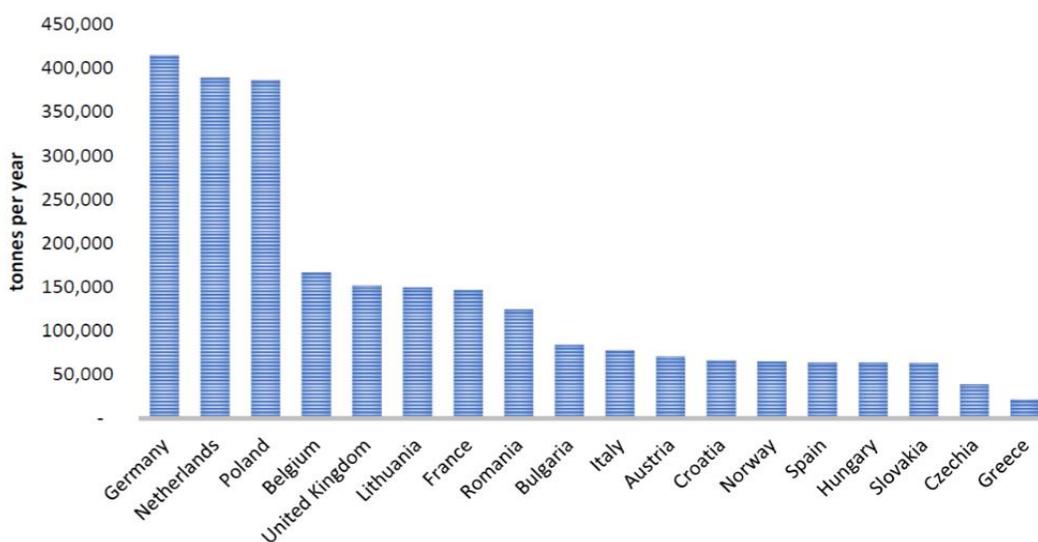
⁸ El uso del amoníaco tiene lugar en forma de fertilizante, refrigerante o como componente principal para la producción de productos de limpieza del hogar (hidróxido de amonio, por ejemplo) (Deloitte, 2021).

A nivel europeo (UE-28 y EFTA), los consumidores de hidrógeno en el sector mayoritariamente producen amoniaco, con Alemania, Países Bajos y Polonia como principales productores. La demanda desagregada por países puede verse en la Figura 12. Nótese que en este caso España es un consumidor minoritario en el sector.

En el futuro, dado el desarrollo de la economía y el crecimiento de la población, la International Energy Agency espera que la producción global de amoniaco y de metanol aumente y por consiguiente la demanda de hidrógeno en el sector también (IEA, 2021).

Figura 12

Demanda de hidrógeno en el sector químico de Europa en 2020



Fuente: (FCHO, 2022)

3.2.2.3. Demanda de Hidrógeno en la Industria del Acero

El sector del acero consume el 10 % del hidrógeno industrial en los procesos de reducción directa de hierro con arco eléctrico (DRI – EAF) donde el hidrógeno, contenido en el gas de síntesis producido a partir de gas natural (NG), actúa como agente reductor. La producción de acero vía

DRI – EAF apenas supone un 7 % de la producción global de acero primario⁹. Prácticamente el 93% restante se produce a través de la ruta tradicional de altos hornos con acería de oxígeno básico (BF – BOF) que no utiliza hidrógeno y requiere de carbón de coque, siendo en consecuencia muy intenso en emisiones de CO₂, Por este motivo, descarbonizar este sector es clave en la transición energética, abriendo paso al hidrógeno como agente reductor (IEA, 2021). La reducción directa de hierro con arco eléctrico a partir del uso exclusivo de hidrógeno en su forma pura (HDRI – EAF) y producido a partir de fuentes renovables es la principal vía para llevar a cabo la descarbonización; no obstante, hasta principios de los 2030s no se espera que este proceso se implemente comercialmente en la industria. Mientras tanto, la literatura apuesta por sustituir el método tradicional BF – BOF por la reducción directa con gas natural con objeto de reducir las emisiones de CO₂ (IEA, 2019). Otras medidas transitorias pasan por introducir hidrógeno verde en los procesos existentes para reducir los requerimientos energéticos de carbón y gas natural y así disminuir las emisiones (European Commission. Joint Research Centre., 2018). En cualquier caso, la transición energética dará lugar a un aumento considerable de la demanda de hidrógeno en el sector del acero.

3.2.2.4. Demanda de Hidrógeno para la Producción de Calor

El hidrógeno es un elemento químico que contiene más energía por unidad de masa que el gas natural o la gasolina (IEA, 2019), cualidad que lo hace atractivo como combustible (en la Tabla 1 se indican los poderes caloríficos inferior (LHV) y superior (HHV)¹⁰ de diferentes combustibles).

⁹ El acero primario es aquel producido íntegramente a partir de mineral de hierro; se diferencia del acero secundario en que este último se produce a partir de chatarra (acero reciclado). (CEMPRE, 1998).

¹⁰ El poder calorífico inferior de un combustible es la energía calorífica de la combustión que no aprovecha la energía de condensación del agua. En cambio, el poder calorífico superior sí que tiene en cuenta la energía de condensación, dando lugar a una mayor generación de calor por unidad de masa. (IDAE, 2020).

Por ello, en vías de la descarbonización se contempla utilizar el hidrógeno como fuente de calor para sustituir a las materias primas convencionales de producción de calor, la mayor parte de ellas procedentes de combustibles fósiles y emisoras de CO₂ (IEA, 2019).

Tabla 1

Poderes caloríficos de diferentes combustibles

Combustible	LHV (MJ/kg)	HHV (MJ/kg)
Hidrógeno	119.9	141.9
Metano	50	55.5
Gasolina	44.5	47.5
Diesel	42.5	44.8
Metanol	18.1	20

Fuente: (Ji & Wang, 2021)

Debe tenerse en cuenta que la densidad energética del hidrógeno por unidad de volumen es pequeña en comparación con la del resto de los combustibles (ver Tabla 2 *Densidad volumétrica del hidrógeno frente al gas natural* en el apartado 3.2.5); no obstante, existen vías que permiten almacenar el hidrógeno en forma de otros compuestos químicos, pudiendo incrementar su densidad volumétrica (ver apartado 3.2.5) (IEA, 2019).

Por un lado, a nivel industrial se puede utilizar hidrógeno para producir calor en aquellos procesos en los que la emisión de calor a través de la electrificación no sea viable, esto es, en los procesos de alta temperatura (> 400 °C) como en la producción de cemento, papel o aluminio. Actualmente la demanda de calor en dichos procesos es de 370 millones de toneladas equivalentes de petróleo al año (Mtoe/yr), tres veces la energía total suministrada en España (INE, 2019), y el hidrógeno utilizado para tal propósito es nulo (IEA, 2019).

Por otra parte, el hidrógeno como fuente de calor también podría contribuir a descarbonizar el sector residencial, donde los insumos de energía térmica son necesarios para el

acondicionamiento de espacios y el calentamiento de agua (IEA, 2021). Por el momento, el potencial del hidrógeno es limitado puesto que las soluciones basadas en la electricidad son mucho más eficientes. No obstante, puesto que la infraestructura del gas natural (responsable del 35 % de la energía global demandada para la producción de calor) es compatible con la inyección de hidrógeno en diferentes proporciones (hasta una concentración del 5 – 15 % según (FCH, 2019)), la literatura ((FCH, 2019), (Brear et al., 2020) y (Acar & Dincer, 2019)) apuesta por tomar esta medida a corto plazo para reducir las emisiones. Sin embargo, a largo plazo habría que modificar la infraestructura actual para que sea compatible con el hidrógeno en su forma pura; el gas natural sigue siendo un agente contaminante que, debido a las emisiones fugitivas (habitualmente no contabilizadas en los inventarios oficiales), puede llegar a ser más intenso en emisiones de CO₂ que el carbón (R. Howarth, 2015), (IEA, 2017), (Cornwall, 2018).

3.2.2.5. Demanda de Hidrógeno en el Sector del Transporte

Actualmente el consumo de hidrógeno en el sector del transporte es muy reducido (constituye el 0.01 % de la demanda global). Puesto que se trata de un sector que contribuye al 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, dada su dependencia con los productos derivados del petróleo, las oportunidades sostenibles para el hidrógeno se basan en su producción a partir de fuentes renovables y utilización en aquellas aplicaciones donde la electrificación resulte complicada (IEA, 2021). Según (Brear et al., 2020), las potenciales aplicaciones son aquellas asociadas al transporte pesado (transporte de carretera, marítimo o de aviación). El hidrógeno dedicado a este sector podría utilizarse tanto en su forma pura como contenido en combustibles

basados en hidrógeno (*hydrogen – based fuels*)¹¹, bien sea a través de metanol o amoníaco (FuturEnergy, 2021) y con la posibilidad de ser aplicado a celdas de combustible¹², motores de combustión interna basados en hidrógeno¹³ o a un híbrido de alguno de los anteriores con baterías eléctricas (Acar & Dincer, 2019). Según (FCH, 2019), los vehículos más apropiados para su aplicación con celdas de combustible son los autobuses, camiones pesados, ferrocarriles y barcos de carga, mientras que en el caso de la aviación apuestan por los motores de combustión.

3.2.2.6. Demanda de Hidrógeno en el Sector Eléctrico

El uso de hidrógeno en el sector eléctrico es prácticamente nulo en la actualidad, estando limitado a la generación de electricidad a partir de gases derivados de procesos industriales (sector del acero, refinerías, etc.) en los que el contenido de hidrógeno es muy elevado, y contribuyendo con menos del 0.2 % de la electricidad generada a nivel global. Existen dos formas de generación de electricidad a partir de hidrógeno; introduciéndolo en las turbinas de gas (mezcla con gas natural) o mediante pilas de combustible. Evidentemente, esta última vía con hidrógeno verde es la deseada en un marco energéticamente sostenible. (IEA, 2021)

Sin embargo, el objetivo principal del hidrógeno verde en el sector eléctrico no es generar electricidad sino aportar a la red eléctrica flexibilidad a modo de almacenamiento energético libre de emisiones, pudiendo proporcionar/absorber instantáneamente la potencia eléctrica requerida en cada momento a través de una pila de combustible/electrolizador. De esta manera sería posible la penetración total de las fuentes de energía renovables en la red eléctrica, anulando las emisiones

¹¹ Los *hydrogen – based fuels* son combustibles contenedores de la molécula de hidrógeno en su composición. Estos pueden producirse en dos etapas (producción de H₂ y posterior transformación del combustible) o en una sola etapa. Los más habituales son el metanol sintético, los líquidos sintéticos, el metanol o el amoníaco. (IEA, 2019).

¹² La pila de combustible basada en hidrógeno es un dispositivo electroquímico que utiliza hidrógeno en un proceso de oxidación – reducción para generar electricidad (Manoharan et al., 2019).

¹³ El motor de combustión alimentado con hidrógeno se basa en la combustión directa del hidrógeno para producir la energía térmica necesaria que permite originar un trabajo mecánico en el eje del motor (Carral Couce et al., 2011).

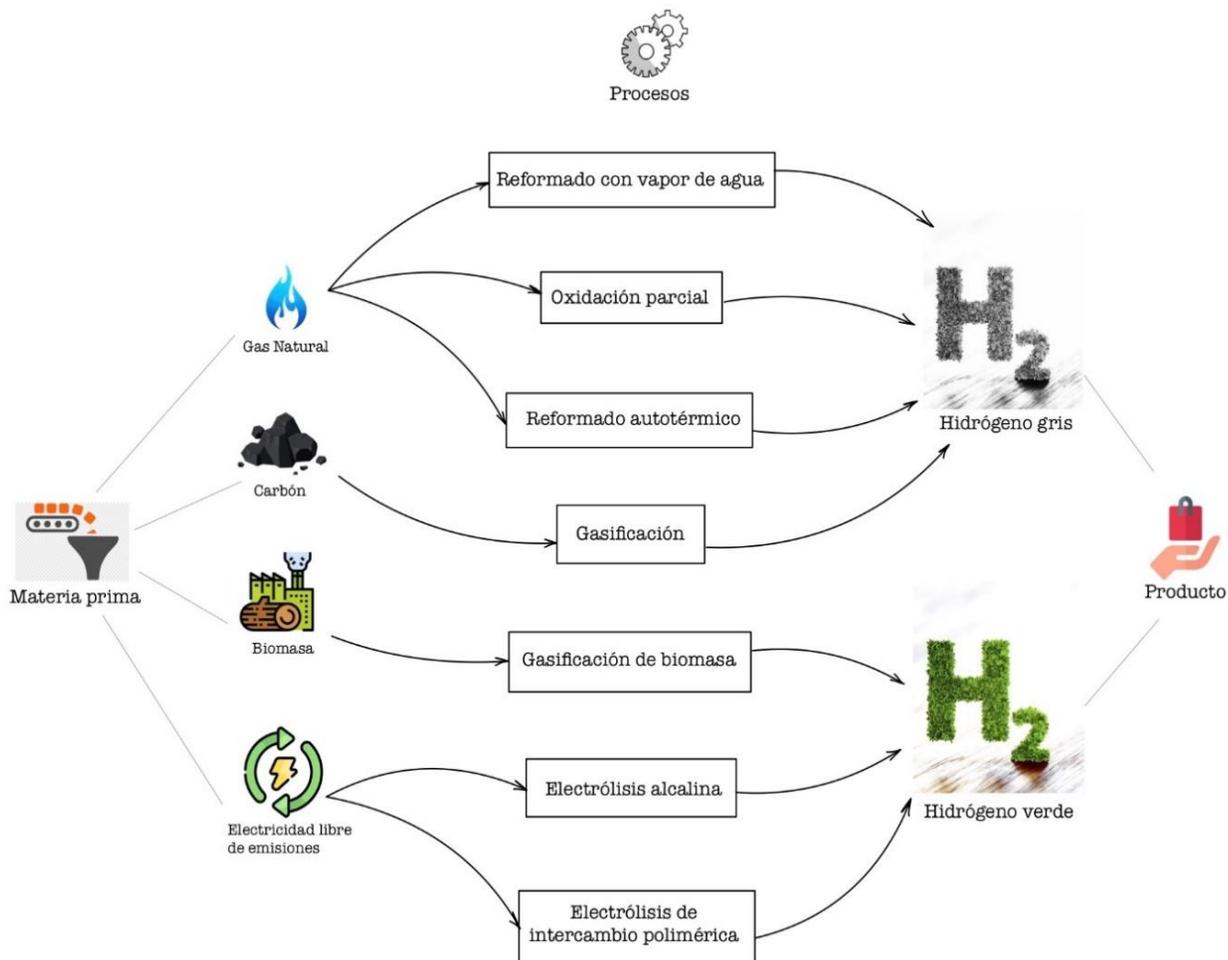
de CO₂ asociadas (Acar & Dincer, 2019). La necesidad del sector eléctrico de disponer de un sistema de almacenamiento energético es debido a que en una red eléctrica la potencia generada debe ser igual que la potencia demandada instantáneamente; esta situación sería inviable en un sistema repleto de sistemas de generación renovables, las cuales son intermitentes y cuya potencia eléctrica depende de las condiciones ambientales.

En este contexto, en la literatura (Brear et al., 2020) surge el concepto *power to gas* (PtG), acepción utilizada para referirse a la producción de un combustible gaseoso (por ejemplo, el hidrógeno) a partir de electricidad con objeto de almacenarlo y transportarlo en forma de gas comprimido, esta concepción del hidrógeno es la que comúnmente se conoce como vector energético (Ares et al., 2019). Puesto que los procesos PtG son ineficientes (la energía contenida en el gas es inferior que la energía eléctrica utilizada para producirlo, debido a la eficiencia de la conversión), la mejor forma de llevarlos a cabo es a partir del exceso instantáneo de energía de las renovables, almacenando así los excedentes de generación que en caso de no disponer de un sistema de almacenamiento no serían aprovechados.

En cualquier caso, el desarrollo completo de una economía basada en el hidrógeno verde tanto en este sector como en los anteriores aún requiere de sistemas energéticos relativos al hidrógeno maduros así como la disponibilidad de fuentes de energía limpias, incluyendo el desarrollo de la infraestructura necesaria para el almacenamiento y transporte de hidrógeno (Acar & Dincer, 2019).

3.2.3. Procesos de Generación de Hidrógeno

El hidrógeno puede producirse a partir de combustibles fósiles, biomasa o agua; se trata de materias primas que en su composición contienen hidrógeno y existen diferentes técnicas para obtenerlo. En la Figura 13 se muestra un esquema con los métodos de producción más destacables.

Figura 13*Métodos de producción de hidrógeno*

Fuente: elaboración propia

El método más extendido en la actualidad es el reformado y su producción trae consigo la emisión de CO_2 puesto que utiliza combustibles fósiles como materia prima. Existen tres procesos de reformado ((Nikolaidis & Poullikkas, 2017) y (IEA, 2019)):

- Reformado con vapor de agua. El proceso consiste en someter a la materia prima a una reacción endotérmica con vapor de agua con objeto de producir gas de síntesis (una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno), el cual ha de ser mezclado con vapor de agua residual del proceso anterior para obtener el hidrógeno en su forma pura, reacción

que da lugar a la producción y emisión de CO₂. La materia prima puede ser gas de petróleo y nafta (poco frecuente) o gas natural (más habitual), siendo conocido el proceso en este último caso “reformado de gas natural con vapor de agua” (SMR).

- Oxidación parcial (POX). Este método produce el gas de síntesis a partir de una reacción exotérmica del aire con la materia prima, oxidándola parcialmente. El tratamiento posterior del gas de síntesis es idéntico al del reformado. En este caso la materia prima puede ser combustible pesado de crudo (*heavy fuel oil*), gas natural o carbón (más frecuente). El proceso de POX con carbón se denomina gasificación con carbón.
- Reformado autotérmico (ATR). El ATR es una mezcla de los dos procesos anteriores; utiliza el calor liberado de la reacción de oxidación parcial como fuente de calor del reformador. La materia prima del proceso ATR es el gas natural.

Si el CO₂ producido a través de estas vías es capturado (CCUS), el hidrógeno producido se considera azul; en caso contrario se denomina gris.

El hidrógeno también puede producirse a través de biomasa, por medio de rutas bioquímicas (biofotólisis y fermentación) o termoquímicas (gasificación de la biomasa, generando gas de síntesis e hidrógeno de igual forma que en la gasificación con carbón) (Ji & Wang, 2021). Las emisiones de CO₂ asociadas son neutras en carbono¹⁴, suponiendo un balance neto de emisiones igual a cero (IEA, 2019).

En cuanto a la producción a partir de agua, el proceso más desarrollado es la electrólisis, fenómeno que permite separar los átomos de oxígeno (O₂) e hidrógeno contenidos en el agua por

¹⁴ “La neutralidad de carbono se consigue cuando se emite la misma cantidad de dióxido de carbono a la atmósfera de la que se retira por distintas vías, lo que deja un balance cero, también denominado huella cero de carbono” (Parlamento Europeo, 2021).

medio de la electricidad. La tecnología comercial y más madura es la alcalina (AEL), seguida de la electrólisis de intercambio polimérica (PEM). En fase de laboratorio se encuentra la celda electrolizadora de óxido sólido (SOEC) y la electrólisis de membrana de intercambio iónico (AEM). Si la electricidad empleada en la producción de hidrógeno proviene de fuentes renovables, entonces el hidrógeno se considera verde. (Brauns & Turek, 2020)

Otros métodos de producción a partir de agua son la termólisis y los ciclos termoquímicos, aunque por el momento no se han desarrollado a gran escala (Ji & Wang, 2021).

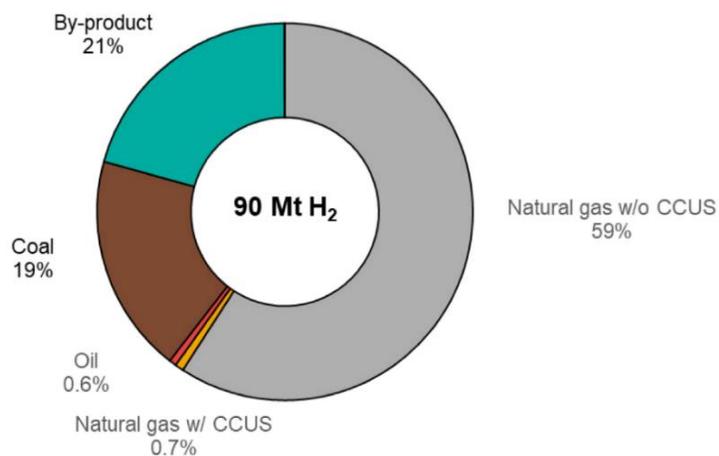
3.2.4. Producción de Hidrógeno a Nivel Global, Continental y en España

La demanda global de hidrógeno en 2020 (90 Mt H₂/yr) se satisfizo prácticamente en su totalidad con procesos consumidores de combustibles fósiles. Sobre el total de la producción, el 79 % (72 Mt H₂) proviene de plantas dedicadas a la producción de hidrógeno. El 21 % restante (18 Mt H₂/yr) es en forma de subproducto de otros procesos industriales.

En la Figura 14 se muestra la distribución de las fuentes de producción de hidrógeno en 2020 a nivel global (IEA, 2021).

Figura 14

Fuentes de producción de hidrógeno en 2020 a nivel global



Fuente: (IEA, 2021)

Como puede observarse en la Figura 14, actualmente el gas natural es la principal fuente de energía para producir hidrógeno (60 % de la producción total), a través del proceso SMR. Es previsible que a corto plazo la SMR siga siendo la tecnología dominante para la producción a gran escala, dado su gran número de unidades en operación y su rentabilidad económica. La gasificación del carbón también supone una producción bastante significativa (19 % de la producción total), concentrada en China dada la accesibilidad de la región a dicha materia prima (IEA, 2019). Debido a la gran predominancia de los combustibles fósiles en la etapa de producción de hidrógeno, el sector es responsable de 900 Mt de emisiones directas de CO₂ a la atmósfera, equivalente al 2.5 % de las emisiones globales de CO₂ en el sector industrial y energético (IEA, 2021). De acuerdo con la transición energética y dado el previsible incremento de la demanda de hidrógeno en las próximas décadas, resulta imprescindible reducir las emisiones asociadas.

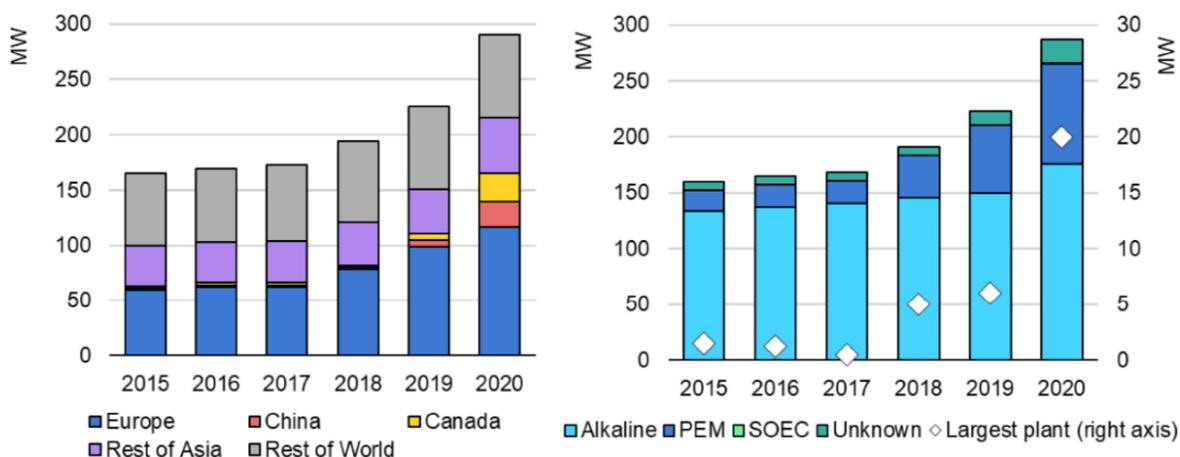
Las opciones para descarbonizar la producción de hidrógeno pasan por obtenerlo vía electrólisis a partir de agua y electricidad libre de emisiones (procedente de la generación renovable, por ejemplo), utilizando bioenergía (gasificación de la biomasa) o consumiendo combustibles fósiles con CCUS¹⁵. Actualmente, el hidrógeno electrolítico (hidrógeno generado vía electrólisis) se produce en cantidades ínfimas con respecto a la producción total (30 kt H₂/yr, lo que supone un 0.03 % de la producción total) y el proceso CCUS apenas dispone de 16 plantas de SMR en operación, las cuales general 0.7 Mt H₂ azul al año (correspondiente al 0.7 % de la producción total) (IEA, 2021). En base a los proyectos existentes (390 proyectos de H₂ electrolítico y 47 de producción con CCUS), las previsiones de crecimiento para 2030 pronostican una capacidad de producción de 8 Mt H₂ electrolítico verde al año y 9 Mt H₂/yr con CCUS (IEA, 2021).

¹⁵ Además de las mencionadas, que son las principales, existen otras tecnologías (aún emergentes) que permiten reducir las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno como el *methane splitting*, proceso a partir del cual se separa el metano en H₂ y carbón sólido (sin emitir CO₂). (IEA, 2019).

Por el momento, el despliegue de electrolizadores está creciendo en regiones como Europa, Canadá y China (ver Figura 15). Sobre el total de la potencia instalada¹⁶, Europa acapara el 40 % de la capacidad, seguido por Canadá (9 %) y China (8 %). En cuanto a las tecnologías de electrolizadores, la alcalina es la más extendida (61 % de la potencia instalada) dada su madurez y desarrollo frente a la PEM (31 % de la potencia instalada); la tecnología PEM utiliza materiales más caros que la alcalina, razón por la cual es más costosa y menos dominante en el mercado y por tanto aún requiere de cierto desarrollo (Ji & Wang, 2021).

Figura 15

Potencia instalada de electrolizadores por región y tecnología



Nota: se ilustra la desagregación por regiones (izquierda) y por tecnología (derecha). Fuente: (IEA, 2021)

En cualquier caso, la razón de ser de la predominancia de los combustibles fósiles sobre las fuentes bajas en carbono tiene lugar en el coste de producción; dependiendo de la región los costes de producir hidrógeno a partir de gas natural varían en el rango (0.50, 1.70) dólares estadounidenses (USD) / kg H₂, siendo la producción electrolítica con electricidad renovable mucho más costosa: (3.0, 8.0) USD / kg H₂. Es previsible, según la International Energy Agency,

¹⁶ La “potencia instalada” de un electrolizador se corresponde con su potencia operando en régimen nominal.

que esta brecha de precios se reduzca a medida que los costes de la electricidad y los electrolizadores disminuyan (IEA, 2019). Asimismo, la coordinación de los gobiernos para establecer subvenciones, así como la fijación de precios a las emisiones de CO₂ juegan papeles muy importantes en los costes de producción de una u otra tecnología (Bloomberg NEF, 2020).

En lo referente a la biomasa, el proceso de gasificación no resulta competitivo con la electrólisis y mucho menos con el SMR debido a que el proceso de tratamiento de la biomasa es complejo. Además, no se espera un gran desarrollo de este método de producción a corto plazo (Balat & Kirtay, 2010).

En cuanto a la producción de hidrógeno a nivel europeo (UE-28 y EFTA) la literatura ((FCHO, 2022), (Hydrogen Europe, 2020) y (Laurikko et al., 2020)) identifica las instalaciones de la región en tres categorías:

- Instalaciones de producción cautiva: dedican la producción de hidrógeno para su consumo *in situ*.
- Instalaciones de producción comercial: producen hidrógeno con fines comerciales.
- Instalaciones de producción de hidrógeno en forma de subproducto: la producción de hidrógeno tiene lugar como subproducto de otros procesos industriales.

Según (FCHO, 2022), (Hydrogen Europe, 2020), (Laurikko et al., 2020), el hidrógeno producido *ex professo* para satisfacer la demanda (correspondiente a la “Demanda de hidrógeno” visto en el apartado 3.2.1) es el producido en las instalaciones cautivas y comerciales¹⁷, por lo que, en línea con lo mencionado en el apartado 3.2.1, estas serán las instalaciones de interés en este trabajo.

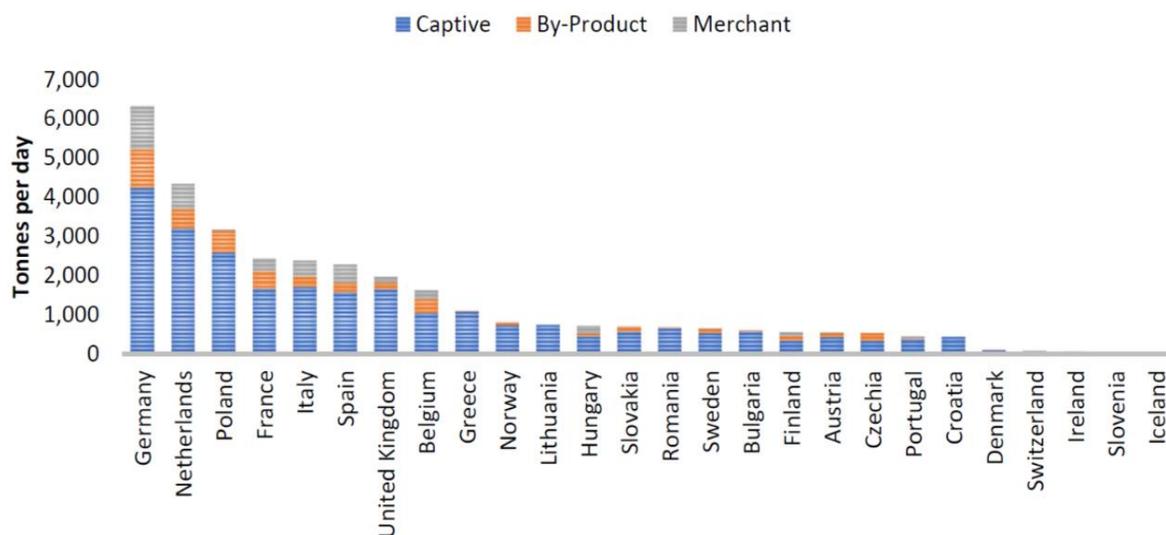
¹⁷ Nótese que la denominación “producción de hidrógeno en forma de subproducto” adoptada por (FCHO, 2022), (Hydrogen Europe, 2020) y (Laurikko et al., 2020) no es la misma que la producción como subproducto que denota (IEA, 2021). En los informes europeos esta última se incluye como parte de la producción cautiva y comercial.

La capacidad instalada de producción de hidrógeno en Europa en 2020 se estima en 10.46 Mt H₂/yr, de la cual un 88 % (9.16 Mt H₂/yr) se corresponde con instalaciones cautivas y el 12 % (1.30 Mt H₂/yr) restante con instalaciones comerciales (FCHO, 2022).

Alemania es el país con mayor capacidad (19 % en total), seguido por Países Bajos (13 %), Polonia (10 %), España (7 %), Francia (7 %) e Italia (7 %) (ver Figura 16).

Figura 16

Capacidad de producción de hidrógeno por país en Europa en 2020



Fuente: (FCHO, 2022)

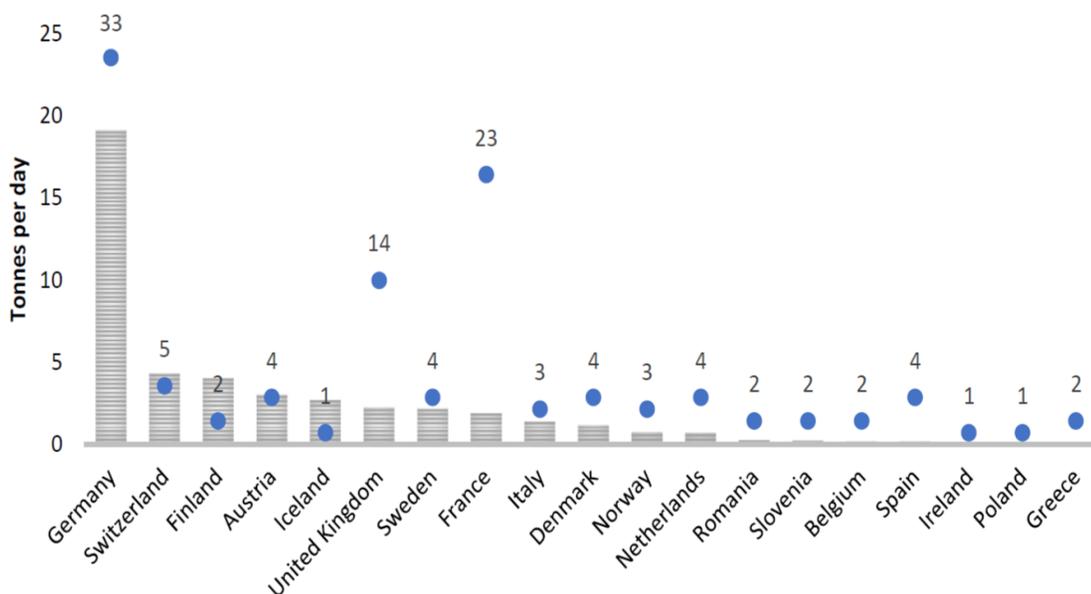
Prácticamente la totalidad de la producción se lleva a cabo a través de procesos basados en combustibles fósiles, siendo el método más común el SMR (Hydrogen Europe, 2020).

En cuanto a la producción de hidrógeno bajo en carbono, según (FCHO, 2022), de las 338 plantas que utilizan combustibles fósiles como materia prima tan solo tres instalaciones utilizan tecnologías CCUS, con una capacidad en total de 48 kt H₂/yr (0.46 % de la capacidad instalada en Europa). En lo referente a los electrolizadores, se reporta una potencia instalada de 99 MW, correspondiente a 16.1 kt H₂/yr de capacidad (0.15 % de la capacidad instalada en Europa). En la Figura 17 se ilustra la desagregación por regiones en materia de capacidad de producción vía

electrólisis, así como el número de instalaciones. Los países con mayor capacidad instalada son Alemania (6.9 kt H₂/yr), Suiza (1.6 kt H₂/yr), Finlandia (1.4 kt H₂/yr) y Austria (1.1 kt H₂/yr).

Figura 17

Capacidad de producción de hidrógeno vía electrólisis en Europa en 2020



Nota: en azul se indica el número de instalaciones por región. Fuente: (FCHO, 2022)

Según el comunicado de la Comisión Europea (European Commission, 2020) para alcanzar los objetivos establecidos en el acuerdo de París, el objetivo estratégico de Europa en materia de hidrógeno consiste en instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030, lo que supondría una capacidad instalada de 10 Mt H₂/yr.

En cuanto a España, su hoja de ruta (en línea con el comunicado de la Comisión Europea) tiene como objetivo instalar 4 GW de electrolizadores para 2030 (el 10 % del objetivo establecido por la Comisión Europea) (Vermeulen & Campuzano, 2021).

3.2.5. Conversión de Hidrógeno en Combustibles Contenedores de Hidrógeno

La baja densidad del hidrógeno (ver Tabla 2) supone que su transporte y almacenamiento sea mucho más complicado que hacerlo con combustibles fósiles. De hecho, si el hidrógeno

sustituyera al gas natural en la economía global, sería necesario construir 3 – 4 veces más infraestructura de almacenamiento que la existente en la actualidad. (Bloomberg NEF, 2020)

Tabla 2

Densidad volumétrica del hidrógeno frente al gas natural

Propiedad	Hidrógeno	Comparación
Densidad gas	0.089 kg/m ³ (0° C, 1bar)	1/10 respec. GN
Densidad líquido	70.79 kg/m ³ (-253° C, 1 bar)	1/6 respec. GN

Fuente: (IEA, 2019)

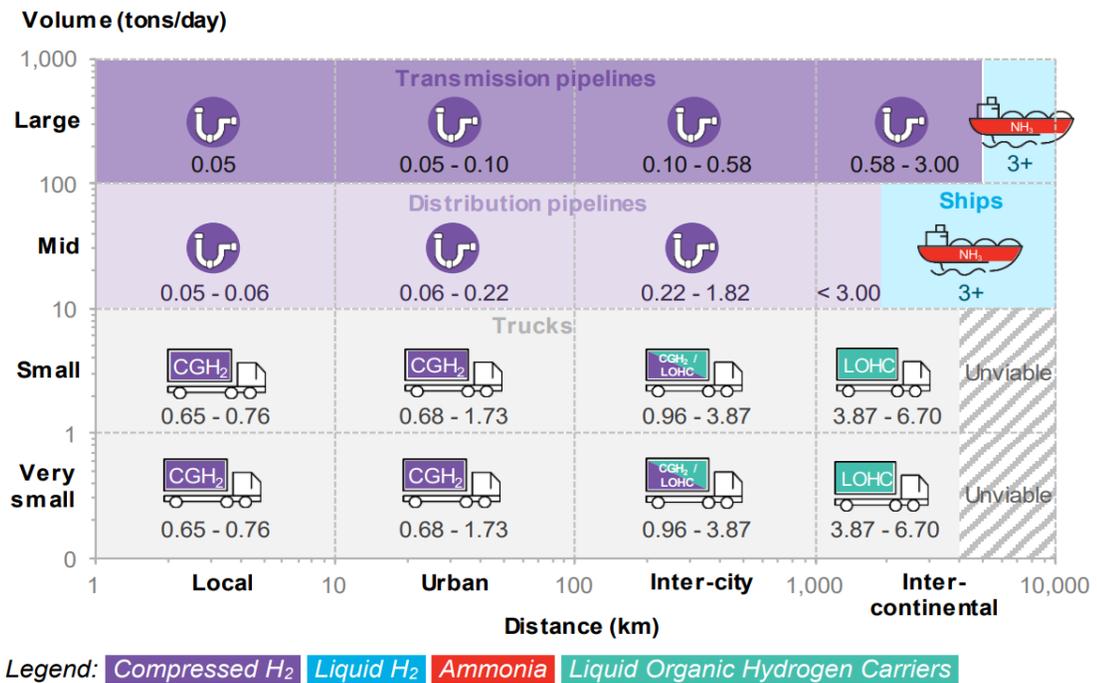
Sin embargo, cabe la posibilidad de convertir el hidrógeno en combustibles contenedores de hidrógeno y materias primas que puedan ser almacenados y transportados a través de la infraestructura actual utilizada para los combustibles fósiles. Se trataría de almacenar el hidrógeno en forma de combustibles sintéticos, amoníaco, portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) o incluso en forma sólida a través de hidruros metálicos (IEA, 2019).

El potencial de cada uno de los combustibles contenedores de hidrógeno ha de ser ponderado teniendo en cuenta las pérdidas adicionales de conversión y sus costes tecnológicos asociados. (Bloomberg NEF, 2020) estima los costes de transporte y almacenamiento en función de la distancia y el volumen (véase Figura 18).

Por el momento, la implementación de los combustibles contenedores de hidrógeno se encuentra en forma de proyectos piloto y a pequeña escala para demostrar la funcionalidad de las tecnologías. En 2020, el número de proyectos en operación suman un total de 81, en lo cuales se convierte hidrógeno electrolítico en metano sintético (59 proyectos), metanol sintético (7 proyectos), diésel sintético (7 proyectos) o amoníaco (8 proyectos) (IEA, 2021). La mayoría de estos proyectos se encuentran localizados en Europa y se espera que a lo largo de los próximos años el número de proyectos aumente (ver Figura 19).

Figura 18

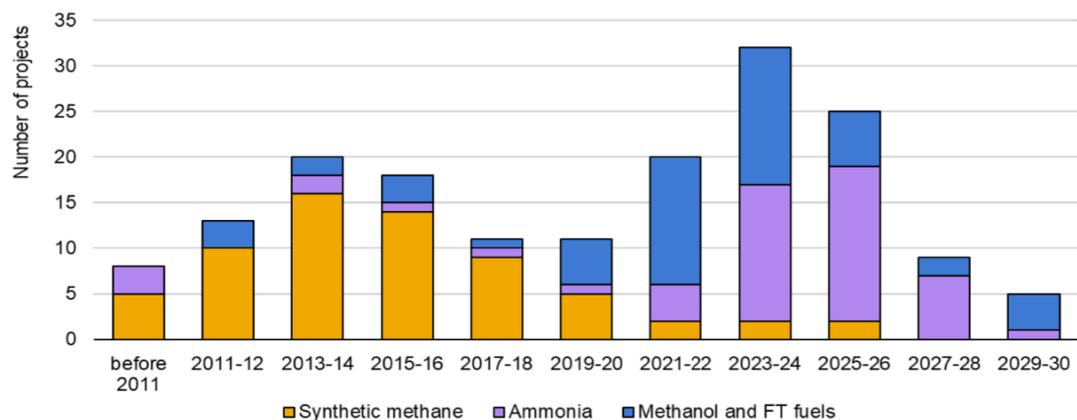
Costes de transporte del H₂ según distancia y volumen USD/kg, 2019



Nota: las figuras incluyen el coste de desplazamiento, compresión y almacenamiento asociado. El amoniaco se considera inadecuado a pequeña escala debido a su toxicidad. Fuente: (Bloomberg NEF, 2020)

Figura 19

Nuevos proyectos de combustibles contenedores de hidrógeno



Fuente: (IEA, 2021)

3.3. Principios Teóricos Básicos

Con objeto de comprender los procesos involucrados en la cadena de producción y consumo a nivel industrial relativos al sector del hidrógeno, en este apartado se explican los principios operativos fundamentales de las principales tecnologías de producción de hidrógeno y de los procesos industriales de consumo. No se considera el fundamento de las tecnologías de almacenamiento y transporte puesto que en el modelo planteado se asume producción y consumo *in situ* (ver Apartado 4.4. Arquetipo del Modelo e Hipótesis de Modelado).

3.3.1. Producción de Hidrógeno vía Reformado con Vapor de Agua

El proceso de reformado con vapor de agua es un método en el que se lleva a cabo una conversión catalítica de un hidrocarburo (materia prima) y vapor de agua en hidrógeno y dióxido de carbono. Una instalación típica incluye una unidad de pretratamiento, secciones de reformado y purificación, y las unidades auxiliares (bombas, compresores, intercambiadores de calor, etc.). En cuanto a las materias primas, estas pueden ser metano, gas natural¹⁸ u otros gases contenedores de metano a través de combinaciones de hidrocarburos ligeros (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

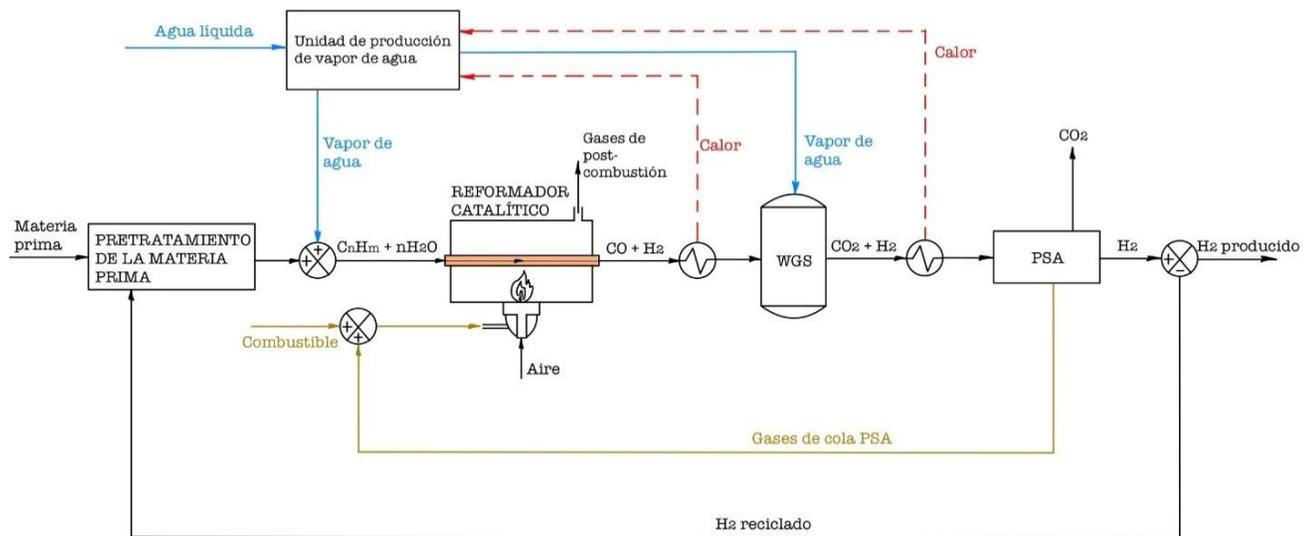
El esquema de principio del proceso se muestra en la Figura 20. En una primera etapa se acondiciona la materia prima en caso de que esta contenga sulfuros y cloruros, ya que la presencia de estos compuestos en la reacción catalítica del reformador puede llegar a desactivarla (envenenamiento del catalizador). Por otro lado, la presencia de olefinas puede provocar la formación de carbón en la superficie del reformador y también han de ser eliminadas. Esta etapa de purificación se lleva a cabo en la unidad de pretratamiento por medio de un proceso denominado

¹⁸ En ocasiones la literatura trata indistintamente al metano y al gas natural ya que este último está compuesto principalmente por metano (97 %) y una proporción variable de otros compuestos como el etano, nitrógeno, agua, etc. (Enagás, s. f.)

hidrogenación, el cual requiere la presencia de hidrógeno que suele ser parte de la producción de la instalación y es recirculado a la unidad de pretratamiento. (IEAGHG, 2017)

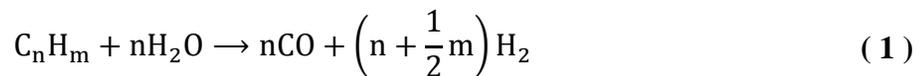
Figura 20

Proceso de reformado con vapor de agua



Fuente: elaboración propia

En una segunda etapa se mezcla la materia prima acondicionada con vapor de agua para llevar a cabo la reacción química de la Ecuación (1) en presencia de un catalizador encargado de proporcionar la energía de activación. Puesto que se trata de una reacción endotérmica, es necesario un aporte de calor que habitualmente tiene lugar a partir de un combustible (normalmente gas natural) que reacciona con aire.

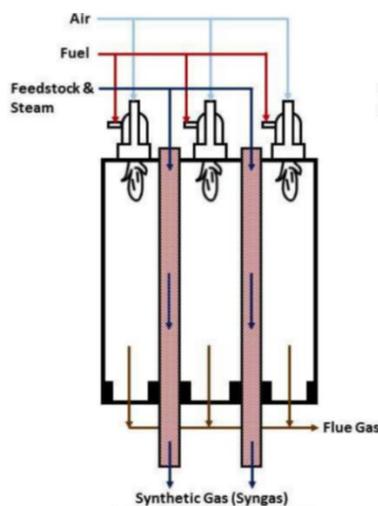


Este proceso de conversión sucede en el interior del reformador, cuyo esquema se ilustra en la Figura 21; la mezcla materia prima – vapor de agua circula por el interior de unos tubos metálicos llenos de un catalizador a base de níquel que reciben el calor por parte de la combustión en el horno radiante. La máxima conversión de la materia prima será tanto mayor cuanto más

elevada sea la temperatura (850 – 900 °C), la presión (hasta 3.5 MPa) y el ratio vapor de agua / materia prima (habitualmente 3.5) (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

Figura 21

Unidad del reformador catalítico



Fuente: (IEAGHG, 2017)

A la salida del reformador se tiene el llamado gas de síntesis (mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno). Para poder separar el H₂ del CO se hace reaccionar a la mezcla con vapor de agua en un dispositivo llamado *water – gas shift reactor* (WGS) (Nikolaidis & Poullikkas, 2017) donde se origina la reacción química de la Ecuación (2).



Se trata de una reacción exotérmica que además de retirar el monóxido de carbono de la mezcla, permite producir una cantidad adicional de hidrógeno.

Tras el paso por la unidad WGS, se introduce la mezcla de hidrógeno y dióxido de carbono en un sistema de adsorción por oscilación de presión (PSA)¹⁹ que permite separar en dos corrientes

¹⁹ La unidad PSA lleva a cabo un proceso de adsorción de las impurezas contenidas en el hidrógeno por medio de materiales porosos que retienen los componentes no volátiles como el CO₂ (Linde Group, s. f.).

distintas el H₂ y el CO₂, además de unos gases de cola (residuales) que tienen suficiente poder calorífico como para formar parte del combustible encargado de proporcionar energía térmica a la reacción de reformado. Gracias a la PSA el hidrógeno abandona el sistema con una purificación muy cercana al 100 %. (Antonini et al., 2020)

Nótese en la Figura 20 que el vapor de agua que interviene en las reacciones químicas se produce gracias a los procesos de recuperación de calor a la salida del reformador y del WGS. El exceso de vapor de agua resultante suele emplearse en una turbina de vapor para producir la electricidad necesaria que consumen los elementos auxiliares (Antonini et al., 2020).

Para el caso concreto del reformado de metano con vapor de agua (SMR), se particulariza la Ecuación (1) haciendo $n = 1$ y $m = 4$. En este caso la práctica totalidad de las instalaciones utilizan el gas natural como materia prima y como combustible, requiriendo el 30 – 35 % del mismo para llevar a cabo la reacción de combustión (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

En cuanto a la eficiencia de conversión energética del proceso, se define la eficiencia térmica como el cociente entre la energía producida en forma de hidrógeno por unidad de tiempo y la energía suministrada al proceso (a través de la materia prima y el combustible) por unidad de tiempo (IEAGHG, 2017); esta eficiencia puede venir dada en base al poder calorífico superior (3) o al poder calorífico inferior (4). Debe tenerse en cuenta que sendas eficiencias, a pesar de tener un valor distinto, dan cuenta de los mismos insumos y productos de materia, por lo que pueden utilizarse las dos indistintamente para calcular cualquiera de los gastos másicos del proceso.

$$\varepsilon_{\text{Reformado HHV}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot \text{HHV}_{\text{H}_2}}{\dot{m}_{\text{Feedstock}} \cdot \text{HHV}_{\text{Feedstock}} + \dot{m}_{\text{Fuel}} \cdot \text{HHV}_{\text{Fuel}}} \quad (3)$$

$$\varepsilon_{\text{Reformado LHV}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2}}{\dot{m}_{\text{Feedstock}} \cdot \text{LHV}_{\text{Feedstock}} + \dot{m}_{\text{Fuel}} \cdot \text{LHV}_{\text{Fuel}}} \quad (4)$$

Siendo \dot{m}_{H_2} el gasto másico de hidrógeno producido, $\dot{m}_{Feedstock}$ el gasto de materia prima consumido, \dot{m}_{Fuel} el gasto de combustible consumido, HHV_i el poder calorífico superior y LHV_i el poder calorífico inferior.

En el caso del SMR y utilizando el metano como materia prima y combustible, se pueden relacionar las eficiencias sobre las distintas bases de poder calorífico a través de la Ecuación (5), cuyo valor numérico se ha determinado según indica la Tabla 1.

$$\epsilon_{SMR\ HHV} = \frac{HHV_{H_2}}{LHV_{H_2}} \frac{LHV_{CH_4}}{HHV_{CH_4}} \epsilon_{SMR\ LHV} = 1.06 \epsilon_{Reformado\ LHV} \quad (5)$$

Por último, a modo de resumen del proceso productivo de reformado con vapor de agua, en la Figura 22 se muestra un esquema input – output de las distintas variables que intervienen.

Figura 22

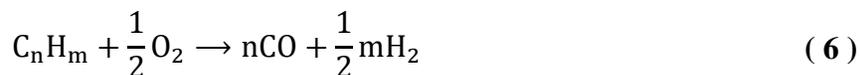
Esquema input – output del proceso de reformado con vapor de agua



Fuente: elaboración propia

3.3.2. Producción de Hidrógeno vía Oxidación Parcial

El proceso de oxidación parcial consiste en provocar una combustión incompleta de la materia prima para producir el gas de síntesis, tal y como indica la reacción de la Ecuación (6).

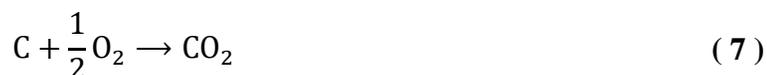


Se trata de una reacción exotérmica en la que es la propia materia prima la encargada de aportar el calor necesario para llevar a cabo la conversión. El gas de síntesis se trata de igual forma que en el proceso de reformado con vapor de agua visto en el apartado 3.3.1, obteniendo de esta manera la producción de hidrógeno (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

Este proceso también requiere de una etapa de pretratamiento de la materia prima, aunque es más tolerante a la presencia de azufre en su composición. No obstante, es necesario que el oxígeno introducido para llevar a cabo la combustión parcial sea puro (sin nitrógeno), ya que de lo contrario complicaría la etapa de separación posterior (Ji & Wang, 2021).

El método productivo definido según la Ecuación (6) es válido para materias primas con un ratio hidrógeno / carbono elevado como el gas natural ($n = 1$ y $m = 4$). Sin embargo, para el caso del carbón o los *heavy fuel oils*, es necesaria la intervención de vapor de agua para llegar a producir suficiente cantidad de hidrógeno, de acuerdo con la Ecuación (1) (Nikolaidis & Poullikkas, 2017).

En el caso concreto del carbón (i.e. gasificación del carbón), $n = 1$ y $m = 0$, tienen lugar las reacciones correspondientes a las Ecuaciones (7) y (8).



Sendas reacciones químicas se producen en un equipo llamado gasificador²⁰ y suceden de forma intermitente, es decir, primeramente, el oxígeno se introduce en el gasificador, oxidando parcialmente al carbón según la Ecuación (7). Luego, se introduce vapor de agua y el flujo de entrada de aire cesa, dando lugar a la Ecuación (8). (Ji & Wang, 2021)

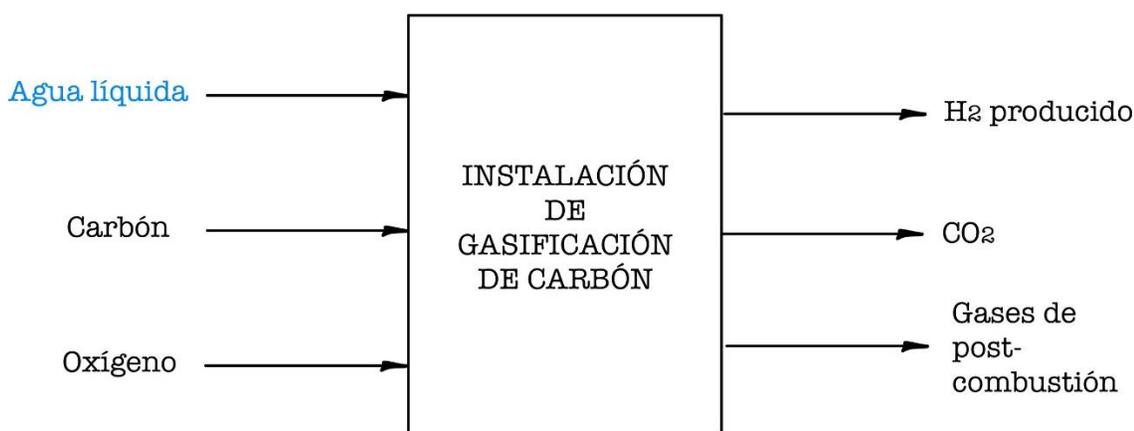
²⁰ El término “gasificación” proviene del hecho de pulverizar el carbón de tal forma que la materia prima resultante disponga de mayor área superficial y permita una combustión más rápida e intensa.

Para el caso de la oxidación parcial, la eficiencia térmica se define como el cociente entre el hidrógeno producido y la energía consumida en forma de materia prima, en base al poder calorífico superior o al inferior (de manera análoga a las Ecuaciones (3) y (4)).

A modo de resumen del proceso productivo de la gasificación del carbón, en la Figura 23 se muestra un esquema input – output de las distintas variables que intervienen.

Figura 23

Esquema input – output del proceso de gasificación del carbón



Fuente: elaboración propia

3.3.3. Producción de Hidrógeno vía Electrólisis

La electrólisis es un proceso que utiliza electricidad en corriente continua (DC) para separar los elementos de un compuesto químico a través de una reacción de reducción – oxidación. El elemento encargado de llevar a cabo dicha conversión se llama electrolizador.

A partir de la electrólisis se puede separar el agua en hidrógeno y oxígeno, de acuerdo con la reacción global de la Ecuación (9). Se trata de una conversión endotérmica cuyo aporte energético tiene lugar a través de la electricidad (conversión de energía eléctrica en energía química) (Brauns & Turek, 2020).



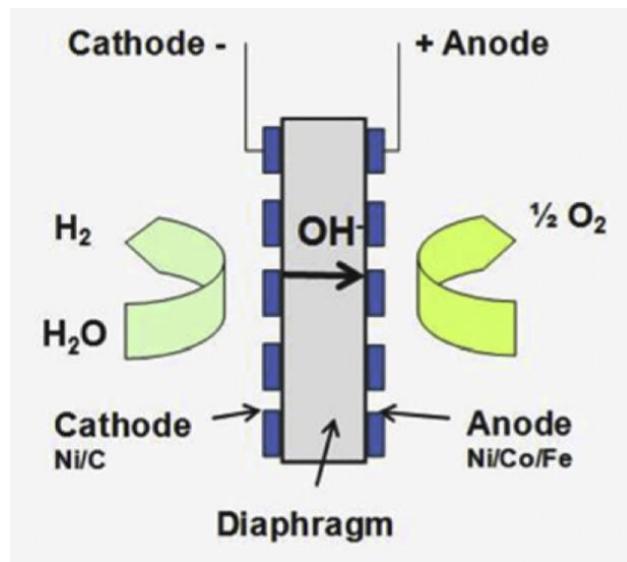
Las tecnologías de electrolizadores existentes a nivel comercial son el electrolizador alcalino (AEL) y el electrolizador de intercambio polimérico (PEM), y permiten producir hidrógeno con una pureza muy cercana al 100 %.

3.3.3.1. Electrolizador Alcalino (AEL)

La tipología AEL (ver Figura 24) consta de dos electrodos (ánodo y cátodo) metálicos no nobles como el níquel y con revestimiento electrocatalítico inmersos en un electrolito a base de hidróxido de potasio en disolución acuosa al 20 – 30 % (Brauns & Turek, 2020). Sendos electrodos se encuentran separados por un diafragma poroso.

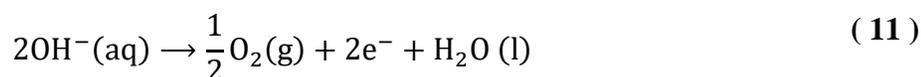
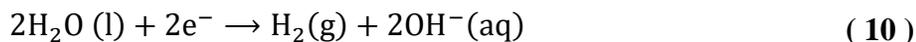
Figura 24

Celda electrolítica AEL



Fuente: (Carmo et al., 2013)

En el cátodo el agua se separa para generar hidrógeno y liberar aniones hidróxidos (OH^-) que pasan a través del diafragma y se recombinan en el ánodo para formar oxígeno de acuerdo con las reacciones de reducción (10) y oxidación (11) (David et al., 2019).



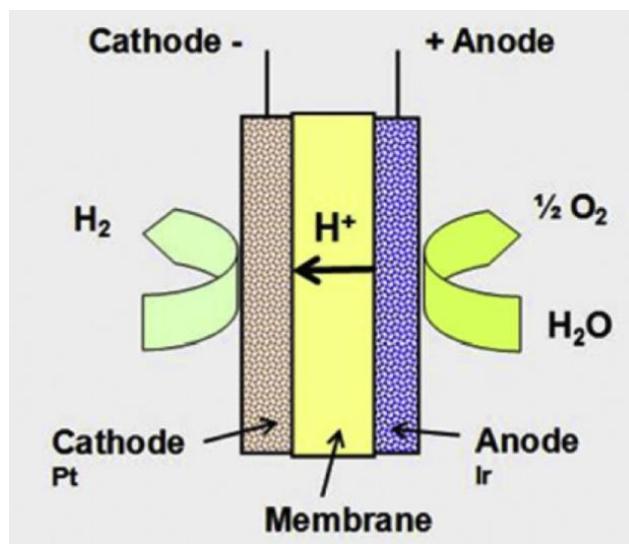
Nótese que para llevar a cabo este proceso de manera efectiva el diafragma tiene que ser permeable al paso de OH^- y al agua, y debe garantizar que el oxígeno y el hidrógeno se encuentren separados físicamente.

3.3.3.2. Electrolizador de Intercambio Polimérico (PEM)

En cuanto a los electrolizadores PEM (ver Figura 25), el electrolito es una membrana polimérica que permite el intercambio de protones de hidrógeno (H^+) y aísla el ánodo del cátodo.

Figura 25

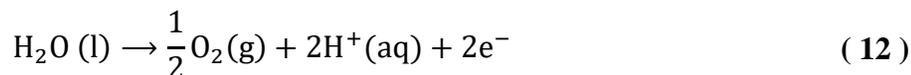
Celda electrolítica PEM



Fuente: (Carmo et al., 2013)

Los electrodos en este caso suelen ser de metales nobles como el platino y el iridio (Brauns & Turek, 2020). En el ánodo el agua se oxida en O_2 y libera protones H^+ que fluyen a través de la membrana con objeto de ser reducidos en el cátodo para formar hidrógeno.

En las Ecuaciones (12) y (13) se formulan las reacciones de oxidación y reducción, respectivamente (David et al., 2019).



3.3.3.3. Ventajas y Desventajas de las Tipologías AEL y PEM

Las principales ventajas de la tecnología AEL frente a la PEM son su madurez tecnológica (lo que supone un bajo coste), su mayor durabilidad, los bajos costes de mantenimiento y la existencia a nivel comercial de unidades con potencias del orden de megavatios. Además, no utiliza materiales preciados como en el caso de la PEM, por lo que el coste de fabricación es mucho menor (Brauns & Turek, 2020). En cuanto a sus desventajas; tienen bajas eficiencias de conversión a carga parcial (están diseñadas para trabajar a la potencia nominal) y constantes de tiempo reducidas (poca flexibilidad), operan en un rango limitado de densidades de corriente y no pueden trabajar a presiones elevadas, motivo por el cual la instalación es mucho más voluminosa (Brauns & Turek, 2020).

Las ventajas de los electrolizadores PEM frente a los alcalinos son su capacidad para trabajar a cargas parciales y con constantes de tiempo reducidas (gran flexibilidad), un mayor rango de densidades de corriente y la posibilidad de operar a alta presión, lo que implica que el sistema sea más compacto (Carmo et al., 2013). Por otra parte, la tecnología PEM tiene desventajas notables; es una tecnología que no está completamente desarrollada y aún no dispone de unidades

comerciales con potencias del orden de megavatios. Además, su vida útil es reducida y su coste es elevado debido a la necesidad de utilizar materiales preciados como el iridio (Carmo et al., 2013).

3.3.3.4. Eficiencia de Conversión de un Electrolizador

La eficiencia de un electrolizador, independientemente de su tecnología, se define como el cociente entre la energía producida en forma de hidrógeno por unidad de tiempo y la potencia eléctrica en forma de corriente continua suministrada al proceso. Al igual que en los casos anteriores (Producción de Hidrógeno vía Reformado con Vapor de Agua y Producción de Hidrógeno vía Oxidación Parcial), la eficiencia puede venir dada en base al poder calorífico superior (14) o al inferior (15) (Buttler & Spliethoff, 2018).

$$\varepsilon_{\text{Electrólisis HHV}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot \text{HHV}_{\text{H}_2}}{P_{\text{el}}} \quad (14)$$

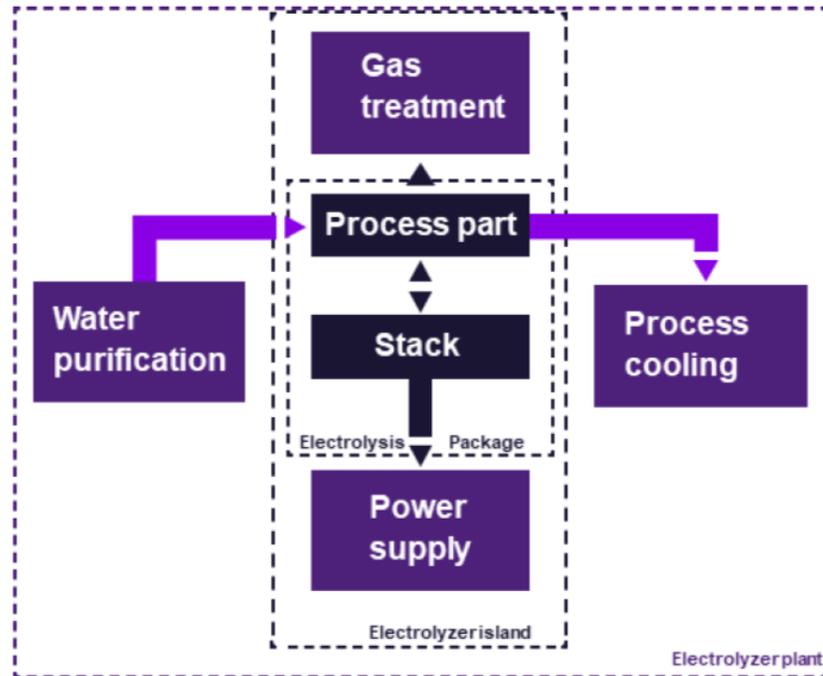
$$\varepsilon_{\text{Electrólisis LHV}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \cdot \text{LHV}_{\text{H}_2}}{P_{\text{el}}} \quad (15)$$

La definición de eficiencia según (14) y (15) es conocida en la literatura como “eficiencia DC” (Buttler & Spliethoff, 2018) y únicamente se limita a los insumos de energía eléctrica en forma de corriente continua y a la producción de hidrógeno sin post – tratamiento. Dependiendo del caso de estudio y del tipo de instalación podrían incluirse las pérdidas asociadas a la conversión de corriente alterna (AC) en corriente continua, al tratamiento del agua, a los sistemas de refrigeración, etc. Para ello, es necesario definir con precisión los límites del sistema (Siemens Energy, 2021).

En la Figura 26 se muestran diferentes ejemplos de límites de sistema para una instalación con electrolizadores.

Figura 26

Ejemplos de límites de sistema de una instalación de electrólisis



Fuente: (Siemens Energy, 2021)

La eficiencia DC de un electrólizador depende de la carga a la que esté sometido. La forma más habitual de caracterizar la dependencia de la eficiencia con la carga es a través de la curva característica U/I , que relaciona la tensión aplicada al electrólizador con la densidad de corriente que lo atraviesa (Buttler & Spliethoff, 2018). Nótese que al hablar de carga en un electrólizador se habla de corriente eléctrica y, de acuerdo con la Ecuación (16), de gasto másico de hidrógeno (Siemens Energy, 2021).

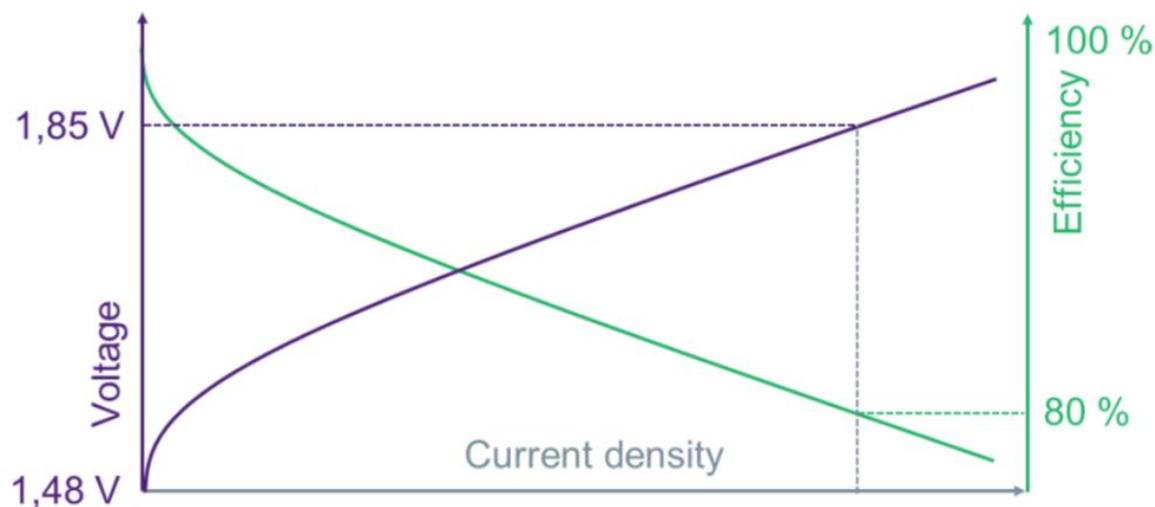
$$\dot{m}_{\text{H}_2} = \frac{M \cdot I}{z \cdot F} \quad (16)$$

Donde M es la masa molar del hidrógeno (2 g/mol), I es la intensidad que circula por el electrólizador, z es el número de electrones que participan en las reacciones de reducción – oxidación ($2e^-$) y F representa la constante de Faraday (96485.3 C/mol).

En la Figura 27 se ilustra una curva U/I junto a la eficiencia DC.

Figura 27

Curva característica U/I de un electrolizador y eficiencia DC



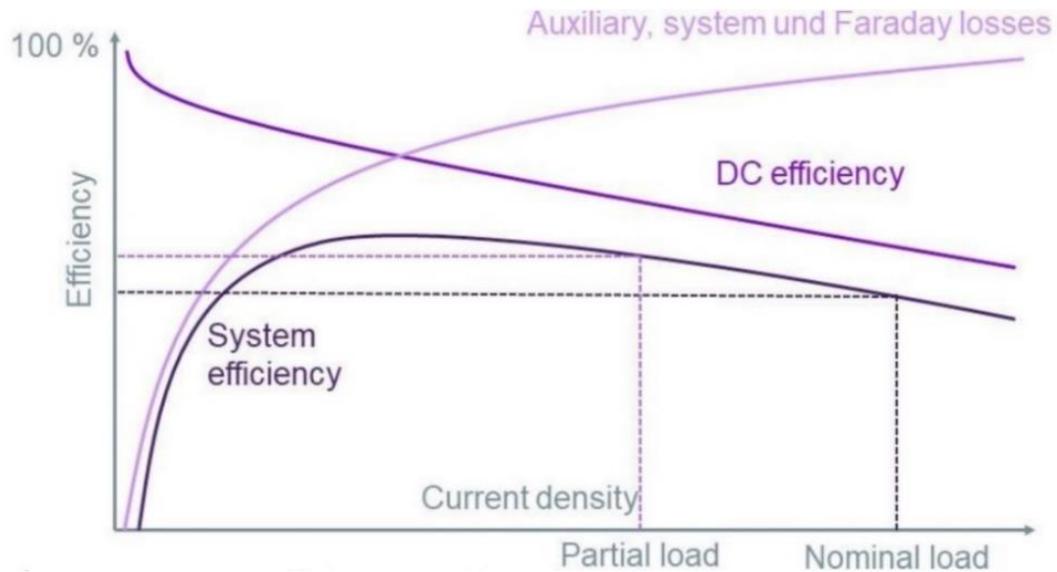
Nota: adviértase del comportamiento lineal entre la tensión y la densidad de corriente del electrolizador para densidades elevadas (ley de Ohm). Fuente: (Siemens Energy, 2021)

Nótese que la eficiencia es mayor cuando el electrolizador trabaja a carga parcial; se trata de un aspecto característico de las reacciones electroquímicas. Puesto que la producción de hidrógeno es proporcional a la densidad de corriente, es necesario llegar a un punto óptimo (en cuestión de costes) en el que tanto la eficiencia como el gasto másico de hidrógeno producido sean razonables (Siemens Energy, 2021).

Cuando se tiene en cuenta la eficiencia del resto de elementos que pudieran estar presentes en la instalación, la optimización es más compleja ya que los elementos auxiliares tales como bombas, compresores, convertidores, etc. tienen mayor eficiencia cuando trabajan a plena carga. (Buttler & Spliethoff, 2018). Este comportamiento se visualiza en las curvas de eficiencia de la Figura 28.

Figura 28

Curva de eficiencias del sistema de un electrolizador



Fuente: (Siemens Energy, 2021)

Otra cuestión característica de los electrolizadores es la temperatura de operación. En la Figura 29 se muestra la dependencia de la temperatura con la eficiencia DC; cuanto mayor sea la temperatura, mayor es la eficiencia DC. Sin embargo, este efecto da lugar a una menor vida útil del dispositivo²¹ (i.e. a una mayor degradación anual en la eficiencia), por lo que se trata de otra variable optimizable (Siemens Energy, 2021)

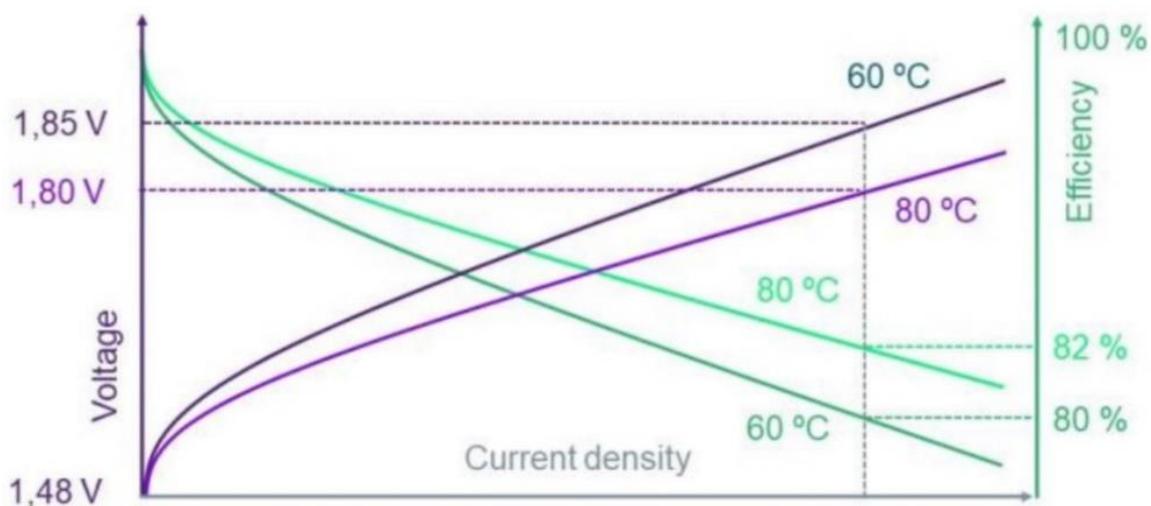
Las elevadas presiones de operación del electrolizador tienen un efecto negativo en la eficiencia DC, aunque es poco significativo en comparación con el efecto térmico (Siemens Energy, 2021).

²¹ Generalmente la vida útil de un electrolizador llega a término como consecuencia de que su eficiencia se haya degradado lo suficiente como para que resulte más beneficioso en términos económicos instalar un nuevo electrolizador (Fuel cells and hydrogen, 2014). Según (Buttler & Spliethoff, 2018) la eficiencia de un electrolizador se degrada a medida que se utiliza, independientemente del régimen de carga.

La eficiencia de un electrolizador determina la vida útil del aparato, que llega a término como consecuencia de que dicha eficiencia se haya degradado lo suficiente como para que resulte más beneficioso en términos económicos instalar un nuevo electrolizador. Según (Buttler & Spliethoff, 2018) la eficiencia de un electrolizador se degrada a medida que se utiliza, independientemente del régimen de carga.

Figura 29

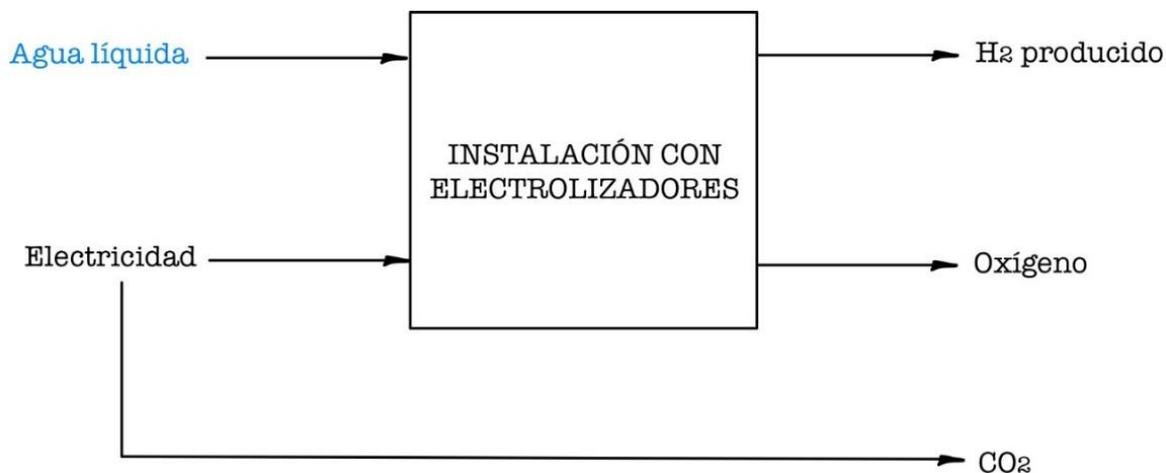
Curva característica U/I y eficiencia DC en función de la temperatura



Fuente: (Siemens Energy, 2021)

En resumen, la eficiencia del electrolizador es un parámetro dependiente de muchas variables con las que tiene relaciones directas e inversas que, en conjunto, dan lugar al consumo de energía eléctrica necesario para producir una determinada cantidad de hidrógeno. En el marco de la transición energética esta cuestión es fundamental, ya que el consumo de energía eléctrica trae consigo emisiones de CO₂ asociadas a la red de suministro y debe tenerse en cuenta a la hora de analizar la efectividad de la electrólisis como vía para la descarbonización (David et al., 2019).

En la Figura 30 se ilustra el esquema input – output de una instalación con electrolizadores.

Figura 30*Esquema input – output del proceso de electrólisis*

Nota: el CO₂ se refiere a las emisiones indirectas asociadas a la red eléctrica de consumo. Fuente: elaboración propia

3.3.4. *Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria Petrolera*

Actualmente el hidrógeno que se consume en las refinerías de petróleo se utiliza para eliminar impurezas y para mejorar la calidad del crudo pesado residual en productos de mayor valor; estos procesos son conocidos como hidrotratamiento e hidrocrackeo, respectivamente (FCHO, 2022), y necesitan hidrógeno como materia prima (i.e. requieren de la molécula de hidrógeno).

Para el caso del hidrotratamiento, normalmente se utiliza hidrógeno con el fin de hacerlo reaccionar con las impurezas contenidas en el crudo y así retirarlas (proceso de hidrogenación); por ejemplo, en productos contenedores de fracciones de azufre el hidrógeno se combina con los átomos de azufre para formar sulfuro de hidrógeno (hidrodesulfurización) (Robinson & Dolbear, 2006). Para los compuestos nitrogenados, el hidrógeno se combina con nitrógeno para formar amoníaco (hidrodenitrógenación) y para aquellos que contienen moléculas de oxígeno, se

combina hidrógeno y oxígeno para formar agua (hidrodesoxigenación) (Robinson & Dolbear, 2006).

En el caso de los *biofuels*, el hidrógeno se utiliza en procesos de hidrodesoxigenación y para mejorar la calidad del crudo vegetal; de esta manera resulta un producto que puede servir como sustituto de los combustibles derivados del petróleo, tal y como se comenta en el apartado 3.2.2.1 (IEA, 2019). La cantidad de hidrógeno necesaria para llevar a cabo el refinado depende del tipo de biomasa, combustible y proceso; el caso más intenso es el del biokeroseno, que requiere una mayor purificación puesto que los combustibles para la aviación precisan una densidad energética más elevada (European Hydrogen Backbone, 2021).

El proceso de hidrocraqueo por su parte consiste en la adición de hidrógeno para romper los enlaces C – C con objeto de que los hidrocarburos de cadena larga (crudo de poco valor)²² se conviertan en hidrocarburos de cadena corta (crudo de mayor valor) (KROHNE Group, s. f.).

En las refinerías de petróleo no solo se consume hidrógeno, sino que también se produce en forma de subproducto. Procesos como el reformado catalítico de nafta (producción de gasolina a partir de nafta pesada) o el craqueo a vapor producen hidrógeno que se utiliza para su consumo en el sector, bien sea en procesos de hidrotratamiento, hidrocraqueo o como combustible en mezclas de gases, siendo en ocasiones dicha producción suficiente como para autoabastecerse, circunstancia que suele darse en factorías pequeñas (IEA, 2019).

3.3.5. Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria Química

La producción de amoníaco a nivel industrial consiste en un proceso de síntesis conocido como Haber – Bosch y utiliza hidrógeno como materia prima, según la reacción química de la Ecuación (17). Se trata de una reacción exotérmica que opera a elevadas temperaturas (350 – 550

²² Los hidrocarburos de cadena larga son prácticamente inertes y por tanto tienen poco valor.

°C) y presiones (100 – 250 bar) (Fasihi et al., 2021) y por tal motivo el proceso no es capaz de adaptarse fácilmente a las fluctuaciones en los insumos de nitrógeno e hidrógeno; se requiere un suministro continuo de dichas materias primas para operar adecuadamente, cuestión que debe tenerse en cuenta si se desea producir amoníaco con electrolizadores alimentados a partir de la intermitencia de las renovables (European Commission. Joint Research Centre., 2018).



Asimismo, puesto que el hidrógeno forma parte de la estructura molecular del amoníaco, existe una fuerte dependencia de recursos entre ambos, por lo que el suministro de hidrógeno en este sector es clave (Agora Energiewende, 2021).

En cuanto al metanol, su producción se lleva a cabo a través de una reacción de síntesis que, como en el caso del amoníaco, es completamente dependiente de la presencia de hidrógeno para su consecución (Agora Energiewende, 2021).

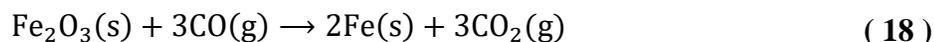
Otros procesos que requieren hidrógeno como materia prima son la obtención de peróxido de hidrógeno y de ciclohexano. No obstante, el hidrógeno requerido para producir tales sustancias se suministra a partir de hidrógeno generado en forma de subproducto en el sector, sobre todo procedente de los procesos cloro-alkali (obtención de cloruro de sodio) (IEA, 2019).

3.3.6. Procesos de Consumo de Hidrógeno en la Industria del Acero

Cualquier técnica de producción de acero tiene como materia prima base el mineral de hierro, generalmente en forma de óxidos (Fe_2O_3 , por ejemplo). Se denomina “reducción del mineral de hierro” al proceso químico en el que un agente reductor reacciona con el óxido del mineral para obtener como resultado un producto que puede ser tratado posteriormente a través de un método metalúrgico para producir acero (Revista de Ingeniería Dyna, 2019).

Tal y como se comenta en el apartado 3.2.2.3, la ruta actual establecida para la producción de acero es la de altos hornos con acería de oxígeno básico (BF – BOF) (ver Figura 31). A través de esta técnica el mineral de hierro es reducido en un alto horno para formar hierro fundido (*pig iron*) con una composición variable de carbono (3.5 – 4.5 % (Revista de Ingeniería Dyna, 2019)) y posteriormente ser refinado en el horno de oxígeno básico²³, dando como resultado acero (Fischedick et al., 2014). Este proceso es emisor de grandes cantidades de dióxido de carbono a la atmósfera debido a la utilización del carbón de coque como agente reductor, además de otros combustibles fósiles encargados de suministrar energía térmica a la reacción de reducción (Fischedick et al., 2014). Se puede añadir acero reciclado al horno de oxígeno básico y así reducir los insumos de combustibles fósiles y materias primas. Adicionalmente, los altos hornos originan como subproducto una cantidad significativa de hidrógeno en forma de una mezcla con otros gases; no obstante, esta mezcla se recircula al proceso con objeto de proporcionar energía térmica (FCHO, 2022).

El proceso de reducción directa con arco eléctrico (DRI – EAF) (ver Figura 31), la alternativa a corto plazo del BF – BOF, permite reducir el mineral de hierro en hierro metálico (llamado hierro de esponja, *sponge iron*) sin conversión en fase líquida (Bhaskar et al., 2020). La reacción tiene lugar a partir del gas de síntesis generado vía SMR o POX, originándose las reducciones formuladas en las Ecuaciones (18) y (19) (suponiendo que el mineral de hierro está en forma de Fe₂O₃).

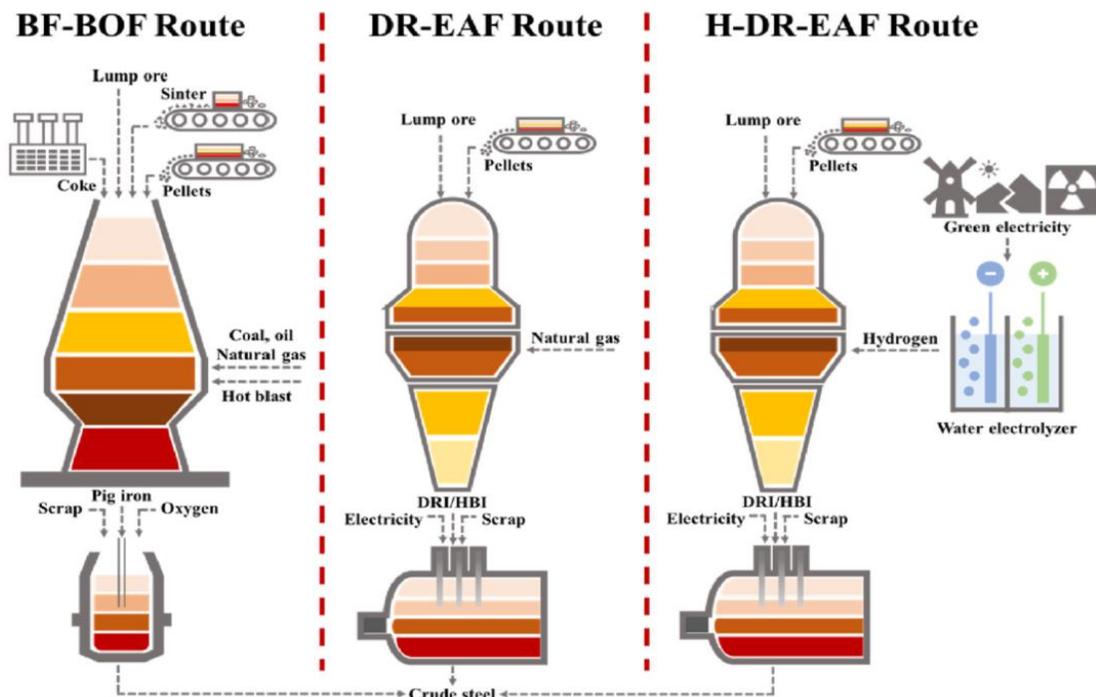


²³ La acería de oxígeno básico es una técnica siderúrgica en la que a través del soplado de oxígeno sobre hierro fundido se reduce el contenido de carbono presente en el mismo para obtener acero (steeluniversity, 2013).

El proceso de reducción se produce, dependiendo de la tecnología, en hornos de eje, hornos rotativos, hornos de hogar rotatorios o en reactores de lecho fluidizado (Bhaskar et al., 2020). Posteriormente, el hierro de esponja se envía al arco eléctrico²⁴ para fundirlo y tratarlo con objeto de producir acero. De forma análoga a la vía BF – BOF, se puede añadir acero reciclado al arco eléctrico y así reducir los insumos energéticos. En este caso, las emisiones de CO₂ están asociadas a la producción del gas de síntesis y al consumo de electricidad. Con objeto de reducir las emisiones, una opción consistiría en añadir hidrógeno verde al gas de síntesis reductor; según (IEA, 2021) la mezcla podría admitir hasta un 70 % de H₂ (en términos energéticos), pero aun así seguiría habiendo emisiones debido a la presencia de monóxido de carbono.

Figura 31

Esquema input – output de las rutas de producción de acero



Fuente: (R. R. Wang et al., 2021)

²⁴ El arco eléctrico utiliza electricidad para fundir el hierro de esponja. Una vez fundido, se inserta oxígeno, nitrógeno y carbono para tratarlo.

Por último, la técnica de reducción directa con arco eléctrico utilizando exclusivamente hidrógeno en su forma pura (HDRI – EAF) (ver Figura 31) tiene un comportamiento muy similar a la DRI – EAF; en este caso, el hierro de esponja se produce a partir de la reducción directa del mineral de hierro con hidrógeno, de acuerdo con la Ecuación (19), sin necesidad de introducir carbono al proceso más que para alear el hierro en el arco eléctrico (Bhaskar et al., 2020). Las emisiones de CO₂ asociadas únicamente dependen de la procedencia del hidrógeno.

Capítulo 4. Metodología

4.1. Fases del Proceso Metodológico

A lo largo del desarrollo de este capítulo se expone la metodología llevada a cabo para realizar el modelado del sector del hidrógeno aplicado al sector industrial. Las fases de este proceso son las siguientes:

- Fase 1: estudio y comprensión de la herramienta de modelado; la dinámica de sistemas.
- Fase 2: adaptación al entorno de programación y reconocimiento de sus posibilidades funcionales.
- Fase 3: planteamiento de las hipótesis y simplificaciones del modelo de acuerdo con la revisión de literatura realizada con antelación al proceso metodológico.
- Fase 4: modelado del sistema en base a las hipótesis y simplificaciones asumidas.
- Fase 5: revisión de literatura para la identificación numérica de los distintos parámetros del modelo tales como eficiencias, intensidades de procesos, etc.

4.2. Herramienta Metodológica: la Dinámica de Sistemas

En este apartado se presenta una breve introducción a la dinámica de sistemas, la herramienta de modelado empleada para este trabajo.

Se define un sistema como un conjunto definido de elementos independientes con interacciones estables entre sí. La dinámica de sistemas es una técnica de análisis que permite modelar dichas interacciones con objeto de comprender las causas estructurales que provocan el comportamiento de dicho sistema a lo largo del tiempo; no se trata de una herramienta de predicción sino de gestión, en el sentido de que su propósito consiste en evaluar las tendencias del sistema como consecuencia de establecer un escenario u otro (Martín García & Sterman, 2006). La aplicación de la dinámica de sistemas generalmente tiene lugar a la hora de analizar sistemas

complejos y poco definidos, donde existe un gran número de variables dependientes entre sí, difícilmente cuantificables y en los que intervienen decisiones del ser humano. Estas cualidades suponen que en la mayor parte de los casos la evaluación de esta clase de modelos tenga que llevarse a cabo a través de un computador (Martín García & Sterman, 2006).

Un estudio en dinámica de sistemas implica analizar en detalle cada elemento del sistema definido, formular las hipótesis pertinentes y observar su comportamiento ante diferentes entradas aplicadas, pudiendo llegar a obtener resultados que se escapan del alcance de la razón y la intuición si el modelo es suficientemente complejo (Martín García & Sterman, 2006).

4.2.1. Diagramas causales

El primer paso en el modelado con dinámica de sistemas consiste en identificar las variables del sistema definido y las relaciones causales (dependencias) entre ellas. Para este propósito se suele emplear un diagrama conocido como “Diagrama Causal” que representa de forma esquemática las relaciones causa – efecto (relaciones causales) entre los distintos elementos del sistema (Martín García & Sterman, 2006). Una relación causal entre dos variables se representa mediante una flecha acompañada con un signo (+ o -), tal y como se muestra en la Figura 32.

Figura 32

Relación causal positiva



Fuente: elaboración propia

Así, puesto que en este caso la flecha se dirige desde la variable X hacia la variable Y, una variación en la variable X supone una variación en la variable Y, y como el signo de dicha flecha

es positivo, al aumentar (disminuir) X, aumenta (disminuye) Y; si fuese negativo (ver Figura 33), al aumentar (disminuir) X, disminuye (aumenta) Y.

Figura 33

Relación causal negativa

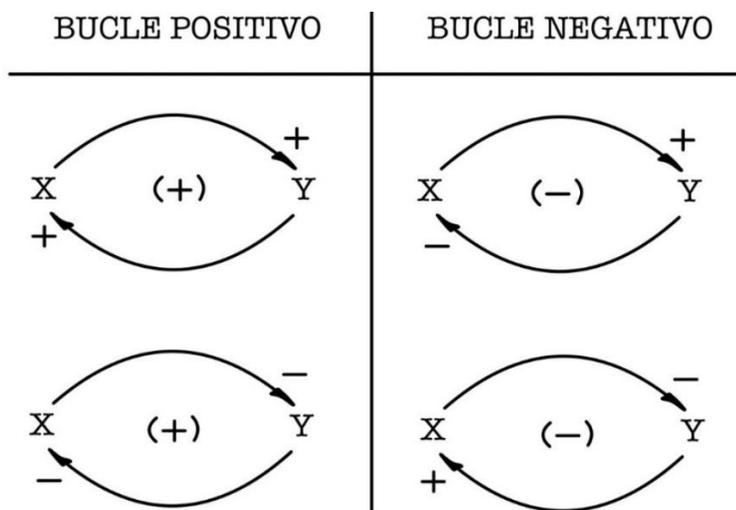


Fuente: elaboración propia

Nótese que en las situaciones planteadas una variación en Y no implica una variación en X puesto que no existe ninguna flecha que se dirija desde Y hacia X; si se diera el caso, se tendría una cadena cerrada de relaciones causales conocida como “bucle” o “realimentación”. Los bucles pueden ser negativos o positivos (ver Figura 34); los primeros llevan al sistema a una dinámica de comportamiento estable mientras que los segundos lo hacen inestable (Martín García & Sterman, 2006) (ver Figura 35).

Figura 34

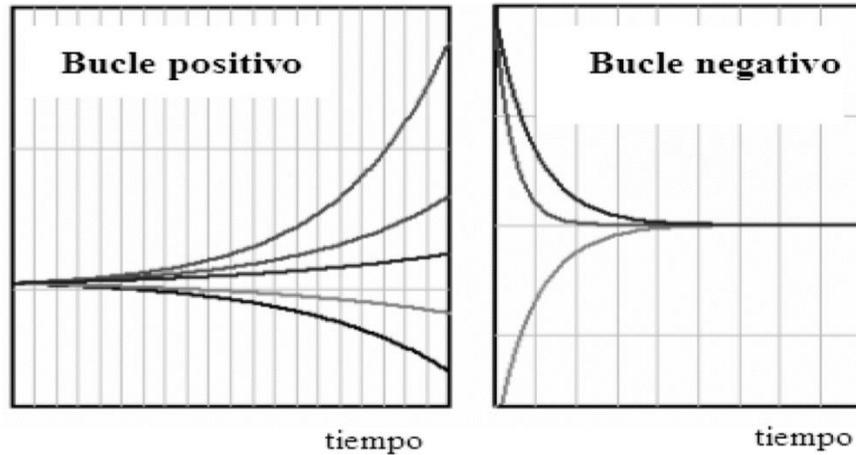
Bucles positivos y negativos



Fuente: elaboración propia

Figura 35

Comportamiento dinámico asociado a un bucle negativo o positivo



Fuente: (Martín García & Sterman, 2006)

4.2.2. Diagramas de flujos

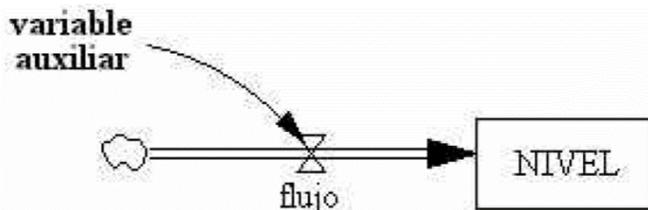
Una vez construido el diagrama causal del sistema se debe pasar al diagrama de Forrester o de flujo, el diagrama característico de la dinámica de sistemas y que se rige según una terminología adecuada para la escritura de ecuaciones en un computador (Martín García & Sterman, 2006). En este sentido, se deben identificar tres tipos de variables en el diagrama causal:

- Variables de nivel o de *stock*. Se trata de elementos que representan una acumulación y son función de otras variables; los flujos.
- Variables de flujo. Son variables que se definen como funciones temporales y que representan la tasa de variación del *stock*.
- Variables auxiliares y constantes. Parámetros constantes o variables asociados al sistema y que pueden condicionar el comportamiento de los flujos.

La representación de estas variables en el diagrama de flujos se resume en la Figura 36. En este caso, se ha representado una variable de flujo entrante en el *stock*, lo que supone que el flujo contribuye positivamente a la variación del stock, según la Ecuación (20).

Figura 36

Representación de las variables de stock, flujo y auxiliares



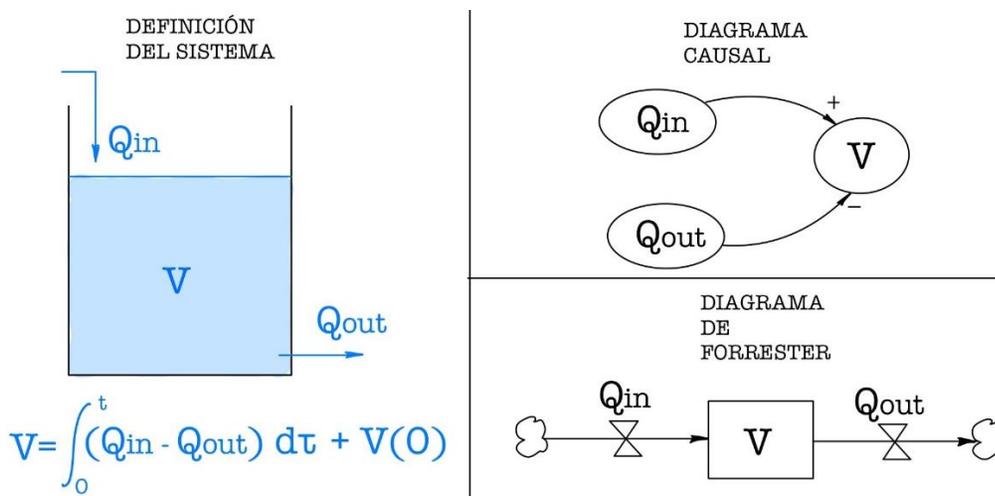
Fuente: (Martín García & Sterman, 2006)

$$\text{Stock}(t) = \int_{t_0}^t \text{Flujo}(\tau) d\tau + \text{Stock inicial} \quad (20)$$

A modo de ejemplo sencillo, en la Figura 37 se ilustra el diagrama causal junto al diagrama de Forrester asociado de un depósito de agua con flujos entrantes y salientes de materia.

Figura 37

Diagrama causal y de Forrester de un depósito de agua



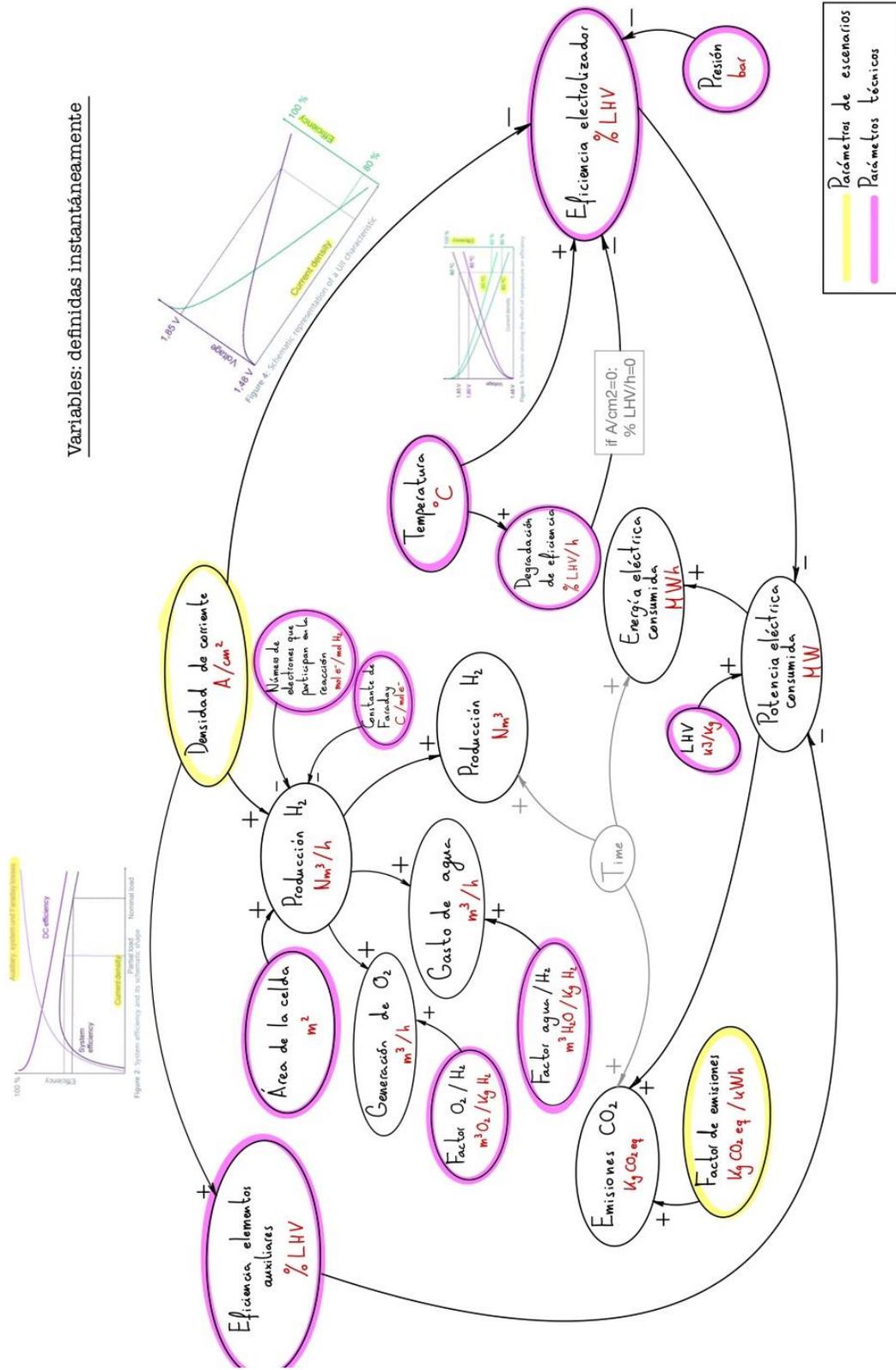
Fuente: elaboración propia

4.2.3. Modelo de un Electrolizador en Dinámica de Sistemas

Teniendo en cuenta lo expuesto en este apartado y en base al apartado 3.3.3, se ilustra en la Figura 38 y Figura 39 el diagrama causal y de flujo del funcionamiento de un electrolizador.

Figura 38

Diagrama causal del funcionamiento de un electrolizador

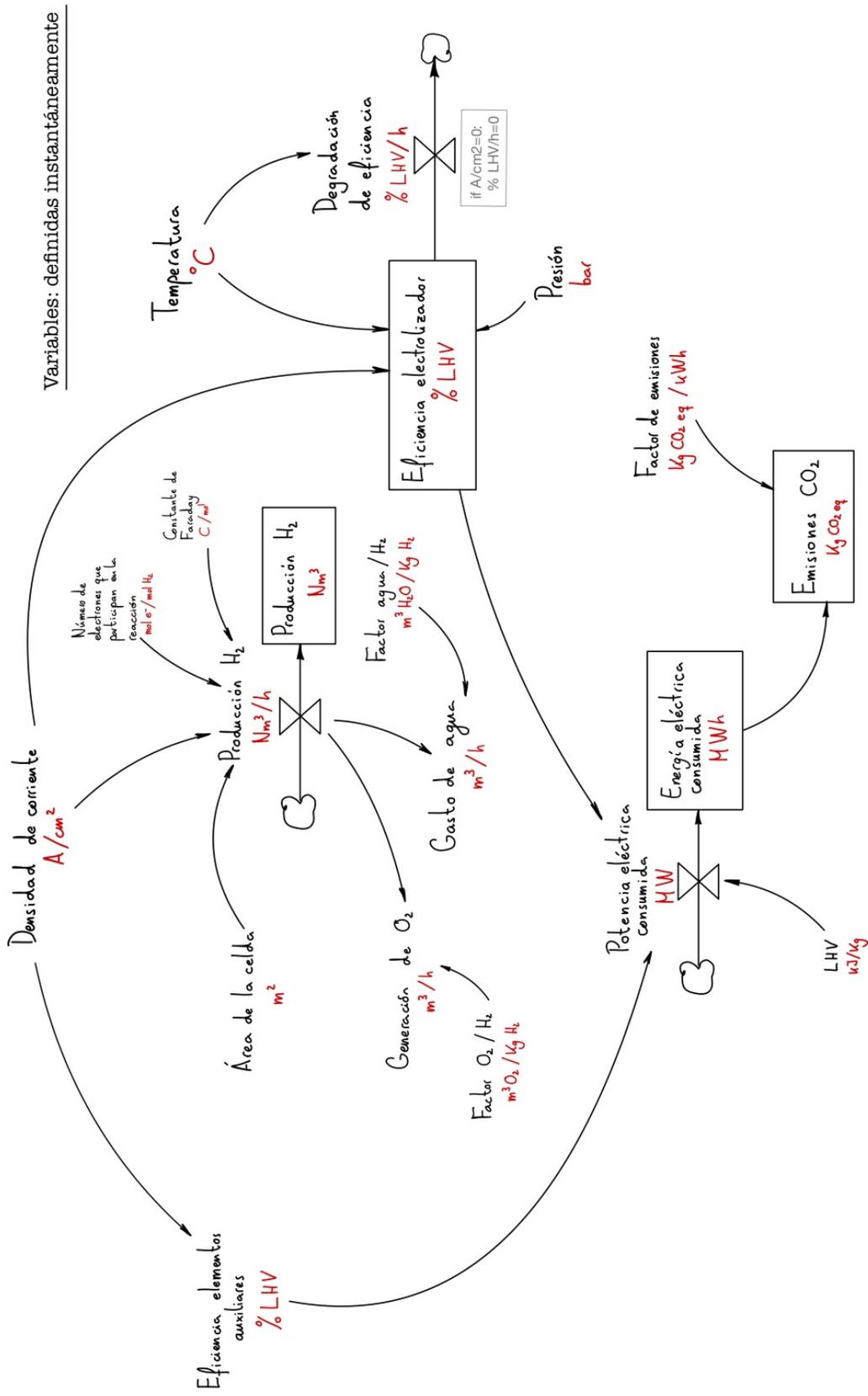


Variables: definidas instantáneamente

Fuente: elaboración propia

Figura 39

Diagrama de flujo del funcionamiento de un electrolizador



Fuente: elaboración propia

4.3. Entorno de Programación: Vensim DSS

Con objeto de plantear el modelo basado en la dinámica de sistemas se ha utilizado el software de simulación Vensim DSS. Con esta herramienta se puede construir un modelo a partir de su representación esquemática en forma de diagramas de flujo como los explicados en el apartado 4.2. El programa permite introducir las ecuaciones y parámetros que gobiernan las distintas variables del sistema en función del tiempo, aunque también dispone de otras funcionalidades típicas de un entorno de programación (aunque de manera limitada puesto que el principal propósito de Vensim es servir como herramienta gráfica y visual), a saber; representación de variables en forma vectorial, sentencias condicionales, aplicación de retardos en la información (*delays*), etc. Una vez se define el modelo, este es evaluado para un determinado paso temporal (*time step*) durante el tiempo de simulación establecido y a partir de un método de integración (técnica de Euler, en diferencias o métodos Runge – Kutta de paso fijo o variable). Asimismo, el programa además de simular el modelo puede llevar a cabo algoritmos de optimización paramétrica.

En la Figura 40 se muestra el diagrama de flujo representado en Vensim para un ejemplo de modelado de un circuito RL serie alimentado por una fuente de corriente continua. En el interior de cada una de las variables, ya sean constantes, flujos o stocks, se establecen las ecuaciones y los valores numéricos que definen el modelo, así como las unidades. En este caso, el stock vendría definido por la Ecuación (21), las variables de flujo por la Ecuación (22) y los parámetros constantes según la Ecuación (23).

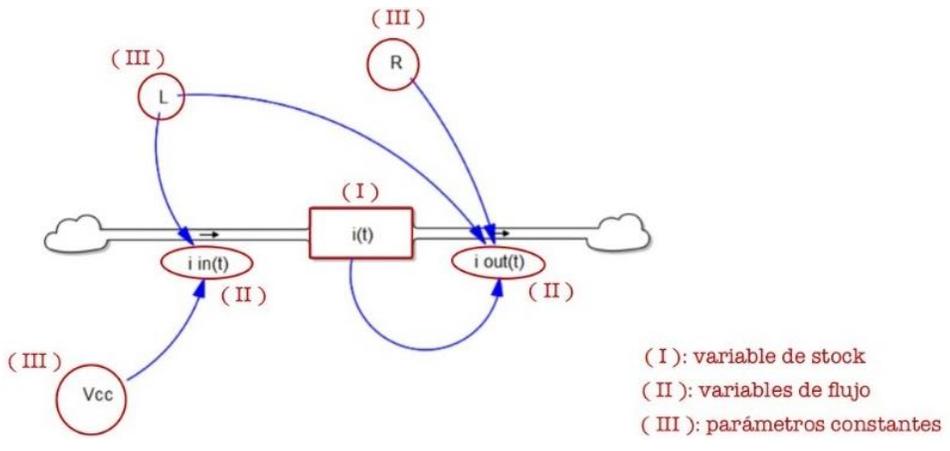
$$i(t) = \int_0^t (i_{in}(\tau) - i_{out}(\tau)) d\tau + i(0), \quad i(0) = 0 \text{ A} \quad (21)$$

$$i_{in}(t) = \frac{V_{CC}}{L}, \quad i_{out}(t) = \frac{R}{L} i(t) \quad (22)$$

$$V_{DC} = 10 \text{ V}, \quad R = 5 \Omega, \quad L = 1 \text{ H} \quad (23)$$

Figura 40

Modelado en Vensim de un circuito RL serie

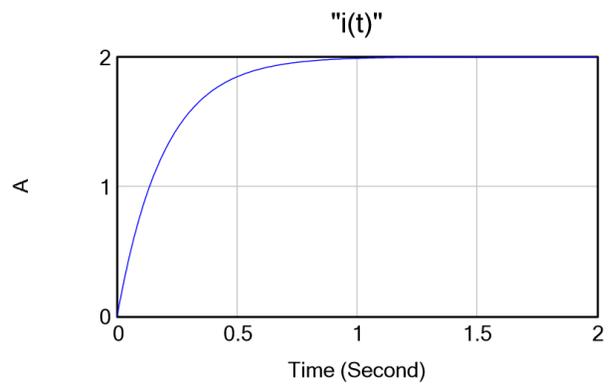


Fuente: elaboración propia

Seleccionando un método de integración (Euler, por ejemplo), un *time step* de 10 ms y un tiempo de simulación de 2 s, se simula el modelo y se obtienen los resultados; en la Figura 41 se muestra la evolución de la variable $i(t)$.

Figura 41

Resultado $i(t)$ de la simulación del circuito RL serie



Fuente: elaboración propia

4.4. Arquetipo del Modelo e Hipótesis de Modelado

Con objeto de modelar un sistema energético a nivel de la Unión Europea (UE–27), es decir, para un ámbito regional, resulta necesario asumir una serie de simplificaciones e hipótesis que permitan representar de manera fidedigna la cadena de suministro de hidrógeno en el sector industrial de la UE–27.

En primer lugar, como se ha dicho, el alcance del modelo se restringe al ámbito industrial de la UE–27 en su conjunto. Los sectores de consumo de hidrógeno considerados en la región son la industria petrolera para el refino del crudo y del biodiesel, el sector químico para la producción de amoníaco y metanol, y el sector del acero, contemplando la producción de acero primario vía HDRI – EAF, DRI – EAF y BF – BOF (siendo esta última planteada en oposición a las dos primeras con objeto de evaluar la descarbonización del sector del acero) y de acero secundario con arco eléctrico. La selección de estos sectores y tecnologías como parte de la demanda de hidrógeno en la industria europea se ha hecho en base a la revisión de literatura ((FCHO, 2022), (European Commission. Joint Research Centre., 2018), (European Hydrogen Backbone, 2021), (Agora Energiewende, 2021) y explicado en el apartado 3.2.2). Debe tenerse en cuenta que se han considerado los sectores de consumo de hidrógeno desde el punto de vista de la producción y no de la demanda; no debe confundirse “producción” con “demanda” puesto que son dos términos diferentes relacionados según la Ecuación (24). Esto quiere decir que al hablar de amoníaco, metanol, acero, crudo y biodiésel se entiende que forman parte de la producción en la UE–27 y no de la demanda de dichos productos en la región.

$$\text{Producción} = \text{Demanda} + \text{Exportaciones netas} \quad (24)$$

Para el propósito de este trabajo no se ha contemplado la demanda de hidrógeno como fuente de calor industrial debido a que su análisis se escapa del alcance de este estudio puesto que

resultaría necesario abordar la demanda de calor a partir de otras alternativas bajas en carbono como la electrificación o la biomasa (Agora Energiewende, 2021), vías que de hecho la International Energy Agency contempla como más prometedoras (IEA, 2019).

En cuanto a la producción de hidrógeno, se considera la vía SMR con gas natural como materia prima y combustible por ser la única ruta de generación de H₂ que se emplea actualmente en la Unión Europea ((Kakoulaki et al., 2021), (Agora Energiewende, 2021), (IEA, 2019), (FCHO, 2022), (European Hydrogen Backbone, 2021) y explicado en el apartado 3.2.4). Asimismo, se contempla la electrólisis como tecnología alternativa a la producción actual puesto que es la más prometedora para llevar a cabo la descarbonización del sistema según la literatura ((Acar & Dincer, 2019), (Younas et al., 2022), (Ji & Wang, 2021), (FCHO, 2022), (IEA, 2019)). La CCUS se descarta debido a su incertidumbre en cuanto a la baja neutralidad en carbono ((R. W. Howarth & Jacobson, 2021), (Alejandro de la Garza, 2021)). En cuanto a la producción de hidrógeno en forma de subproducto, no se tiene en cuenta puesto que este hidrógeno se recircula en aquellos procesos donde es generado; no supone un requerimiento *ex professo* por parte de la industria (justificado en el apartado 3.2.1).

Por cuestiones de simplicidad se supone que la producción de hidrógeno se consume *in situ* en cada uno de los sectores, lo que implica ausencia de almacenamiento (i.e. pérdidas nulas) y totalidad de la producción en forma cautiva (ver definición de “Instalaciones de producción cautiva” en el apartado 3.2.4). Esta suposición implica seguir las tendencias actuales en materia de producción y consumo de hidrógeno; en la actualidad la práctica totalidad de la generación tiene lugar *in situ* ((FCHO, 2022), (Hydrogen Europe, 2020), (IEA, 2021) y explicado en el apartado 3.2.4).

El horizonte temporal del modelo abarca el año 2020 hasta el 2050. Se parte de 2020 puesto que se trata de la fecha de la que se dispone de las estadísticas más actualizadas en el lado de la demanda (i.e. demanda de amoniaco, metanol, acero, etc.) y se llega hasta 2050 por ser el año de alcance de la mayor parte de previsiones y escenarios planteados en la literatura.

En materia de modelado, la mayor parte de las hipótesis tenidas en cuenta son las habituales de los modelos energéticos integrados en IAMs ((Blanco et al., 2022), (European Commission. Joint Research Centre., 2017), (PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, s. f.)), a saber; cálculo de los requerimientos energéticos y materiales a partir de intensidades de procesos y eficiencias, emisiones de CO₂ determinadas según los factores de emisión, aplicación de los conceptos de factor de capacidad y potencia instalada, adición de potencia instalada en base a políticas y retirada en función de la degradación de su eficiencia (ver apartado 4.4.1 donde se explican los conceptos aquí mencionados). Asimismo, las entradas aplicadas al modelo y que definen los escenarios pueden justificarse en base a las predicciones aportadas por la literatura o según políticas planteadas.

Otras hipótesis relativas al modelado son las siguientes:

- El modelo asociado a la producción vía electrólisis es genérico, es decir, no está asociado particularmente a ninguna tecnología de electrolizador (AEL, PEM, SOEC).
- El modelo asociado a la producción vía SMR tiene una capacidad infinita de producción²⁵. Se utiliza esta hipótesis por cuestiones de simplicidad argumentando que la capacidad instalada actualmente en la UE-27 es suficiente para cubrir la demanda y que el propósito del modelo consiste en plantear la sustitución progresiva de las instalaciones de SMR presentes en el sector industrial por electrolizadores.

²⁵ Esta simplificación es análoga a la hipótesis de “red de potencia infinita” habitualmente considerada en los problemas de Ingeniería Eléctrica para modelar la red eléctrica de suministro.

- La demanda de hidrógeno asociada al proceso tradicional de reducción directa (DRI – EAF) debe ser cubierta vía SMR obligatoriamente puesto que dicho proceso requiere de gas de síntesis producido a través de un proceso de reformado (justificado en el apartado 3.3.6).
- La demanda de hidrógeno cubierta vía electrólisis y SMR se distribuye de forma homogénea por sectores, es decir, si por ejemplo en un determinado instante el 70 % de la demanda se satisface con reformadores de metano, en cada uno de los sectores (excl. DRI – EAF) el 70 % de la producción de hidrógeno tiene lugar por reformado. Esta hipótesis es consistente con la sustitución progresiva de las instalaciones de SMR en la industria por electrolizadores.
- Puesto que la producción de acero vía BF – BOF solo se tiene en cuenta para evaluar la descarbonización del sector del acero, únicamente se consideran las emisiones asociadas a dicho proceso.

4.4.1. Definiciones y Conceptos Previos al Modelado

En este apartado se definen algunos términos técnicos cuya comprensión es imprescindible para abordar el modelado del sistema.

- Intensidad de proceso. Este parámetro permite calcular los requerimientos energéticos o materiales por unidad de producción en un determinado proceso. Se mide en unidades de insumo por unidades de producto. Aunque la intensidad de proceso pueda ser variable a nivel de planta (en función de la carga), en el modelo se asume un valor medio constante, aunque no excluyente de variar a lo largo de los años como consecuencia del desarrollo tecnológico (para el propósito de este trabajo se asume que las intensidades de proceso no cambian a lo largo de los años).

- Eficiencia de conversión. La eficiencia tiene implicaciones análogas a la intensidad de proceso (aunque este término suele utilizarse en procesos de conversión de energía, ver Ecuaciones (3) y (4)); por ejemplo, tal y como se explica en el apartado 3.3.3.4, la eficiencia de un electrolizador es función de múltiples factores, no obstante, para el modelo se considera un valor medio constante, únicamente influenciado por la degradación y el desarrollo tecnológico de los nuevos electrolizadores que se instalan a lo largo del tiempo.
- Factor de emisión. El factor de emisiones es un parámetro de intensidad que relaciona la huella de CO₂ proveniente del desarrollo de una determinada actividad. Estas emisiones pueden ser directas o indirectas; las primeras están asociadas a la entidad responsable de emitir dichas emisiones, por ejemplo, al proceso de reformado y combustión con gas natural en las instalaciones SMR. Las emisiones indirectas, por su parte, son las ocasionadas como consecuencia de la electricidad consumida y cuyo valor depende de las fuentes de generación en el mix eléctrico. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022)
- Factor de capacidad. El factor de capacidad (CF) de una planta se define como el cociente entre la energía generada/consumida en un determinado periodo ΔT por la instalación y la capacidad nominal de la instalación, según la Ecuación (25):

$$CF = \frac{\text{Energía en el periodo } \Delta T}{\text{Capacidad nominal} \cdot \Delta T} \quad (25)$$

A partir de CF y la capacidad nominal de la planta se puede determinar, para cada periodo ΔT , la energía generada/consumida.

4.5. Modelado

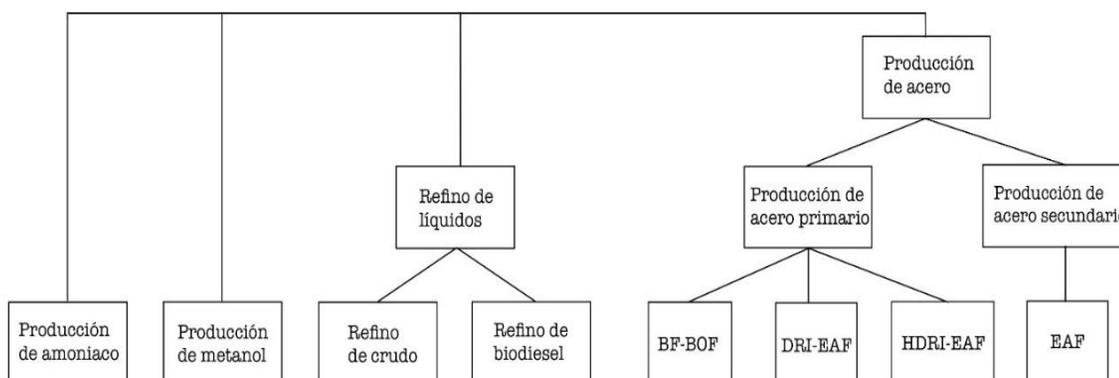
Con objeto de distribuir por secciones el proceso de modelado, se consideran los siguientes sub – módulos: Modelo de la Demanda de Hidrógeno, Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación, Modelo de la Producción de Hidrógeno vía Electrólisis, Modelo de la Producción de Hidrógeno vía SMR y Cálculo de las Emisiones de CO₂. A lo largo de la explicación del modelado se ilustran los diagramas de Forrester asociados; debe tenerse en cuenta que como paso previo a la implementación de estos diagramas en Vensim se han planteado los diagramas causales correspondientes, aunque por cuestiones de simplicidad en la explicación, estos últimos no se han incluido. Como norma general, en los diagramas mostrados en este apartado, las variables que se encuentran en el interior de un círculo son entradas/políticas/escenarios y aquellas escritas en mayúscula son parámetros técnicos cuyos valores se especifican en el apartado 4.6.

4.5.1. Modelo de la Demanda de Hidrógeno

La demanda de hidrógeno se modela a partir de las intensidades de proceso de la producción de amoníaco, metanol, acero y refino del crudo y biodiésel. En la Figura 42 se presenta un esquema con los sectores de la demanda de acuerdo con las hipótesis del apartado 4.4.

Figura 42

Esquema de los sectores de la demanda considerados en el modelo

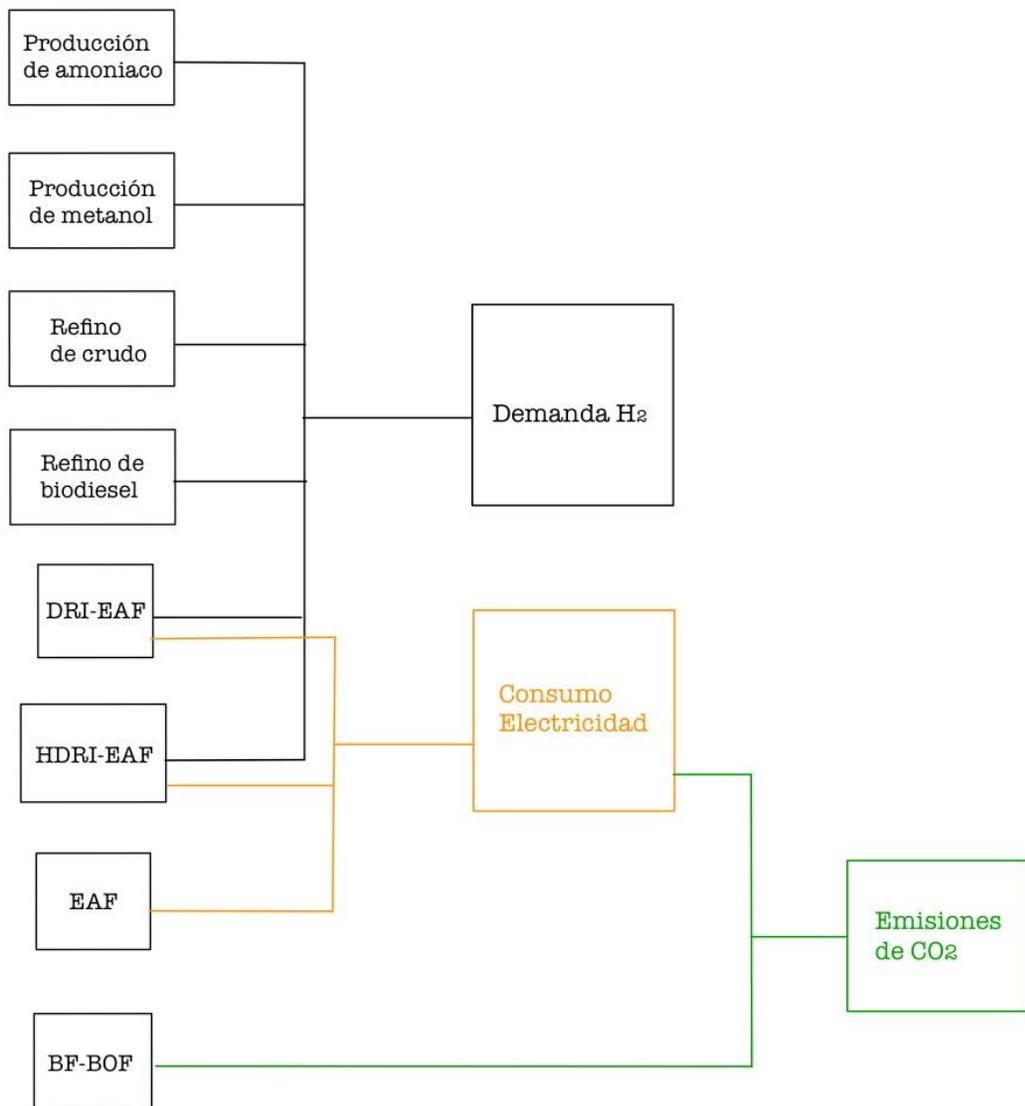


Fuente: elaboración propia

Los insumos energéticos de cada uno de los procesos se han detallado en el fundamento teórico de los apartados 3.3.4, 3.3.5 y 3.3.6; en cualquier caso, a modo de resumen se representa en la Figura 43 los consumos energéticos y las emisiones de CO₂ asociadas (si las hubiere) que se han considerado para el modelo.

Figura 43

Resumen de insumos energéticos y emisiones de los sectores de la demanda

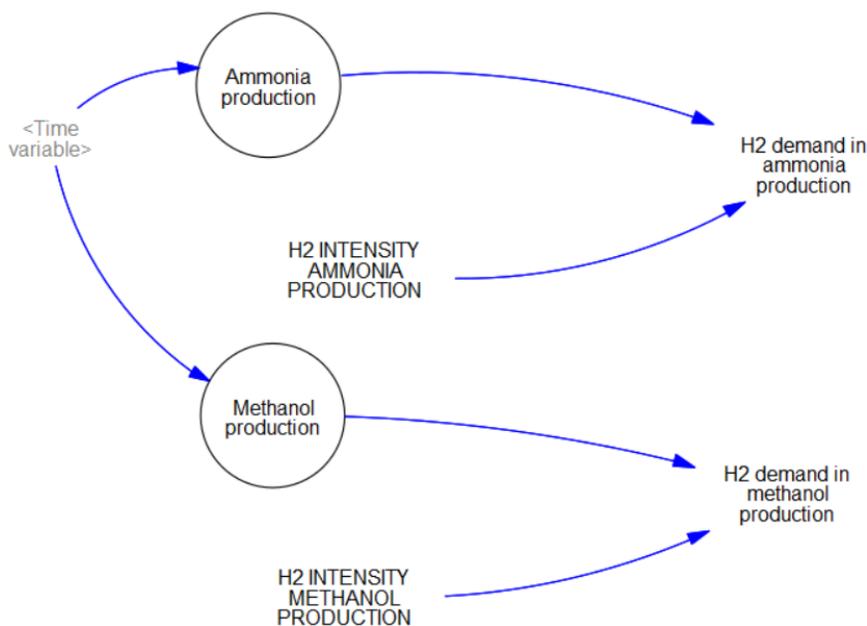


Nota: las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno se incluyen en el proceso de generación (electrólisis o SMR). Fuente: elaboración propia

Para el caso del amoniaco y el metanol, el diagrama causal implementado en Vensim es el que se muestra en la Figura 44; la demanda de hidrógeno es función de la producción y de las intensidades de los procesos de síntesis de amoniaco y de metanol (explicados en el apartado 3.3.5), según las Ecuaciones (26) y (27), donde las intensidades vienen dadas en unidades de masa de hidrógeno por masa de producto (amoniaco o metanol) y la producción de amoniaco, metanol y demanda de hidrógeno en unidades de masa por unidad de tiempo (i.e. gasto másico). Nótese que la producción de amoniaco y metanol varía con el tiempo (“Time variable”).

Figura 44

Diagrama de Forrester para la producción de amoniaco y metanol



Nota: “Time variable” hace referencia a una variable temporal; Time variable $\in \mathbb{R}^+ \cup \{0\}$. Fuente: elaboración propia

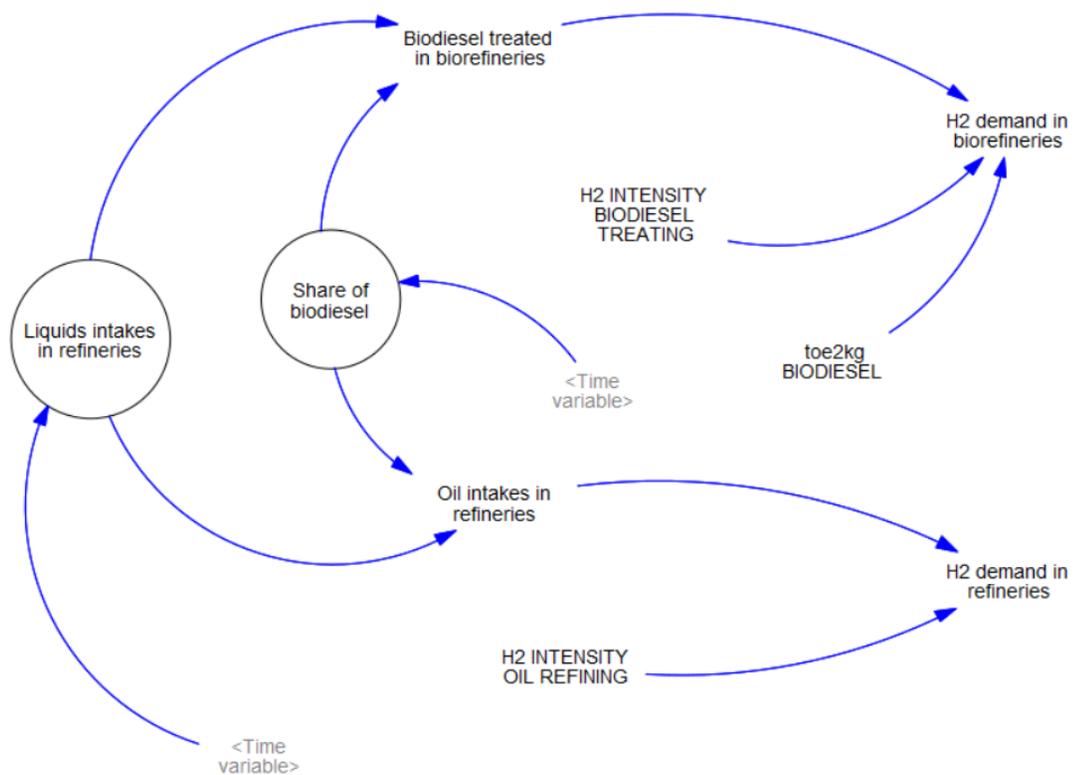
$$\text{H2 demand in ammonia production} = \text{H2 INTENSITY AMMONIA PRODUCTION} \cdot \text{Ammonia production} \quad (26)$$

$$\text{H2 demand in methanol production} = \text{H2 INTENSITY METHANOL PRODUCTION} \cdot \text{Methanol production} \quad (27)$$

En el caso de las refinерías, la demanda de hidrógeno asociada también se rige por las intensidades de proceso (hidrotratamiento e hidrocrqueo, vistos en el apartado 3.3.4), aunque en este caso debe tenerse en cuenta que parte de la producción de líquidos refinados se dedica al tratamiento de biodiésel. Ver Figura 45 donde se ilustra el diagrama causal en Vensim del sector de las refinерías.

Figura 45

Diagrama de Forrester para la producción de líquidos refinados



Fuente: elaboración propia

Para modelar este sector, se considera una producción total de líquidos refinados (“Liquids intakes in refineries”) en unidades energéticas por unidad de tiempo, en concreto, en toneladas equivalentes de petróleo (toe) por unidad de tiempo que se distribuye entre el crudo refinado (“Oil intakes in refineries”) y el biodiésel (“Biodiesel treated in biorefineries”) a través del factor “Share

of biodiesel”, que es un parámetro adimensional variable en el tiempo y definido en el rango²⁶ (0, 1). Las expresiones asociadas son las correspondientes a las Ecuaciones (28) y (29).

$$\text{Biodiesel treated in biorefineries} = \text{Share of biodiesel} \cdot \text{Liquids intakes in refineries} \quad (28)$$

$$\text{Oil intakes in refineries} = (1 - \text{Share of biodiesel}) \cdot \text{Liquids intakes in refineries} \quad (29)$$

A partir de la producción de biodiesel y de crudo refinado junto con sus intensidades de proceso correspondientes se puede determinar la demanda de hidrógeno (en unidades de gasto másico) en cada caso, de forma análoga a las Ecuaciones (26) y (27). Asimismo, puesto que las intensidades de proceso vienen dadas en unidades de masa de hidrógeno por masa de líquido refinado y la producción de cada uno de los líquidos en unidades energéticas, es necesario tener en cuenta las densidades energéticas para ser coherente con las unidades. En la Tabla 3 se muestran las densidades energéticas del biodiésel y del crudo.

Tabla 3

Densidades energéticas del crudo y del biodiesel

Combustible	Densidad energética (GJ/kt)	Densidad energética (toe/kt)
Crudo	41868	1000
Biodiesel	37000	883.7

Nota: 1 toe = 41.868 GJ. Fuente: adaptado de (IDAE, s. f.)

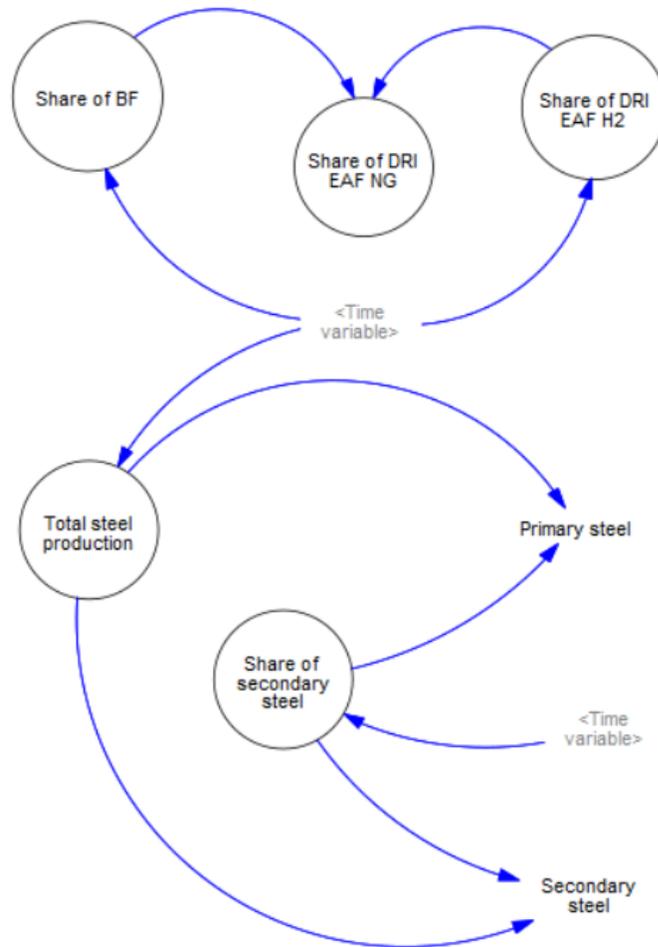
La demanda del sector del acero se modela teniendo en cuenta la proporción de la producción que cubre cada tecnología, esto es, la producción de acero primario vía BF – BOF, DRI – EAF y HDRI – EAF y la producción de acero secundario con arco eléctrico (ver diagrama

²⁶ A partir de sentencias condicionales programadas en Vensim se puede limitar el valor de una variable en un rango determinado.

causal en la Figura 46). En la Tabla 4 se recogen las definiciones de cada uno de los términos involucrados en el diagrama causal.

Figura 46

Diagrama de Forrester para la cobertura de la producción de acero



Fuente: elaboración propia

Así pues, la producción de acero primario y secundario se calcula con expresiones análogas a las Ecuaciones (28) y (29). En cuanto a la proporción de la producción que cubre cada tecnología, se fijan las variables “Share of DRI EAF H2” y “Share of BF” y se determina el valor de “Share of DRI EAF NG” de acuerdo con la restricción de la Ecuación (30) y teniendo en cuenta que dichas variables están definidas en el intervalo (0, 1).

$$\text{Share of DRI EAF NG} + \text{Share of DRI EAF H2} + \text{Share of BF} = 1 \quad (30)$$

Tabla 4

Variables del modelo asociadas a la cobertura de la demanda de acero

Variable	Significado
Total steel production	Producción total de acero en unidades de masa
Primary steel	Producción de acero primario en unidades de masa
Secondary steel	Producción de acero secundario en unidades de masa
Share of secondary steel	Proporción sobre el total de la producción correspondiente al acero secundario definida en el intervalo (0, 1)
Share of DRI EAF NG	Proporción sobre la producción de acero primario correspondiente a la ruta DRI – EAF definida en el intervalo (0, 1)
Share of DRI EAF H2	Proporción sobre la producción de acero primario correspondiente a la ruta HDRI – EAF definida en el intervalo (0, 1)
Share of BF	Proporción sobre la producción de acero primario correspondiente a la ruta tradicional BF – BOF en el intervalo (0, 1)

Fuente: elaboración propia

Una vez determinados los valores de producción de acero para cada ruta, se calculan los insumos energéticos en cada caso, a partir de las intensidades de proceso.

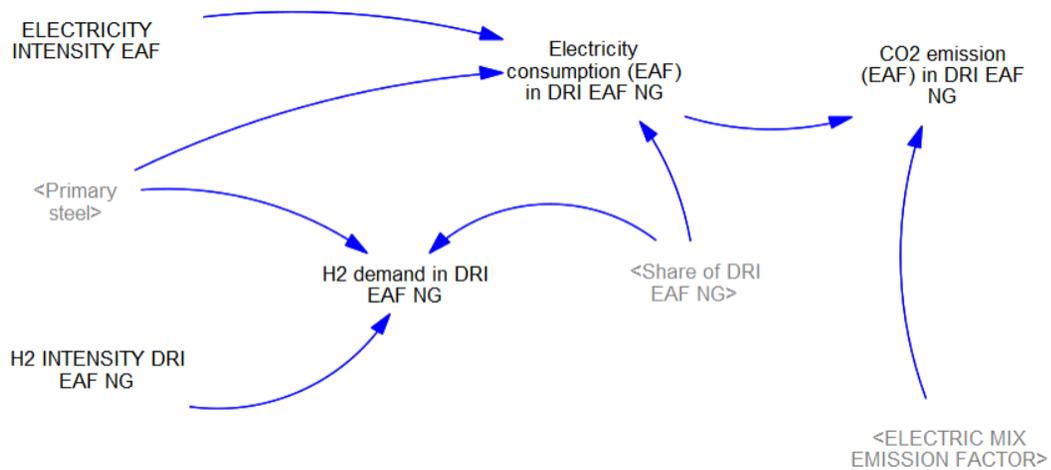
Para el caso de la producción de acero primario vía DRI – EAF, en base a lo expuesto en el apartado 3.3.6, los consumos energéticos se dan en forma de electricidad en el arco eléctrico e hidrógeno producido vía SMR. El diagrama causal correspondiente a este proceso se ilustra en la Figura 47, estando definido por las ecuaciones (31) y (32). La intensidad de hidrógeno (“H2 INTENSITY DRI EAF NG”) se mide en unidades de masa de hidrógeno por masa de acero producido, y la intensidad de energía eléctrica (“ELECTRICITY INTENSITY EAF”) en unidades de energía eléctrica por masa de acero producido.

$$\text{H2 demand in DRI EAF NG} = \text{H2 INTENSITY DRI EAF NG} \cdot \text{Share of DRI EAF NG} \cdot \text{Primary steel} \quad (31)$$

$$\text{Electricity consumption (EAF) in DRI EAF NG} = \text{ELECTRICITY INTENSITY EAF} \cdot \text{Share of DRI EAF NG} \cdot \text{Primary steel} \quad (32)$$

Figura 47

Diagrama de Forrester para la producción de acero vía DRI – EAF



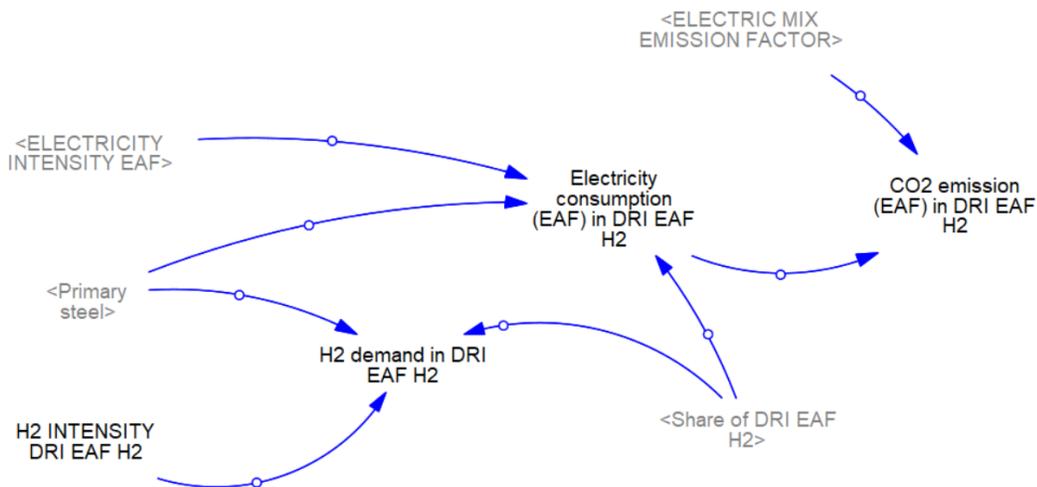
Nota: el tratamiento de las emisiones de CO₂ se analiza en el apartado 4.5.5. Fuente: elaboración propia

El tratamiento de la producción de acero primario vía HDRI – EAF es análogo al de la ruta DRI – EAF, pero en este caso el hidrógeno puede ser electrolítico. En la Figura 48 se muestra el diagrama causal del proceso, el cual se define a partir de expresiones semejantes a las Ecuaciones (31) y (32). Nótese que la intensidad de hidrógeno por unidad de acero producido es distinta que la intensidad de la ruta DRI – EAF, siendo este último proceso menos intenso en materia de hidrógeno.

En cuanto al acero secundario (ver diagrama causal en la Figura 49), únicamente consume energía eléctrica en el arco eléctrico, cuyo valor se cuantifica con la intensidad de electricidad según la Ecuación (33).

Figura 48

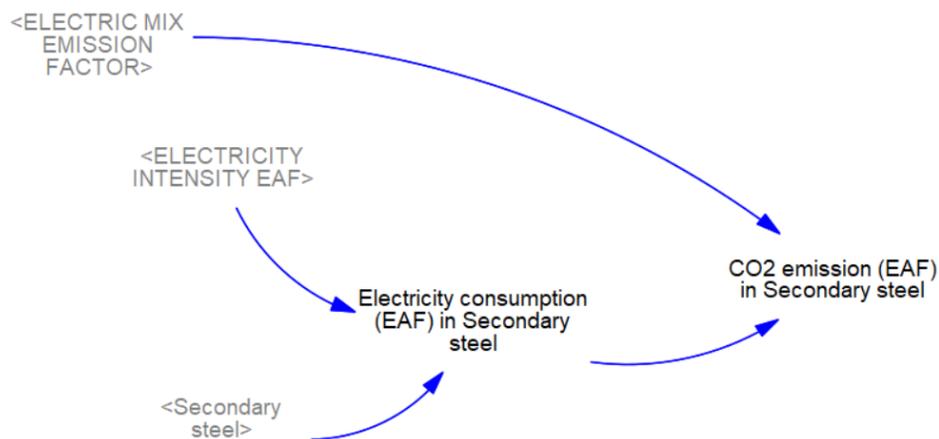
Diagrama de Forrester para la producción de acero vía HDRI – EAF



Nota: el tratamiento de las emisiones de CO₂ se analiza en el apartado 4.5.5. Fuente: elaboración propia

Figura 49

Diagrama de Forrester para la producción de acero secundario



Nota: el tratamiento de las emisiones de CO₂ se analiza en el apartado 4.5.5. Fuente: elaboración propia

$$\text{Electricity consumption (EAF) in Secondary steel} = \text{ELECTRICITY INTENSITY EAF} \cdot \text{Secondary steel} \quad (33)$$

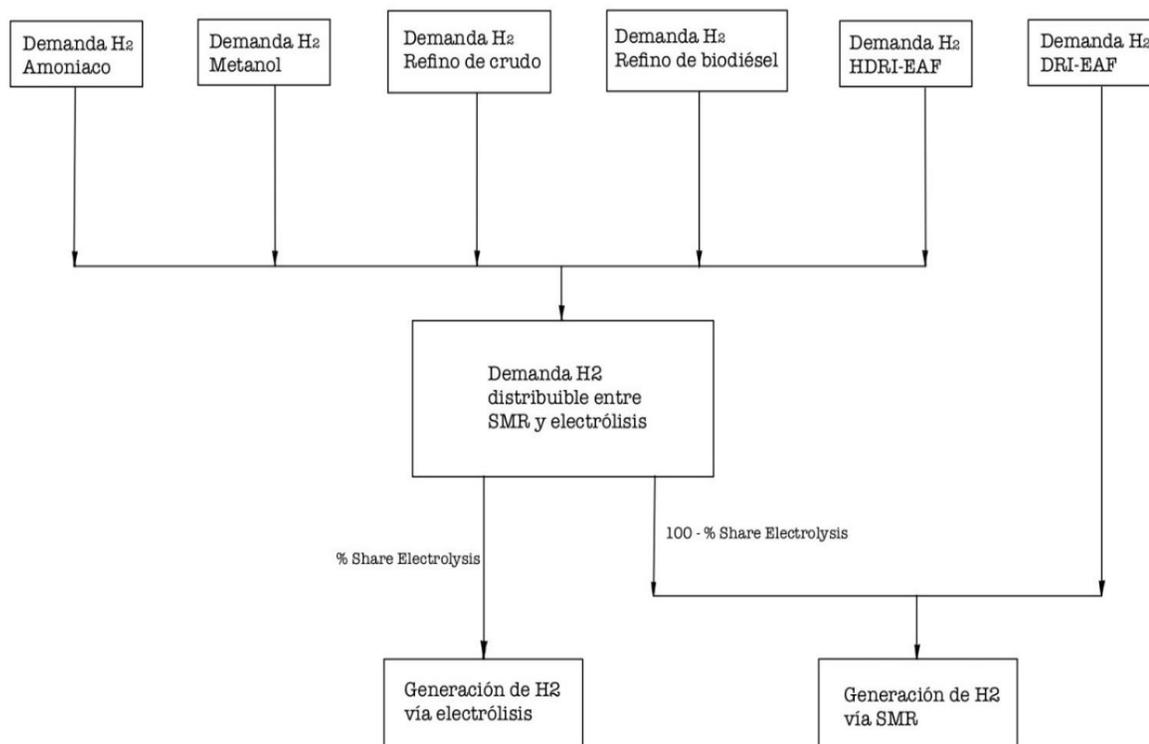
Por último, para la producción de acero vía BF – BOF (a partir del carbón de coque) únicamente se ha modelado el cálculo de las emisiones de CO₂ asociadas (ver apartado 4.5.5) con objeto de analizar la descarbonización del sector del acero.

4.5.2. Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación

Una vez determinada la demanda de hidrógeno en cada sector se reparte el total entre las tecnologías de generación (electrólisis y SMR). Como ya se ha dicho, únicamente la demanda de hidrógeno en la producción de acero vía DRI – EAF requiere ser producida necesariamente vía SMR; el resto de la demanda se distribuye uniformemente entre los electrolizadores y los reformadores de metano, tal y como se ilustra en la Figura 50.

Figura 50

Esquema de la distribución de la demanda de hidrógeno entre tecnologías



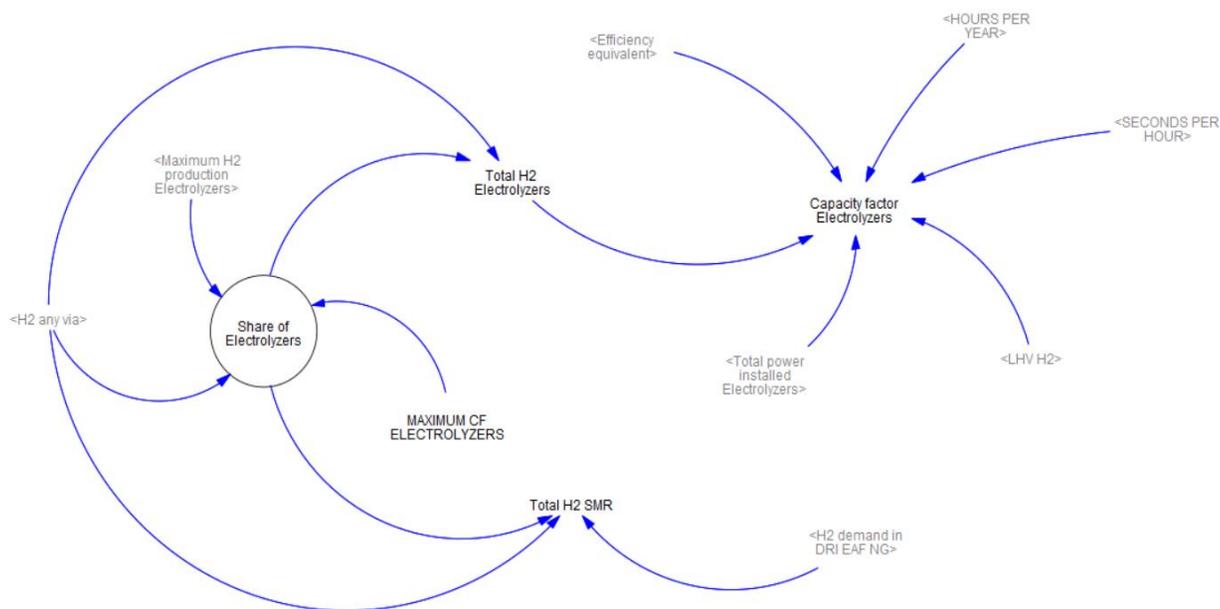
Fuente: elaboración propia

De acuerdo con las hipótesis establecidas en el apartado 4.4, se supone que el reparto de la demanda de hidrógeno (% Share Electrolysis) sobre cada uno de los sectores (excl. DRI – EAF) es el mismo en todos los casos. Este hecho se tendrá en cuenta a la hora de evaluar las emisiones de CO₂ en el apartado 4.5.5.

La implementación en Vensim del diagrama causal correspondiente a la distribución de la demanda entre tecnologías de generación se ilustra en la Figura 51, donde “H₂ any via” es la demanda de hidrógeno distribuible entre electrolizadores y SMR, “Share of Electrolyzers” es la proporción del hidrógeno anterior dedicado a la generación vía electrólisis, “Total H₂ Electrolyzers” es el hidrógeno que ha de ser producido con electrolizadores y “Total H₂ SMR” con el proceso SMR. Las expresiones que permiten calcular estas dos últimas variables se muestran en las Ecuaciones (34) y (35).

Figura 51

Diagrama de Forrester para la distribución de la demanda de H₂



Fuente: elaboración propia

$$\text{Total H2 Electrolyzers} = \text{Share of Electrolyzers} \cdot \text{H2 any via} \quad (34)$$

$$\text{Total H2 SMR} = \text{H2 demand in DRI EAF NG} + (1 - \text{Share of Electrolyzers}) \cdot \text{H2 any via} \quad (35)$$

A pesar de que la variable “Share of Electrolyzers” pueda ser definida arbitrariamente como una entrada del modelo, tiene un límite dado en función del factor de capacidad máxima de las instalaciones electrolíticas²⁷ (“MAXIMUM CF ELECTROLYZERS”) y de la máxima producción posible de hidrógeno vía electrólisis en unidades de gasto másico (“Maximum H2 production Electrolyzers”), que a su vez es función de la potencia instalada de electrolizadores (ver apartado 4.5.3). Así pues, la restricción se formula según la Ecuación (36).

$$0 < \text{Share of Electrolyzers} < \frac{\text{MAXIMUM CF ELECTROLYZERS} \cdot \text{Maximum H2 production Electrolyzers}}{\text{H2 any via}} < 1 \quad (36)$$

Conociendo el gasto másico de hidrógeno que ha de ser producido con electrólisis, se determina el factor de capacidad asociado a la potencia instalada de electrolizadores (“CF Electrolyzers”), según la Ecuación (37).

$$\text{CF Electrolyzers} = \frac{\text{Total H2 Electrolyzers} \cdot \text{LHV H2}}{\text{Efficiency equivalent} \cdot \text{Total power installed Electrolyzers}} \quad (37)$$

Donde “LHV H2” es el poder calorífico inferior del hidrógeno, “Efficiency equivalent” es la eficiencia equivalente del conjunto de electrolizadores instalados en base LHV y “Total power installed Electrolyzers” es la potencia instalada de electrolizadores. El sentido y significado de cada uno de estos términos se analiza con detalle en el apartado 4.5.3 Modelo de la Producción de Hidrógeno vía Electrólisis.

Para el caso de las instalaciones SMR no ha lugar el cálculo de ningún factor de capacidad puesto que se asume una capacidad ilimitada de generación a través de esta ruta.

²⁷ Se define un factor de capacidad máximo en las instalaciones con electrolizadores con objeto de tener en cuenta la indisponibilidad como consecuencia de paradas de mantenimiento, revisiones técnicas, etc.

4.5.3. Modelo de la Producción de Hidrógeno vía Electrólisis

El modelo planteado para el electrolizador parte del diagrama de flujo de la Figura 37, en este caso se requiere de un *stock* asociado a la potencia total instalada de electrolizadores, además del *stock* relativo a la eficiencia, cuyo valor se degrada a medida que se utiliza el electrolizador, independientemente de la carga a la que esté sometido (Buttler & Spliethoff, 2018). El *stock* de potencia instalada aumenta al introducir electrolizadores nuevos y disminuye al retirarlos, como consecuencia de que su eficiencia caiga por debajo de un determinado valor (Fuel cells and hydrogen, 2014). Sin embargo, para que este planteamiento sea posible y se asemeje a la realidad debe plantearse una desagregación de los electrolizadores instalados en función del tiempo, ya que cada uno de ellos, dependiendo del instante en que se hayan instalado y el tiempo durante el que hayan estado funcionando, tendrán una eficiencia distinta y por tal motivo se retirarán del *stock* en momentos diferentes. La consideración de este hecho en el modelado se conoce como *vintaging* y para aplicarlo resulta imprescindible trabajar con matrices en Vensim.

Como paso previo a la técnica del *vintaging*, supongamos que conocemos la potencia total instalada de electrolizadores y una eficiencia que denominaremos “eficiencia equivalente”, que da cuenta de una eficiencia media (equivalente) del conjunto de electrolizadores instalados (sendas variables se obtienen como consecuencia de aplicar el *vintaging*; más adelante se desarrollan estos conceptos). De forma semejante al modelo de un único electrolizador visto en la Figura 39, el diagrama de flujo que permite calcular los insumos materiales del conjunto de electrolizadores instalados se ilustra en la Figura 52, donde, como puede observarse, se determina el consumo de agua y electricidad en función de la potencia instalada (“Total power installed Electrolyzers”), el

factor de capacidad²⁸ (“Capacity factor Electrolyzers”) y la demanda de hidrógeno (“Total H2 Electrolyzers”), siendo la primera de ellas procedente del *venting* y las otras dos del sub – módulo “Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación”. Las expresiones de cálculo del consumo de electricidad y de agua vienen dadas en las Ecuaciones (38) y (39).

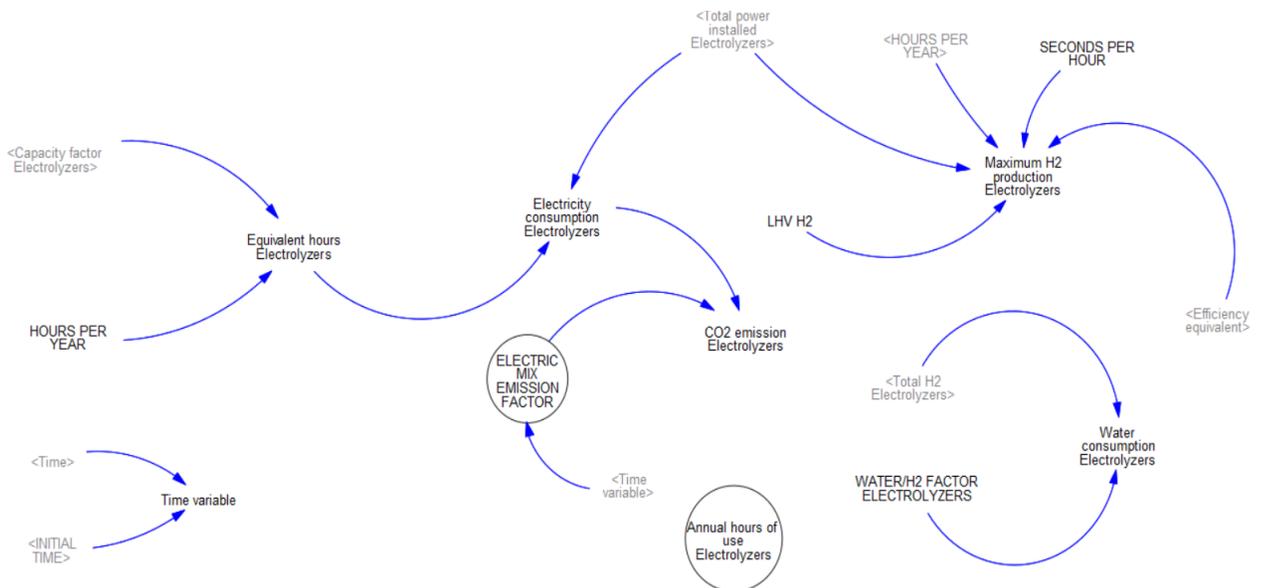
$$\text{Electricity consumption Electrolyzers} = \text{Equivalent hours Electrolyzers} \cdot \text{Total power installed Electrolyzers} \quad (38)$$

$$\text{Water consumption Electrolyzers} = \text{WATER/H2 FACTOR ELECTROLYZERS} \cdot \text{Total H2 Electrolyzers} \quad (39)$$

El consumo eléctrico tiene unidades de tasa energética (energía por unidad de tiempo) y el agua, volumen por unidad de tiempo.

Figura 52

Diagrama de Forrester del modelo de producción de H₂ vía electrólisis



Nota: el tratamiento de las emisiones de CO₂ se analiza en el apartado 4.5.5. Fuente: elaboración propia

²⁸ El factor de capacidad es un parámetro adimensional que también puede darse en forma de horas equivalentes anuales (horas/año; sigue siendo adimensional), según: “Equivalent hours Electrolyzers” = “Capacity factor Electrolyzers” · “HOURS PER YEAR” (8760 h/año).

Nótese que en este diagrama se calcula la producción máxima de hidrógeno vía electrólisis (“Maximum H2 production Electrolyzers”, utilizada en el sub – módulo Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación y cuya expresión es función de la potencia instalada y la eficiencia equivalente, según la Ecuación (40).

$$\text{Maximum H2 production Electrolyzers} = \frac{\text{Total power installed Electrolyzers} \cdot \text{Efficiency equivalent}}{\text{LHV H2}} \quad (40)$$

Adicionalmente, en el diagrama de Forrester aparece la variable “Annual hours of use Electrolyzers”, que se refiere al número de horas anuales que el conjunto de los electrolizadores ha estado en funcionamiento, independientemente del régimen de carga y que, por tanto, determina la degradación de eficiencia de los electrolizadores. Se trata de una variable que en principio puede ser exógena al modelo.

A continuación, se explica la técnica *vinotaging* empleada en el modelo. Primeramente, atiéndase a la Figura 53.

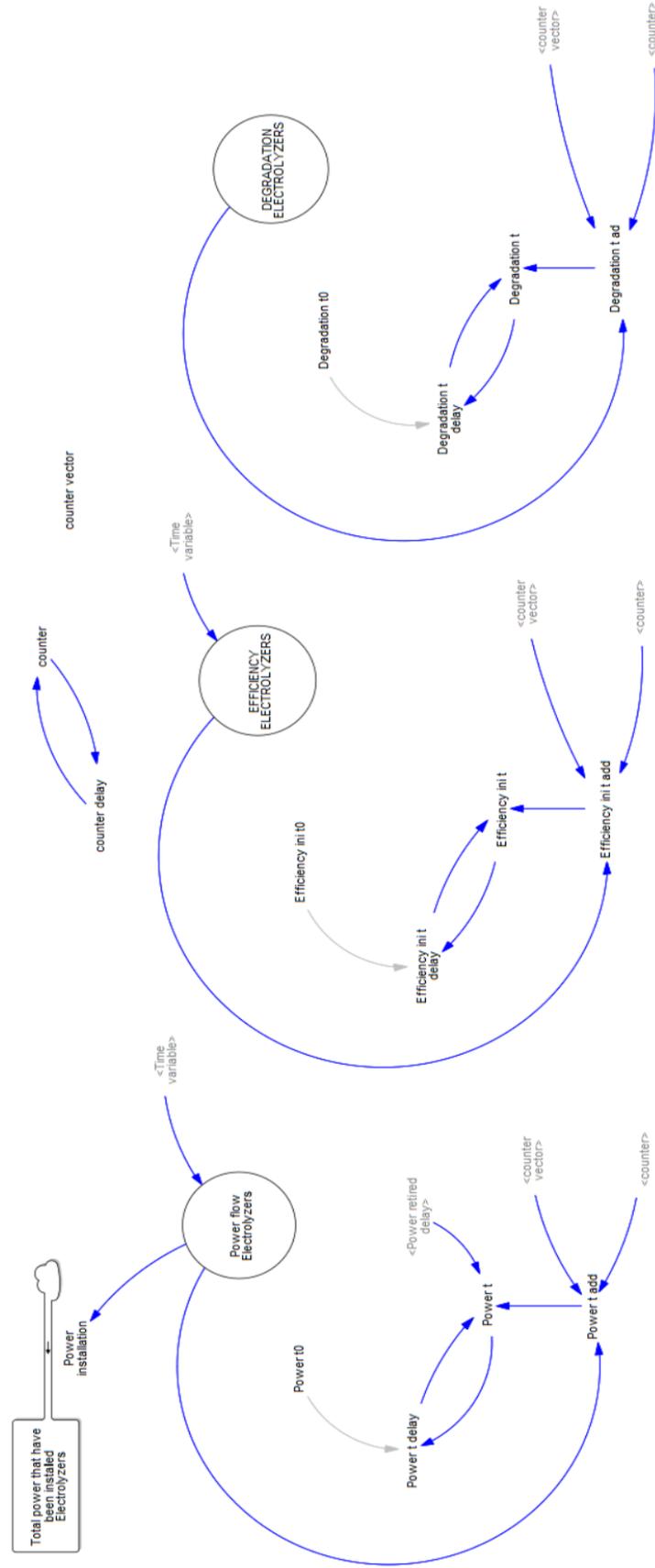
Las variables “Power flow Electrolyzers”, “EFFICIENCY ELECTROLYZERS” y “DEGRADATION ELECTROLYZERS” son escalares y dependientes del tiempo. La primera de ellas denota la tasa de variación por unidad de tiempo de la potencia que se instala en el sistema instantáneamente (potencia nominal instalada por unidad de tiempo instantánea), la segunda la eficiencia²⁹ inicial asociada a la potencia instalada en cada instante de tiempo y la tercera la degradación de eficiencia³⁰ correspondiente a la potencia instalada. Esto implica que en cada instante t (“Time variable”) se define la potencia nominal instalada, junto a la eficiencia inicial y degradación correspondiente a dicha instalación.

²⁹ Las eficiencias y las tasas de variación por unidad de tiempo de la degradación del modelo de producción electrolítica se miden en base LHV.

³⁰ En este modelo la degradación de eficiencia asociada a la variable “DEGRADATION ELECTROLYZERS” se define como la proporción de la eficiencia que se pierde por cada hora de utilización del electrolizador.

Figura 53

Diagrama de Forrester: vintage asociado a la producción electrolítica (1)



Fuente: elaboración propia

Para implementar correctamente el *vintaging* es necesario almacenar en un vector los valores de potencia instalada, eficiencia y degradación correspondientes a cada instante temporal. Con este propósito, se define el vector “counter vector” y las variables escalares “counter” y “counter delay”, cuyas expresiones se reflejan en las Ecuaciones (41), (42) y (43).

$$\text{counter vector} = \begin{bmatrix} \text{counter vector } [y_0] \\ \text{counter vector } [y_1] \\ \text{counter vector } [y_2] \\ \dots \\ \text{counter vector } [y_{(n-1)}] \\ \text{counter vector } [y_n] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 2 \\ \dots \\ n-1 \\ n \end{bmatrix} \quad (41)$$

$$\text{counter}(t) = \text{counter delay}(t) + 1 \quad (42)$$

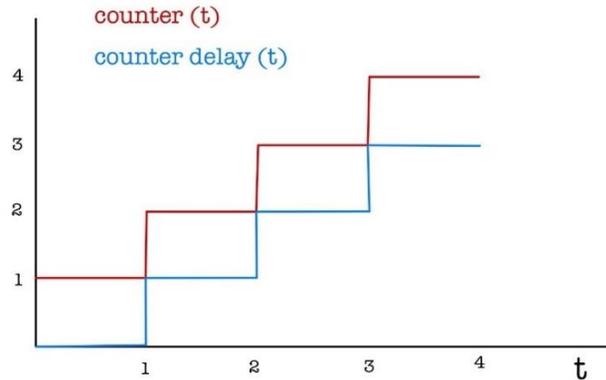
$$\text{counter delay}(t) = \text{counter}(t - 1), \quad \text{counter delay}(0) = 0 \quad (43)$$

Donde $y_0, y_1, y_2 \dots y_n$ hace referencia a las posiciones de los vectores que aparezcan en el modelo, con la única condición de que n sea mayor que el tiempo de simulación puesto que cada una de dichas posiciones se corresponde con un rango temporal unitario, es decir, y_0 con $t \in [0,1)$, y_1 con $t \in [1,2)$, y_2 con $t \in [2,3)$, etc. En cuanto a las variables $\text{counter}(t)$ y $\text{counter delay}(t)$, tal y como funciona la función *delay* de Vensim, estas incrementan su valor tras el transcurso de una unidad temporal, tal y como se ilustra en la Figura 54; la utilización de $\text{counter delay}(t)$ únicamente tiene lugar para permitir que la variable $\text{counter}(t)$ aumente su valor unitariamente (de forma discreta) tras el transcurso de una unidad temporal.

La variable “Power t add” es un vector definido en las posiciones y_0, y_1, y_2 , etc. según la Ecuación (44) y que almacena en dichas posiciones la información de “Power flow Electrolyzers” en el rango temporal correspondiente, es decir, en la posición y_1 almacena el valor de “Power flow Electrolyzers” instalado en el rango $t \in [1,2)$, en la posición y_2 almacena el valor de “Power flow Electrolyzers” instalado en el rango $t \in [2,3)$, etc. tal y como se ilustra en la Figura 55.

Figura 54

Evolución temporal de counter(t) y counter delay(t)



Fuente: elaboración propia

$$\text{Power t add}(t) = \begin{bmatrix} \text{Power t add } [y0](t) \\ \text{Power t add } [y1](t) \\ \text{Power t add } [y2](t) \\ \dots \\ \text{Power t add } [yn](t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \text{Power flow Electrolyzers}(t) \mid t \in [1,2), \text{ else } = 0 \\ \text{Power flow Electrolyzers}(t) \mid t \in [2,3), \text{ else } = 0 \\ \dots \\ \text{Power flow Electrolyzers}(t) \mid t \in [n, n + 1), \text{ else } = 0 \end{bmatrix} \quad (44)$$

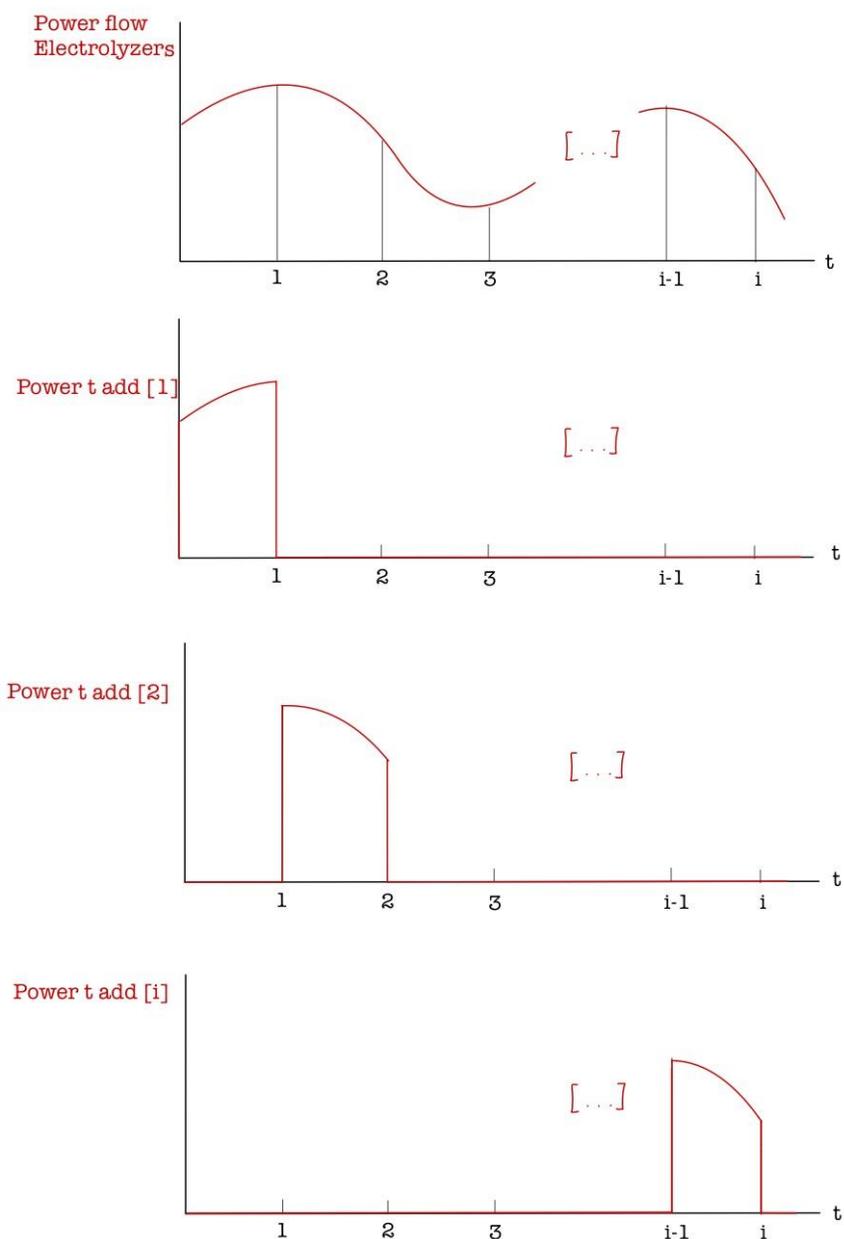
Esta forma funcional de las componentes de $\text{Power t add}(t)$ solo es posible gracias a la variable $\text{counter}(t)$, ya que desde Vensim se compara el valor de “ y_i ” con el de $\text{counter}(t)$ y en caso de coincidir³¹, se almacena el valor de “Power flow Electrolyzers” en la componente “ y_i ” de “Power t add”. Seguidamente, la variable “Power t”, otro vector definido en las posiciones y_0, y_1, y_2 , etc, utiliza los valores de “Power t add” para disponer de la información relativa a la potencia instalada por unidad de tiempo y que además, dispone de la variable “Power t retired delay” (vector de semejantes características que da cuenta de los electrolizadores retirados en cada instante de tiempo; se detalla su funcionalidad más adelante) para que en caso de retirar dicha potencia, la componente sea nula puesto que en ese caso tales instalaciones no existirían. Además, dado que “Power t” se trata de una variable auxiliar (no persistente), no es capaz de almacenar su valor anterior tras el transcurso de cada *time step* de la simulación, por lo que requiere de la variable

³¹ Por ejemplo, y_1 coincide con $\text{counter}(t)$ cuando $t \in [1,2)$, y_2 coincide con $\text{counter}(t)$ cuando $t \in [2,3)$, etc.

“Power t delay”, que no es más que el valor anterior de “Power t”. Las expresiones analíticas de este compendio de variables se muestran en las Ecuaciones (45) y (46), donde “Power t0” es la potencia instalada por unidad de tiempo correspondiente al instante inicial.

Figura 55

Evolución temporal de las componentes de Power t add(t)



Fuente: elaboración propia

$$\text{Power } t = \begin{bmatrix} \text{Power } t [y_0](t) \\ \text{Power } t [y_1](t) \\ \text{Power } t [y_2](t) \\ \dots \\ \text{Power } t [y_n](t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{Power } t \text{ delay}[y_0](t) & - \text{Power } t \text{ retired delay } [y_0](t) \\ \text{Power } t \text{ delay}[y_1](t) + \text{Power } t \text{ add } [y_1](t) & - \text{Power } t \text{ retired delay } [y_1](t) \\ \text{Power } t \text{ delay}[y_2](t) + \text{Power } t \text{ add } [y_2](t) & - \text{Power } t \text{ retired delay } [y_2](t) \\ \dots & \dots \\ \text{Power } t \text{ delay}[y_n](t) + \text{Power } t \text{ add } [y_n](t) & - \text{Power } t \text{ retired delay } [y_n](t) \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\text{Power } t \text{ delay}(t) = \text{Power } t(t - 1), \quad \text{Power } t \text{ delay}(0) = \text{Power } t_0 \quad (46)$$

Cuando por ejemplo se instalen electrolizadores en el intervalo de tiempo $t \in [1,2)$, es decir, correspondientes a la componente y_1 , la variable “Power $t [y_1]$ ” pasará a tener dicho valor de potencia (como el de la Figura 55) y cuando más adelante se retiren, “Power $t [y_1]$ ” será nula. De esta forma la variable “Power t ” puede responder a la siguiente pregunta: ¿cuáles son los electrolizadores en funcionamiento que se instalaron en el rango temporal y_1, y_2, y_3 , etc?

La filosofía aplicada a la potencia instalada por unidad de tiempo se ha de replicar en el caso de la eficiencia y la degradación de la eficiencia, resultando las variables vectoriales “Efficiency ini” y “Degradation t ”, completamente análogas a “Power t ” y que permiten responder a la eficiencia y degradación de eficiencia de los electrolizadores que se instalaron en el rango temporal y_1, y_2, y_3 , etc. Así pues, gracias a las tres variables “Power t ”, “Efficiency ini t ” y “Degradation t ” podemos identificar a los electrolizadores que se instalaron en el instante temporal que precisemos y sus características técnicas (eficiencia en el momento de su instalación y su degradación).

Por último, antes de abandonar el diagrama de la Figura 53, nótese que el stock “Total power that have been installed Electrolyzers” es una variable escalar que da cuenta de la potencia total que se ha instalado (en unidades de potencia nominal instalada) durante el transcurso de la simulación.

A continuación, teniendo en cuenta la funcionalidad de las tres variables descritas anteriormente, atiéndase al diagrama de flujo de la Figura 56.

En este diagrama de flujo se modela la dinámica del conjunto de electrolizadores instalados, teniendo en cuenta la degradación en la eficiencia y el flujo neto de potencia instalada. En este sentido, las variables más importantes del sistema son “Efficiency t”, “Efficiency degradation” y “Power retired”, entre otras. La primera de ellas, “Efficiency t”, tiene una estructura análoga a la variable vectorial “Efficiency t ini” definida anteriormente, pero en este caso se tiene en cuenta la evolución de la eficiencia como consecuencia de su degradación. La variable “Efficiency degradation” da cuenta de dicha degradación y “Power retired” es responsable de retirar la potencia instalada como consecuencia de llegar a un límite de eficiencia.

La degradación anual en la eficiencia de los electrolizadores instalados en el periodo y_0 , y_1 , y_2 , etc. (“Efficiency degradation”) se calcula a partir de la degradación de eficiencia por hora de utilización de sendos electrolizadores (“Degradation t”), del número de horas de uso de los electrolizadores y de la eficiencia instantánea (“Efficiency t”), según la Ecuación (47).

$$\text{Efficiency degradation} = \begin{bmatrix} \text{Efficiency t}[y_0](t) \cdot \text{Degradation t}[y_0](t) \\ \text{Efficiency t}[y_1](t) \cdot \text{Degradation t}[y_1](t) \\ \text{Efficiency t}[y_2](t) \cdot \text{Degradation t}[y_2](t) \\ \dots \\ \text{Efficiency t}[y_n](t) \cdot \text{Degradation t}[y_n](t) \end{bmatrix} \cdot \text{Annual hours of use Electrolyzers}(t) \quad (47)$$

Esta variable es un flujo que contribuye negativamente al *stock* “Efficiency degraded accum”, según la Ecuación (48) y que se utiliza para reflejar la dinámica en la eficiencia de los electrolizadores de cada periodo, tal y como se expresa en la Ecuación (49).

$$\text{Efficiency degraded accum}(t) = - \begin{bmatrix} \int_0^t \text{Efficiency degradation}[y_0](\tau) d\tau \\ \int_0^t \text{Efficiency degradation}[y_1](\tau) d\tau \\ \int_0^t \text{Efficiency degradation}[y_2](\tau) d\tau \\ \dots \\ \int_0^t \text{Efficiency degradation}[y_n](\tau) d\tau \end{bmatrix} \quad (48)$$

$$\text{Efficiency } t = \begin{bmatrix} \text{Efficiency ini } t[y_0] \\ \text{Efficiency ini } t[y_1] \\ \text{Efficiency ini } t[y_2] \\ \dots \\ \text{Efficiency ini } t[y_n] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \text{Efficiency degraded accum}[y_0] \\ \text{Efficiency degraded accum}[y_1] \\ \text{Efficiency degraded accum}[y_2] \\ \dots \\ \text{Efficiency degraded accum}[y_n] \end{bmatrix} \quad (49)$$

Así pues, a partir de esta eficiencia, del valor inicial y del criterio de retirada de eficiencia (“RETIREMENT CRITERIA”) cuyo valor ha de ser mayor que 1, se determina si la potencia instalada en un determinado periodo se debe retirar, tal y como se expresa en la Ecuación (50).

$$\text{Si } \text{Efficiency } t[y_i] < \frac{\text{Efficiency ini } t[y_i]}{\text{RETIREMENT CRITERIA}}, \text{ entonces } \text{Power retired}[y_i] = \text{Power } t[y_i] \quad (50)$$

Nótese que la vida útil del electrolizador es función del valor de la variable “RETIREMENT CRITERIA” dado. El sentido de la Ecuación (50) supone que el electrolizador sea retirado cuando la energía necesaria para producir una determinada cantidad de hidrógeno sea un $(\text{RETIREMENT CRITERIA} - 1) \cdot 100 \%$ mayor que al inicio de la vida útil de la instalación.

Las variables “Power t add” y “Power retired” son los flujos que establecen el valor del *stock* de potencia instalada para cada periodo de tiempo y_0, y_1, y_2 , etc, según la Ecuación (51).

$$\text{Power installed accum}(t) = \begin{bmatrix} \int (\text{Power } t \text{ add}[y_0] - \text{Power retired}[y_0]) dt \\ \int (\text{Power } t \text{ add}[y_0] - \text{Power retired}[y_0]) dt \\ \int (\text{Power } t \text{ add}[y_0] - \text{Power retired}[y_0]) dt \\ \dots \\ \int (\text{Power } t \text{ add}[y_0] - \text{Power retired}[y_0]) dt \end{bmatrix} \quad (51)$$

Una vez determinadas las variables vectoriales “Power installed accum” y “Efficiency t”, se pasa al plano escalar equivalente con las variables “Total power installed Electrolyzers” y “Efficiency equivalent” utilizadas en el diagrama causal de la Figura 52 anterior. “Total power installed Electrolyzers” se refiere a la potencia total instalada en el sistema, cuyo valor se calcula de acuerdo con la Ecuación (52).

$$\text{Total power installed Electrolyzers} = \sum_i \text{Power installed accum}[y_i] \quad (52)$$

En cuanto a “Efficiency equivalent”, se trata de una variable cuya magnitud en conjunto con la potencia total instalada da lugar al mismo insumo energético de electricidad que si se calculase en forma de sumatorio de la energía eléctrica requerida por cada electrolizador individual, de forma que se garantice la expresión de la Ecuación (53).

$$\begin{aligned} \text{Efficiency equivalent} \cdot \text{Total power installed Electrolyzers} = \\ = \sum_i (\text{Efficiency t}[y_i] \cdot \text{Power installed accum}[y_i]) \end{aligned} \quad (53)$$

Por último, nótese en el diagrama de flujo de la Figura 56 que se ha considerado el factor de ocupación del suelo de los electrolizadores instalados, y cuyo valor da lugar a la ocupación total del terreno según la Ecuación (54).

$$\text{Footprint Electrolyzers} = \text{FOOTPRINT INTENSITY ELECTROLYZERS} \cdot \text{Total power installed Electrolyzers} \quad (54)$$

4.5.4. Modelo de la Producción de Hidrógeno vía SMR

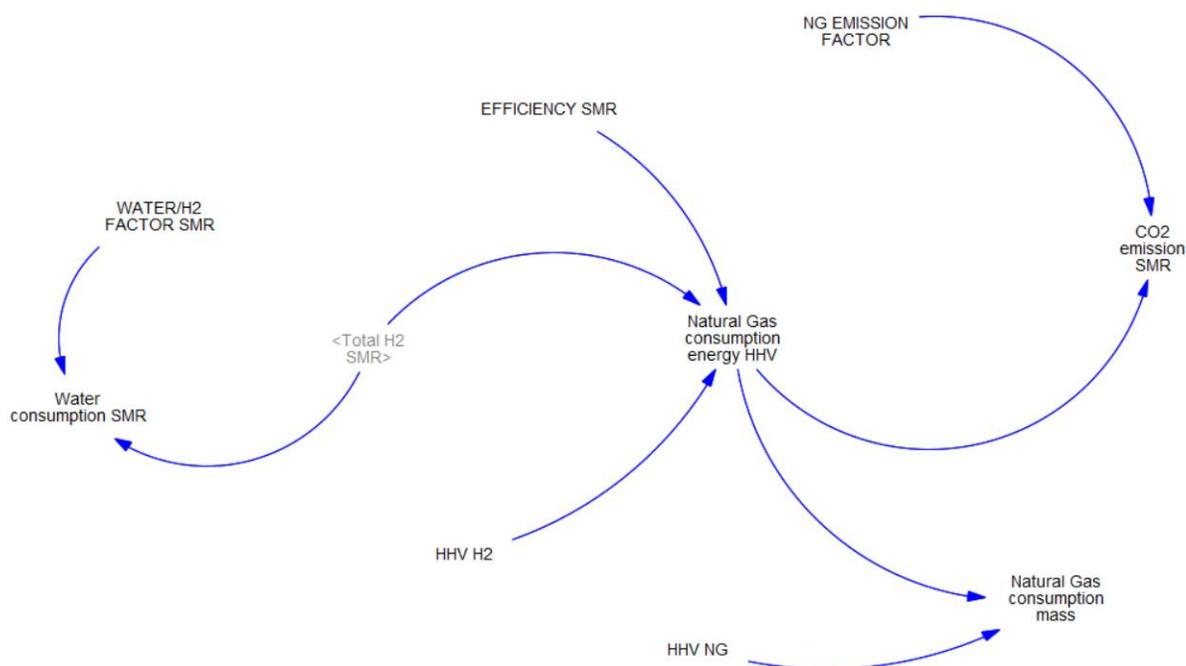
Partiendo del fundamento teórico visto en el apartado 3.3.1, el modelo de producción vía SMR, supuesta de capacidad ilimitada, es el que se ilustra en la Figura 57. Se trata de un sistema con una única entrada (“Total H2 SMR”) que depende de otros sub – módulos, a saber; Modelo de la Demanda de Hidrógeno y Distribución de la Demanda de Hidrógeno entre la Generación. Esto quiere decir que dicha entrada es endógena al modelo.

Para el modelo productivo se han considerado los insumos de gas natural (“Natural Gas consumption energy HHV”) en unidades energéticas (base HHV) por unidad de tiempo, y de agua (“Water consumption SMR”) en unidades de volumen por unidad de tiempo. La primera variable se calcula haciendo uso de la eficiencia HHV de producción vía SMR (“EFFICIENCY SMR”) y

de la demanda de hidrógeno (ver definición de eficiencia para este contexto en el apartado 3.3.1), según la Ecuación (55).

Figura 57

Diagrama de Forrester del modelo de producción de H_2 vía SMR



Nota: el tratamiento de las emisiones de CO_2 se analiza en el apartado 4.5.5. Fuente: elaboración propia

Para el caso del consumo de agua, se determina por medio de la intensidad de consumo (“WATER/H2 FACTOR SMR”), medida en unidades de volumen de agua por masa de hidrógeno producida (ver Ecuación (56)).

$$\text{Natural Gas consumption energy HHV} = \frac{\text{Total H2 SMR} \cdot \text{HHV H2}}{\text{EFFICIENCY SMR}} \quad (55)$$

$$\text{Water consumption SMR} = \text{WATER/H2 FACTOR SMR} \cdot \text{Total H2 SMR} \quad (56)$$

Asimismo, se calcula el gasto másico de gas natural (“Natural Gas consumption mass”) a partir del consumo energético (base HHV) por unidad de tiempo y el poder calorífico superior del gas natural (“HHV NG”), según la Ecuación (57).

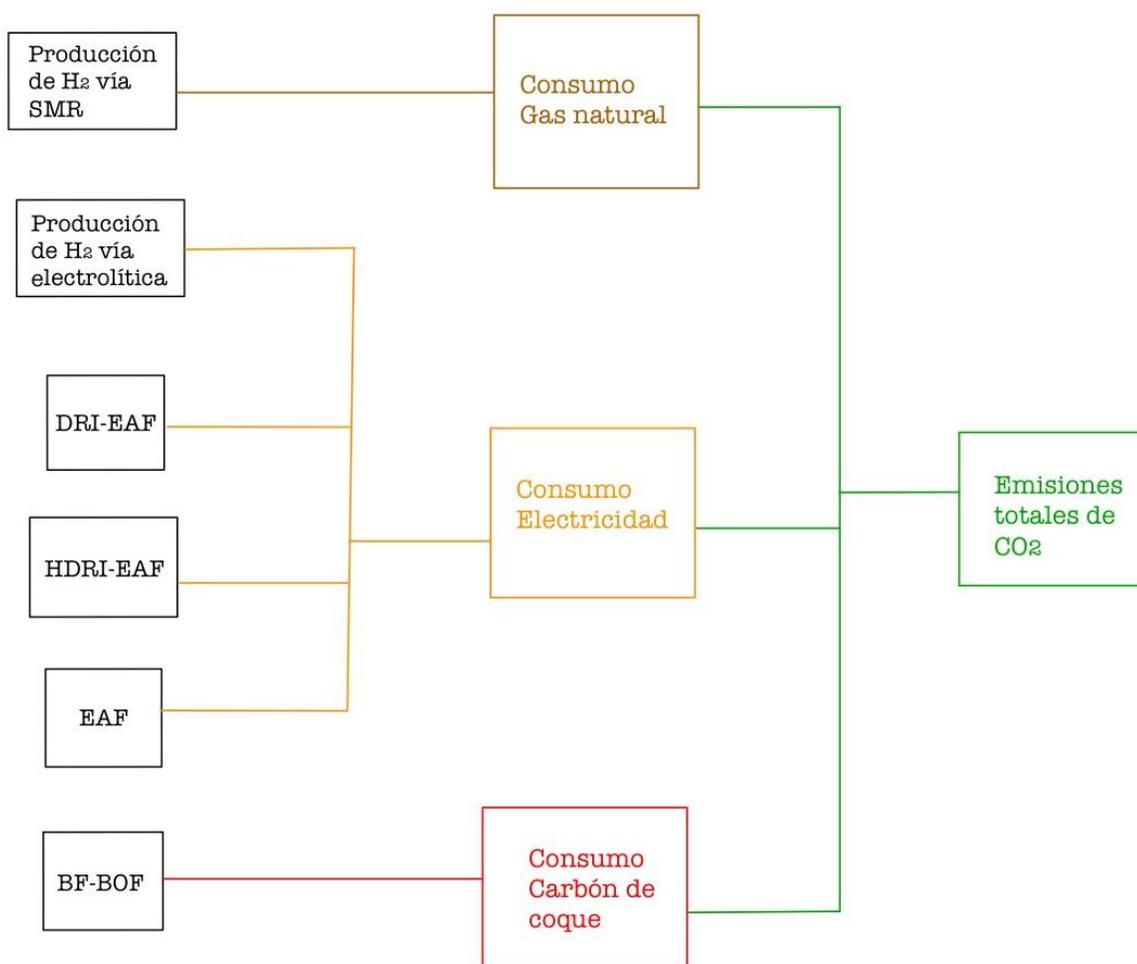
$$\text{Natural Gas consumption mass} = \frac{\text{Natural Gas consumption energy HHV}}{\text{HHV NG}} \quad (57)$$

4.5.5. Cálculo de las Emisiones de CO₂

En este apartado se parte de los diagramas de Forrester explicados en los apartados anteriores, donde se calculan las emisiones de CO₂ asociadas a cada uno de los procesos. A modo de resumen, en la Figura 58 se reúnen las emisiones totales en función del consumo directo de recursos para cada proceso.

Figura 58

Emisiones de CO₂ totales de los procesos productivos considerados



Fuente: elaboración propia

Debe quedar muy claro que estas emisiones están asociadas a los límites del sistema considerado, es decir; los procesos productivos industriales consumidores de hidrógeno, incluyendo la generación de hidrógeno y el consumo de carbón de coque para la producción de acero. Se podrían ampliar los límites del sistema considerando otros factores, como por ejemplo el transporte de los productos fabricados, la reutilización de estos una vez se agote su vida útil, etc. Sin embargo, estas consideraciones adicionales no tienen razón de ser en lo que respecta al alcance de este trabajo.

Para calcular estas emisiones, medidas en toneladas de CO₂ por unidad de tiempo, se parte de los insumos energéticos de cada sub – sector y se aplican los factores de emisiones correspondientes (toneladas de CO₂ por unidad de insumo energético).

Las emisiones correspondientes al consumo de gas natural para la producción de hidrógeno vía SMR (ver Figura 57) se calculan de acuerdo con la Ecuación (58), donde el factor de emisiones (“NG EMISSION FACTOR”) viene dado en toneladas de CO₂ por energía de gas natural consumida (base HHV).

$$\text{CO}_2 \text{ emission SMR} = \text{NG EMISSION FACTOR} \cdot \text{Natural Gas consumption energy HHV} \quad (58)$$

En cuanto a los consumos de energía eléctrica, se considera la variable “ENERGY MIX EMISSION FACTOR” que representa las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad a nivel de la UE – 27, en unidades de toneladas de CO₂ por energía eléctrica consumida. En las Ecuaciones (59), (60), (61) y (62) se formula el cálculo de estas emisiones debidas al mix eléctrico (ver Figura 47, Figura 48, Figura 49 y Figura 52). Nótese que “ENERGY MIX EMISSION FACTOR” es una variable exógena al modelo y que en la realidad representa la proporción de fuentes de energías renovables presentes en la generación de energía.

$$\text{CO2 emission (EAF) in DRI EAF NG} = \text{ELECTRIC MIX EMISSION FACTOR} \cdot \text{Electricity consumption (EAF) in DRI EAF NG} \quad (59)$$

$$\text{CO2 emission (EAF) in DRI EAF H2} = \text{ELECTRIC MIX EMISSION FACTOR} \cdot \text{Electricity consumption (EAF) in DRI EAF H2} \quad (60)$$

$$\text{CO2 emission (EAF) in Secondary steel} = \text{ELECTRIC MIX EMISSION FACTOR} \cdot \text{Electricity consumption (EAF) in Secondary steel} \quad (61)$$

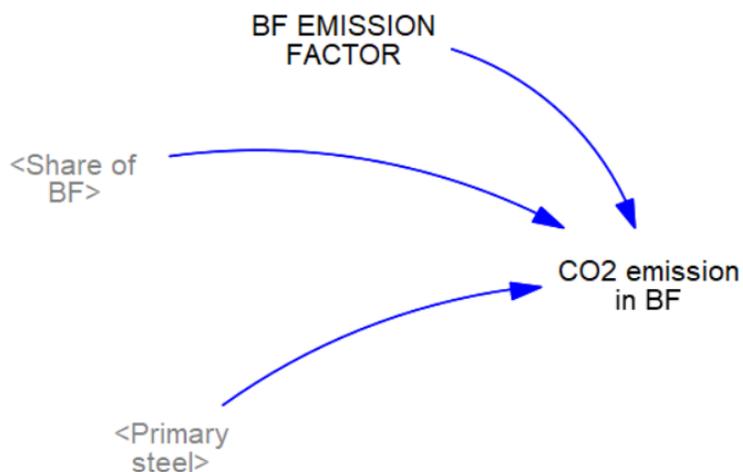
$$\text{CO2 emission Electrolyzers} = \text{ELECTRIC MIX EMISSION FACTOR} \cdot \text{Electricity consumption Electrolyzers} \quad (62)$$

Por último, en lo referente a las emisiones debidas a la ruta tradicional de producción de acero primario BF – BOF, se calculan a partir de la intensidad de emisiones en toneladas de CO₂ por tonelada de acero producido, de acuerdo con la Ecuación (63) que está referida al diagrama de Forrester de la Figura 59.

$$\text{CO2 emission in BF} = \text{BF EMISSION FACTOR} \cdot \text{Share of BF} \cdot \text{Primary steel} \quad (63)$$

Figura 59

Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado a la vía BF – BOF



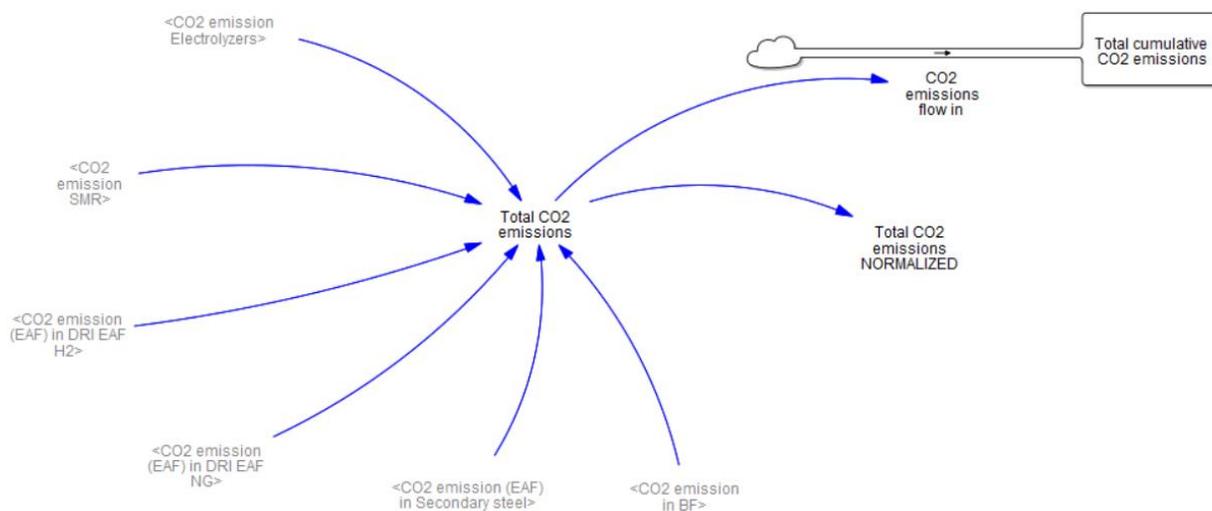
Fuente: elaboración propia

Una vez determinadas las emisiones de todos los procesos, se suman dando lugar a las emisiones totales de CO₂ (“Total CO₂ emissions”) que suponen un flujo de entrada al *stock* de

emisiones totales acumuladas (“Total cumulative CO₂ emissions”), en toneladas de CO₂, tal y como se ilustra en la Figura 60.

Figura 60

Diagrama de Forrester para el cálculo de emisiones acumuladas de CO₂

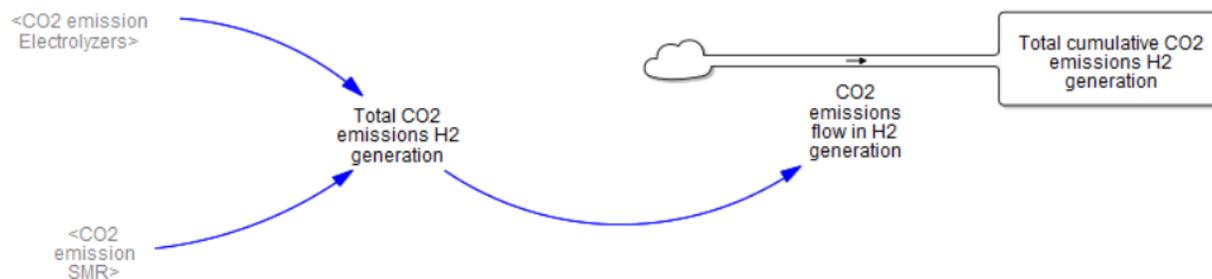


Fuente: elaboración propia

Asimismo, se considera otra variable que cuantifica las emisiones de CO₂ asociadas únicamente a la producción de hidrógeno en el sistema (“Total CO₂ emissions H₂ generation”), junto a su *stock* correspondiente de acuerdo con la Figura 61.

Figura 61

Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado a la generación de H₂

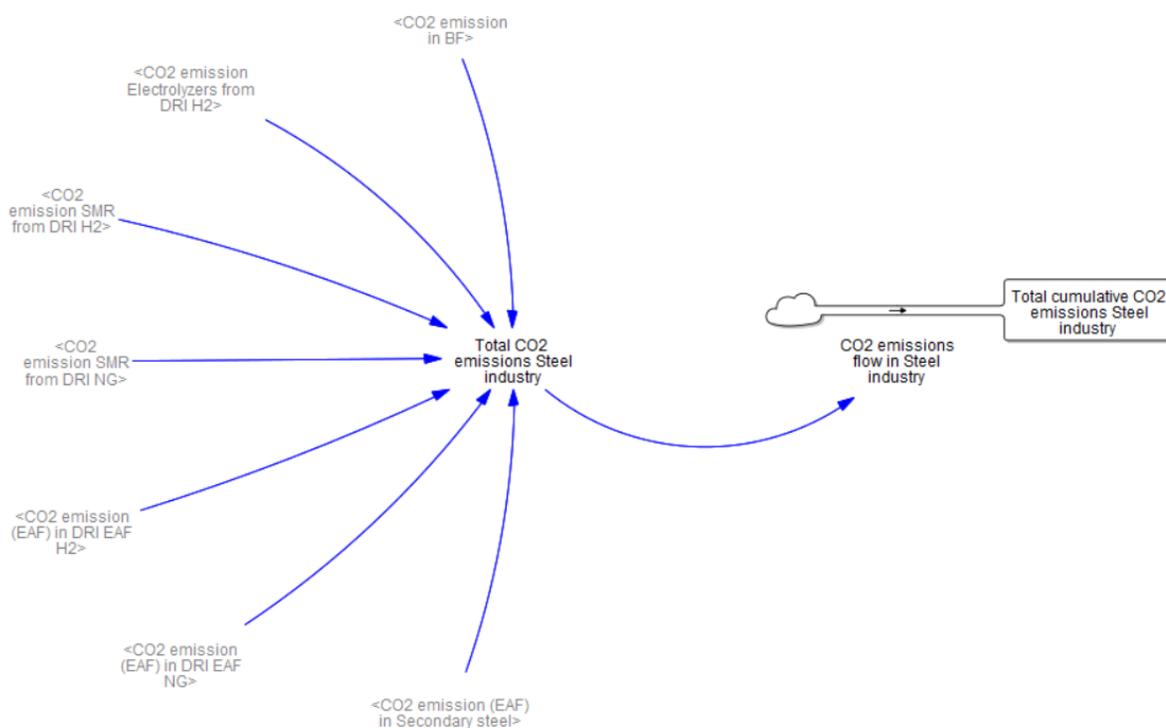


Fuente: elaboración propia

Por último, con objeto de evaluar la descarbonización del sector del acero, se calculan las emisiones de CO₂ asociadas a dicho sector (ver Figura 62), teniendo en cuenta la premisa establecida en las hipótesis de modelado; reparto de la demanda de hidrógeno (% Share Electrolysis) sobre cada uno de los sectores (excl. DRI – EAF) idéntico en todos los casos, pudiendo así determinar las emisiones de CO₂ debidas a la producción de hidrógeno vía SMR (“CO₂ emission SMR from DRI H2” y “CO₂ emission SMR from DRI NG”) y electrólisis (“CO₂ emission Electrolyzers from DRI H2”) dedicado al sector, además de las emisiones asociadas al consumo de energía eléctrica y carbón de coque calculadas anteriormente. Así, se tienen las emisiones de CO₂ por unidad de tiempo (“Total CO₂ emissions Steel industry”) y las acumuladas (“Total cumulative CO₂ emissions Steel industry”) relativas al sector del acero.

Figura 62

Diagrama de Forrester para el CO₂ asociado al sector del acero



Fuente: elaboración propia

4.6. Parametrización del Modelo

Tras plantear el modelo del sistema, el siguiente paso consiste en realizar una búsqueda bibliográfica para determinar los valores numéricos de los distintos parámetros técnicos, a saber; intensidades de procesos, eficiencias, factores de emisiones, constantes físicas, etc. En la Tabla 5 y en la Tabla 6 se recogen estas variables (por orden de aparición en el apartado 4.5) cuyo valor numérico ha sido determinado de acuerdo con la literatura.

Tabla 5

Parámetros técnicos del modelo

Variable	Significado
H2 INTENSITY AMMONIA PRODUCTION	Masa de hidrógeno por masa de amoniaco producida en el proceso de síntesis
H2 INTENSITY METHANOL PRODUCTION	Masa de hidrógeno por masa de metanol producida en el proceso de síntesis
H2 INTENSITY OIL REFINING	Masa de hidrógeno por masa de crudo refinado en los procesos de hidrotratamiento e hidrocraqueo
H2 INTENSITY BIODIESEL TREATING	Masa de hidrógeno por masa de biodiesel tratado en los procesos de hidrotratamiento
H2 INTENSITY DRI EAF NG	Masa de hidrógeno por masa de acero producido en el proceso DRI – EAF
H2 INTENSITY DRI EAF H2	Masa de hidrógeno por masa de acero producido en el proceso HDRI – EAF
ELECTRICITY INTENSITY EAF	Energía eléctrica por masa de acero producido en el arco eléctrico
MAXIMUM CF ELECTROLYZERS	Factor de capacidad máximo de las instalaciones electrolíticas

Fuente: elaboración propia

Tabla 6*Parámetros técnicos del modelo (continuación)*

Variable	Significado
LHV H2	Poder calorífico inferior del hidrógeno
WATER/H2 FACTOR ELECTROLYZERS	Volumen de agua por masa de hidrógeno producido en el proceso de electrólisis
EFFICIENCY ELECTROLYZERS	Eficiencia de las unidades electrolíticas en base LHV
DEGRADATION ELECTROLYZERS	Degradación de eficiencia de las unidades electrolíticas en base LHV
RETIREMENT CRITERIA	Criterio de retirada de las unidades electrolíticas (ver detalles en la ecuación (50) del apartado 4.5.3)
FOOTPRINT INTENSITY ELECTROLYZERS	Superficie de terreno por unidad de potencia instalada de electrolizadores
EFFICIENCY SMR	Eficiencia de las unidades SMR en base HHV
HHV H2	Poder calorífico superior del hidrógeno
HHV NG	Poder calorífico superior del gas natural
WATER/H2 FACTOR SMR	Volumen de agua por masa de hidrógeno producido en el proceso de reformado con gas natural
NG EMISSION FACTOR	Factor de emisiones del gas natural (masa de CO ₂ por energía de gas natural consumida en base HHV)
BF EMISSION FACTOR	Factor de emisiones del proceso BF – BOF (masa de CO ₂ emitido por masa de acero producido)

Fuente: elaboración propia

A continuación, se resumen los valores obtenidos para cada una de las variables anteriores, junto a las referencias empleadas.

Tabla 7

Intensidad de hidrógeno para la síntesis del amoniaco

H2 INTENSITY AMMONIA PRODUCTION [kg H ₂ / t NH ₃]	Referencia
175 – 180	(FCHO, 2022)
176.5	(AIChE The Global Home of Chemical Engineers, 2019)
179.4	(European Commission. Joint Research Centre., 2018)
180	(Fasihi et al., 2021)
180	(IEA, 2021)
190	(Deloitte, 2021)
170	(Kakoulaki et al., 2021)
177	(European Hydrogen Backbone, 2021)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p>H2 INTENSITY AMONIA PRODUCTION = 178.8 kg H₂ / t NH₃</p>	

Fuente: elaboración propia

Tabla 8*Intensidad de hidrógeno para la síntesis del metanol*

H2 INTENSITY METHANOL PRODUCTION [kg H ₂ / t metanol]	Referencia
114.8	(FCHO, 2022)
118.5	(AIChE The Global Home of Chemical Engineers, 2019)
118.5	(European Commission. Joint Research Centre., 2018)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p>H2 INTENSITY METHANOL PRODUCTION = 117.3 kg H₂ / t metanol</p>	

Fuente: elaboración propia

Tabla 9*Intensidad de hidrógeno para el tratamiento de biodiésel*

H2 INTENSITY BIODIESEL TREATING [kg H ₂ / t biodiesel]	Referencia
32	(IEA, 2019)
<p>La intensidad de hidrógeno depende de la biomasa a tratar, combustible y proceso. Según (European Hydrogen Backbone, 2021), el caso más intenso en materia de biofuels es el del biokeroseno, con una intensidad de hidrógeno de 53 kg H₂ / t biokeroseno,</p> <p>Por tanto, se tomará una intensidad de 50 kg H₂ / t biodiesel para el modelo de Vensim:</p> <p>H2 INTENSITY BIODIESEL TREATING = 50 kg H₂ / t biodiesel</p>	

Fuente: elaboración propia

Tabla 10*Intensidad de hidrógeno para el refinado del crudo*

Consumo de H ₂ en refinерías [Mt]	Crudo refinado [Mt]	Región y año	H ₂ INTENSITY OIL REFINING [kg H ₂ / t crudo refinado]	Referencia
4.1	643.3	UE + CHE, NOR, ISL y UK (2019)	6.37	(FCHO, 2022) y (Eurostat, 2022)
4.5	500.4	UE – 27 (2020)	8.99	(Deloitte, 2021) y (Eurostat, 2022)
4.14	500.4	UE – 27 (2020)	8.27	(Agora Energiewende, 2021) y (Eurostat, 2022)
5.07	627.5	UE + UK (2019)	8.08	(Kakoulaki et al., 2021) y (Eurostat, 2022)
4.5	574.4	UE + CHE, NOR, ISL y UK (2015)	7.83	(Laurikko et al., 2020) y (Eurostat, 2022)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p>H₂ INTENSITY OIL REFINING = 7.91 kg H₂ / t crudo refinado</p>				
<p>*El cálculo de las intensidades se ha hecho a partir del cociente entre el consumo de hidrógeno en las refinерías (obtenido en las referencias) y el crudo refinado (obtenido en la base de datos de Eurostat (Eurostat, 2022)).</p>				

Fuente: elaboración propia

Tabla 11*Intensidad de hidrógeno para el proceso HDRI – EAF*

H2 INTENSITY DRI EAF H2 [kg H ₂ / t acero]	Referencia
47 – 68	(IEA, 2019)
56.3	(European Hydrogen Backbone, 2021)
66.7	(European Commission. Joint Research Centre., 2018)
54	(Agora Energiewende, 2021)
50	(Kurrer, 2020)
58.8	(Bhaskar et al., 2020)
51	(Vogl et al., 2018)
50	(Ispatguru, 2021)
56	(The Energy and Resources Institute, 2021)
54 – 58	(Midrex Technologies, Inc., 2021)
59.5	(Rechberger et al., 2020)
65.6	(R. R. Wang et al., 2021)
57.4	(Buegler & Prammer, 2019)
50.5	(Pimm et al., 2021)
58	(Otto et al., 2017)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p>H2 INTENSITY DRI EAF H2 = 56.5 kg H₂ / t acero</p>	

Fuente: elaboración propia

Tabla 12*Intensidad de hidrógeno para el proceso DRI – EAF*

H2 INTENSITY DRI EAF NG [kg H ₂ / t acero]	Referencia
43	(IEA, 2019)
40	(IEA, 2021)
37.8	(Agora Energiewende, 2021)
Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura: H2 INTENSITY DRI EAF NG = 40.2 kg H₂ / t acero	

Fuente: elaboración propia

Tabla 13*Factor de emisiones para el proceso BF – BOF*

BF EMISSION FACTOR [t CO ₂ / t acero]	Referencia
1.6 – 2.2	(European Commission. Joint Research Centre., 2018)
1.85	(Kurrer, 2020)
2.1	(Bhaskar et al., 2020)
1.87	(Vogl et al., 2018)
1.6	(Ispatguru, 2021)
1.6 – 2.2	(Midrex Technologies, Inc., 2021)
1.9	(Rechberger et al., 2020)
Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura: BF EMISSION FACTOR = 1.87 t CO₂ / t acero	

Fuente: elaboración propia

Tabla 14*Intensidad de electricidad para el arco eléctrico*

ELECTRICITY INTENSITY EAF [MWh / t acero]	Referencia
0.6	(Bhaskar et al., 2020)
0.67 – 0.75	(Vogl et al., 2018)
0.86	(Ispatguru, 2021)
0.31 – 0.64	(Rechberger et al., 2020)
0.5	(Gajdzik et al., 2021)
0.425	(Stengel & Schießl, 2014)
0.35 – 0.70	(HeatTreat Technologies, s. f.)
0.51 – 0.88	(Nardin et al., 2014)
0.39 – 0.43	(Buergler & Prammer, 2019)
0.425	(Pimm et al., 2021)
0.59	(Otto et al., 2017)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p>ELECTRICITY INTENSITY EAF = 0.565 MWh / t acero</p>	

Fuente: elaboración propia

Tabla 15*Eficiencia LHV de los electrolizadores AEL y PEM*

Eficiencia del sistema ³² – Electrolizadores AEL [% LHV]	Eficiencia del sistema – Electrolizadores PEM [% LHV]	Referencia
51 – 60	45 – 60	(Buttler & Spliethoff, 2018)
41 – 60	41 – 65	(Schmidt et al., 2017)
64	69	(Fuel cells and hydrogen, 2014)
46.2 – 65	48.7 – 65	(Carmo et al., 2013)
49 – 59	47 – 56	(David et al., 2019)
66.6	60.5	(Element Energy Ltd, 2018)
<p>Dado el previsible desarrollo de la tecnología PEM (Schmidt et al., 2017) junto a la ya madura y asentada tecnología AEL, se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p style="text-align: center;">EFFICIENCY ELECTROLYZERS = 57.5 % LHV</p>		

Fuente: elaboración propia

Tabla 16*Eficiencia HHV de las instalaciones SMR*

EFFICIENCY SMR [% HHV]	Referencia
70 – 85	(Ji & Wang, 2021)
74 – 85	(Nikolaidis & Poullikkas, 2017)
70 – 85	(David et al., 2019)
<p>Para esta variable se toma el valor medio de los parámetros de la literatura:</p> <p style="text-align: center;">EFFICIENCY SMR = 78.2 % HHV</p>	

Fuente: elaboración propia

³² La eficiencia del sistema tiene en cuenta los elementos auxiliares de la instalación (rectificadores, bombas de impulsión de agua, etc.) además de la eficiencia de conversión de electricidad y agua en hidrógeno (ver apartado 3.3.3.4 para más detalles)

Tabla 17*Degradación de eficiencia de los electrolizadores AEL y PEM*

Degradación de eficiencia – Electrolizadores AEL [% / 1000 h]	Degradación de eficiencia – Electrolizadores PEM [% / 1000 h]	Referencia
0.03 – 0.17	0.06 – 0.29	(Buttler & Spliethoff, 2018)
0.17	0.17	(Fuel cells and hydrogen, 2014)
0.01 – 0.17	0.06 – 0.29	(David et al., 2019)
0.12	0.19	(Element Energy Ltd, 2018)
<p>Ídem para el criterio asumido en la Tabla 15; se toma el valor medio: DEGRADATION ELECTROLYZERS: 0.15 % / 1000 h</p>		

Fuente: elaboración propia

Tabla 18*Selección del criterio de retirada de los electrolizadores*

Vida útil – Electrolizadores AEL [kh]	Vida útil – Electrolizadores PEM [kh]	Referencia
55 – 120	60 – 100	(Buttler & Spliethoff, 2018)
60 – 90	20 – 60	(Schmidt et al., 2017)
60 – 90	60 – 90	(Fuel cells and hydrogen, 2014)
60 – 90	30 – 90	(IEA, 2019)
55 – 120	60 – 100	(David et al., 2019)
<p>Puesto que el valor de “RETIREMENT CRITERIA” determina la vida útil de la tecnología, dada la incertidumbre al respecto de este aspecto en la literatura se toma el valor propuesto por (FCH, 2018), teniendo presente la incertidumbre a la que está sujeto dicho parámetro: RETIREMENT CRITERIA: 1.1</p>		

Fuente: elaboración propia

Tabla 19*Ocupación del terreno de las instalaciones electrolíticas*

Factor de ocupación – Electrolizadores AEL [m ² / MW]	Factor de ocupación – Electrolizadores AEL [m ² / MW]	Referencia
95	48	(IEA, 2019)
107	52	(Element Energy Ltd, 2018)
<p>Ídem para el criterio asumido en la Tabla 15; se toma el valor medio: DEGRADATION ELECTROLYZERS: 75.5 m² / MW</p>		

Fuente: elaboración propia

Tabla 20*Consumo de agua en las instalaciones electrolíticas y de SMR*

WATER/H2 FACTOR ELECTROLYZERS [litros agua / kg H ₂]	WATER/H2 FACTOR SMR [litros agua / kg H ₂]	Referencia
8.8	6.63 (int. actual)	(IEAGHG, 2017)
9	–	(Webber, 2007)
–	4.5 (mínimo)	(Naterer et al., 2010)
9	7 (int. actual)	(IEA, 2019)
–	4.5 (mínimo)	(Lampert et al., 2016)
<p>Según la literatura, la intensidad de agua para la producción de hidrógeno depende de si el agua disponible está desmineralizada o no. Para la electrólisis, se toma el valor propuesto habitualmente por la literatura (9 litros agua / kg H₂) y para la producción vía SMR se toma la intensidad actual de consumo (7 litros agua / kg H₂):</p> <p>WATER/H2 FACTOR ELECTROLYZERS: 9 litros agua / kg H₂ WATER/H2 FACTOR SMR: 7 litros agua / kg H₂</p>		

Fuente: elaboración propia

Tabla 21*Otros parámetros técnicos del modelo*

Parámetro	Valor numérico	Referencia
MAXIMUM CF ELECTROLYZERS	0.98	(TCI GEOCOMP, 2020)
LHV H2	119.9 MJ / kg	(Ji & Wang, 2021)
HHV H2	141.9 MJ / kg	(Ji & Wang, 2021)
HHV NG	53.9 MJ / kg	(Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021)
NG EMISSION FACTOR	50 kg CO ₂ / GJ (HHV), asociadas a la combustión del NG	(Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022)

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 22 y en la Tabla 23 se resumen los parámetros técnicos utilizados en el modelo junto a su valor numérico, indicando el nivel de incertidumbre asociado de acuerdo con un código de colores asumido en función de la disponibilidad y fiabilidad de las fuentes, de la dispersión de los datos y de las hipótesis asumidas: rojo (alto), amarillo (medio) y verde (bajo).

Tabla 22*Valores numéricos e incertidumbre de los parámetros del modelo*

Variable	Significado
H2 INTENSITY AMMONIA PRODUCTION	178.8 kg H ₂ / t NH ₃
H2 INTENSITY METHANOL PRODUCTION	117.3 kg H ₂ / t metanol
H2 INTENSITY OIL REFINING	7.91 kg H ₂ / t crudo refinado

Nota: nivel de incertidumbre asociado; rojo (alto), amarillo (medio) y verde (bajo). Fuente: elaboración propia

Tabla 23*Valores numéricos e incertidumbre de los parámetros del modelo (cont.)*

Variable	Significado
H2 INTENSITY BIODIESEL TREATING	50 kg H ₂ / t biodiesel
H2 INTENSITY DRI EAF NG	40.2 kg H ₂ / t acero
H2 INTENSITY DRI EAF H2	56.5 kg H ₂ / t acero
ELECTRICITY INTENSITY EAF	0.565 MWh / t acero
MAXIMUM CF ELECTROLYZERS	0.98
LHV H2	119.9 MJ / kg
WATER/H2 FACTOR ELECTROLYZERS	9 litros agua / kg H ₂
EFFICIENCY ELECTROLYZERS	57.5 % LHV
DEGRADATION ELECTROLYZERS	0.15 % / 1000 h
RETIREMENT CRITERIA	1.1
FOOTPRINT INTENSITY ELECTROLYZERS	75.5 m ² / MW
EFFICIENCY SMR	78.2 % HHV
HHV H2	141.9 MJ / kg
HHV NG	53.9 MJ / kg
WATER/H2 FACTOR SMR	7 litros agua / kg H ₂
NG EMISSION FACTOR	50 kg CO ₂ / GJ (HHV)
BF EMISSION FACTOR	1.87 t CO ₂ / t acero

Nota: nivel de incertidumbre asociado; rojo (alto), amarillo (medio) y verde (bajo). Fuente: elaboración propia

Capítulo 5. Escenarios

5.1. Hipótesis Asumidas para la Simulación

Sobre el fundamento del modelo planteado en el apartado 4.5, con objeto de llevar a cabo las simulaciones y extraer resultados en base a los escenarios planteados, se asumen las siguientes hipótesis y simplificaciones *a priori*:

- El número de horas equivalentes del conjunto de electrolizadores se asume de igual valor que el número de horas en funcionamiento, lo que supone que los electrolizadores siempre funcionen a plena carga.
- Se supone que, al inicio de la simulación, correspondiente al año 2020, el *stock* inicial de potencia electrolítica es nulo, ya que a pesar de existir potencia instalada actualmente (99 MW en la UE – 27 según (FCHO, 2022)), su magnitud es despreciable frente a los órdenes de magnitud propios de los electrolizadores en materia de transición energética (40 GW para 2030 según (European Commission, 2020)).
- Prioridad de producción de hidrógeno vía electrólisis; esto en efecto, se trata de una política.

5.2. Justificación de los Escenarios

A la hora de plantear escenarios para su evaluación, es habitual considerar un escenario base que evolucione de acuerdo con las tendencias actuales de producción y consumo de recursos. En este caso, se ha definido este escenario que denominaremos como “E0” a partir de datos históricos³³ de consumo en la UE - 27 y cuyas características se describen a continuación.

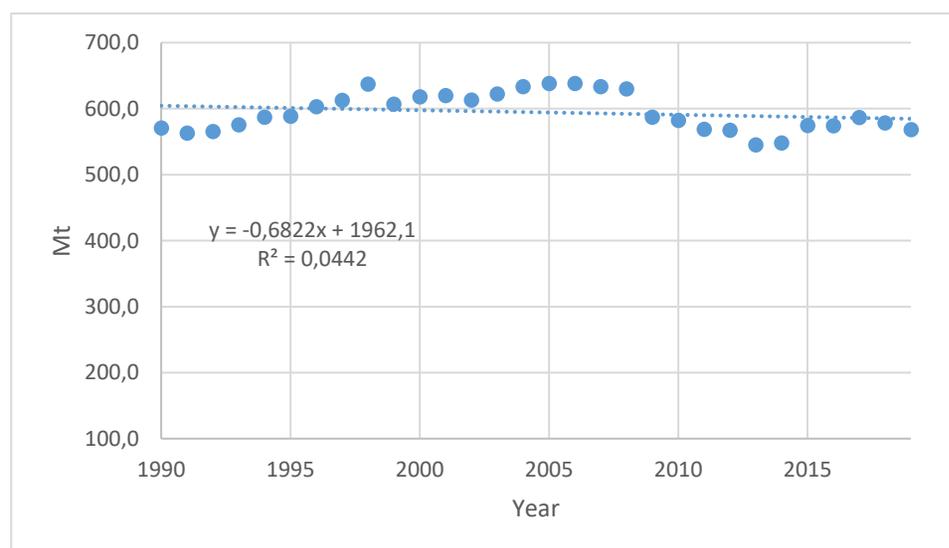
³³ A la hora de considerar las referencias históricas, se han obviado los datos relativos al año 2020 debido al sesgo estadístico que supondría tener en cuenta las consecuencias de la pandemia Covid – 19.

5.2.1. Escenario Base

La producción de líquidos refinados en la UE – 27 se asume en un valor constante e igual a 600 Mtoe, estando asociado el 100 % de esta producción al refinado del crudo. Este valor se extrae de la base de datos de (Eurostat, 2022), donde se puede observar que dicha producción se ha mantenido constante a lo largo del tiempo (ver Figura 63).

Figura 63

Evolución histórica de la producción de crudo refinado en la UE – 27



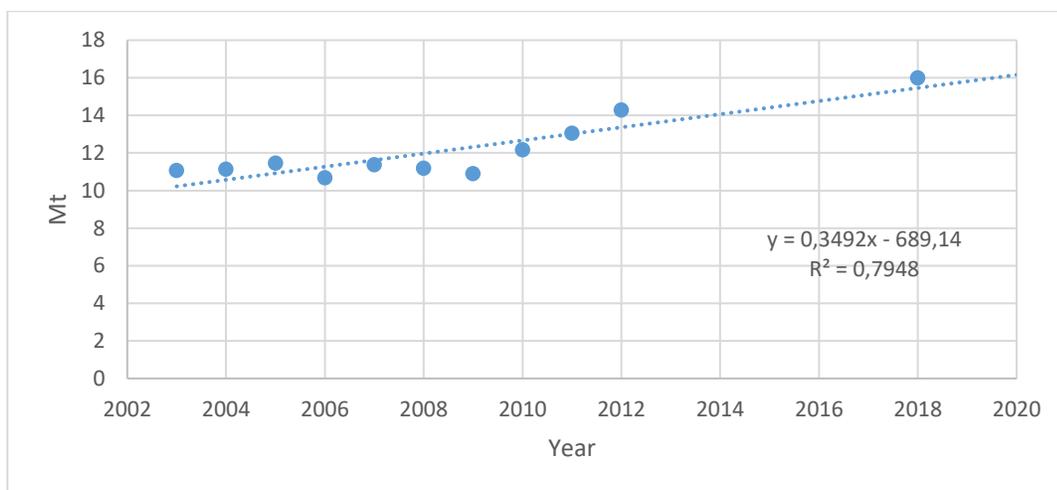
Fuente: adaptado de (Eurostat, 2022)

En cuanto a la producción de amoníaco, partiendo de la producción actual de 16.54 Mt de amoníaco al año, se supone una relación lineal con el tiempo que crece a razón de 0.38 Mt anuales. De forma análoga, se considera el consumo actual de metanol en 3.9 Mt al año y aumenta de manera lineal con el tiempo 0.16 Mt al año. Los datos para el amoníaco se han obtenido de (Hydrogen Europe, 2020) y de (Index Mundi, s. f.), mientras que los del metanol se han adaptado a partir del contraste con diversas fuentes (Hydrogen Europe, 2020), (Pérez-Fortes et al., 2016) y (European Commission. Directorate General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and

SMEs. et al., 2016). En la Figura 64 y en la Figura 65 se muestran dichas tendencias de producción de amoníaco y metanol, respectivamente.

Figura 64

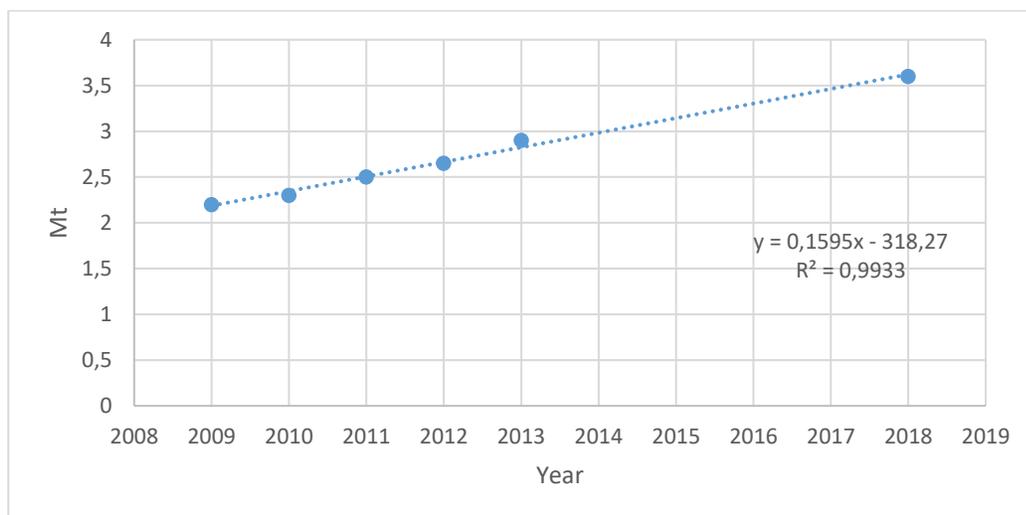
Evolución histórica de la producción de amoníaco en la UE – 27



Fuente: adaptado de (Hydrogen Europe, 2020) y de (Index Mundi, s. f.)

Figura 65

Evolución histórica de la producción de metanol en la UE – 27

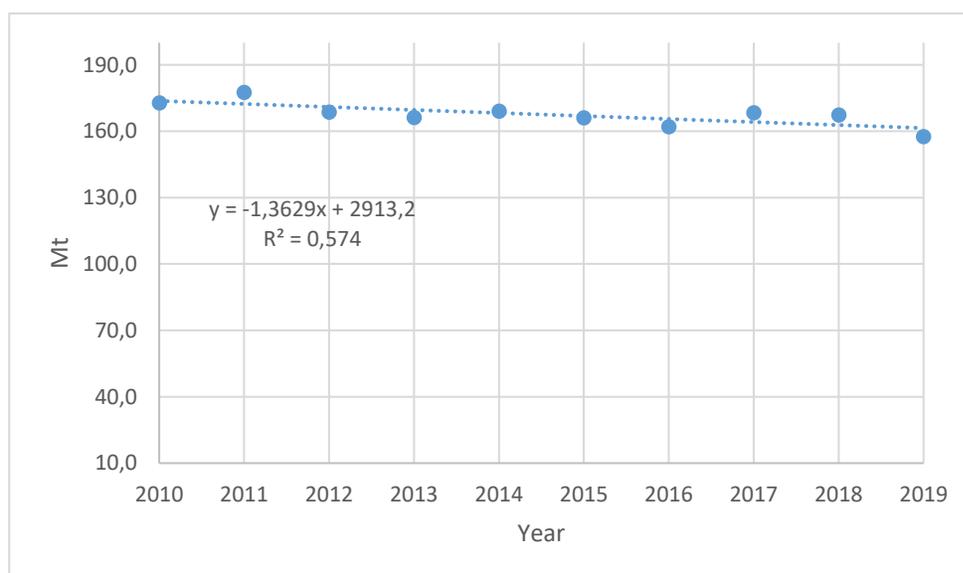


Fuente: adaptado de (Hydrogen Europe, 2020), (Pérez-Fortes et al., 2016) y (European Commission. Directorate General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and SMEs. et al., 2016)

En lo referente al sector del acero, actualmente la producción de acero primario tiene lugar a través de la ruta BF – BOF mientras el acero secundario se lleva a cabo en el arco eléctrico. Para la demanda global de acero se supone la regresión lineal estimada en la Figura 66 (demanda total de 160 Mt y decrecimiento anual a razón de 1.36 Mt) a través de la ruta BF – BOF y, de acuerdo con la proporción histórica de acero secundario (ver Figura 67), se asume constante en un 41 %.

Figura 66

Evolución histórica de la producción total de acero en la UE – 27

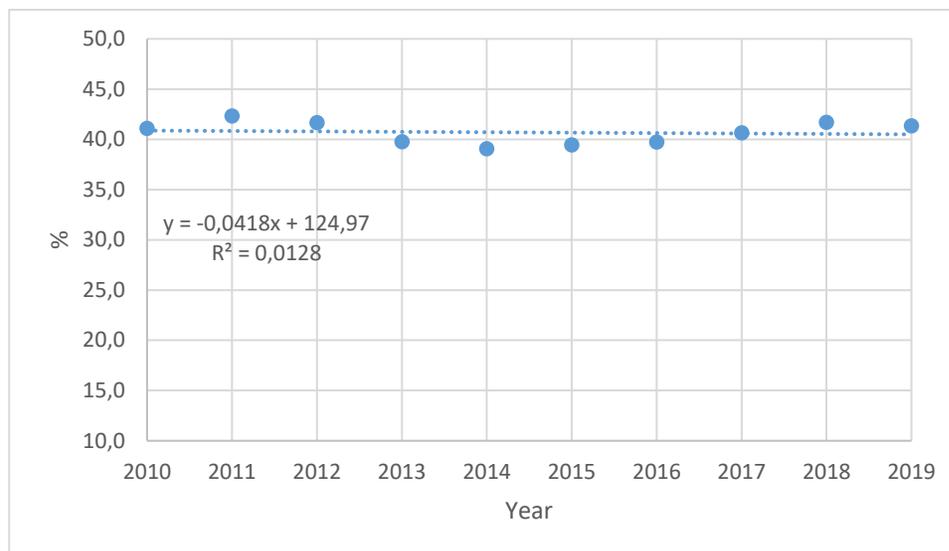


Fuente: adaptado de (EUROFER, 2020) y (EUROFER, 2021)

Por último, en lo que concierne a las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de electricidad en la red, a partir de los datos de (European Environment Agency, 2021) se asume como tendencia actual una disminución en las emisiones de manera lineal partiendo de 271.8 kg CO₂ / MWh a un ritmo de bajad de 7.55 kg CO₂ / yr, tal y como se ilustra en la Figura 68.

Figura 67

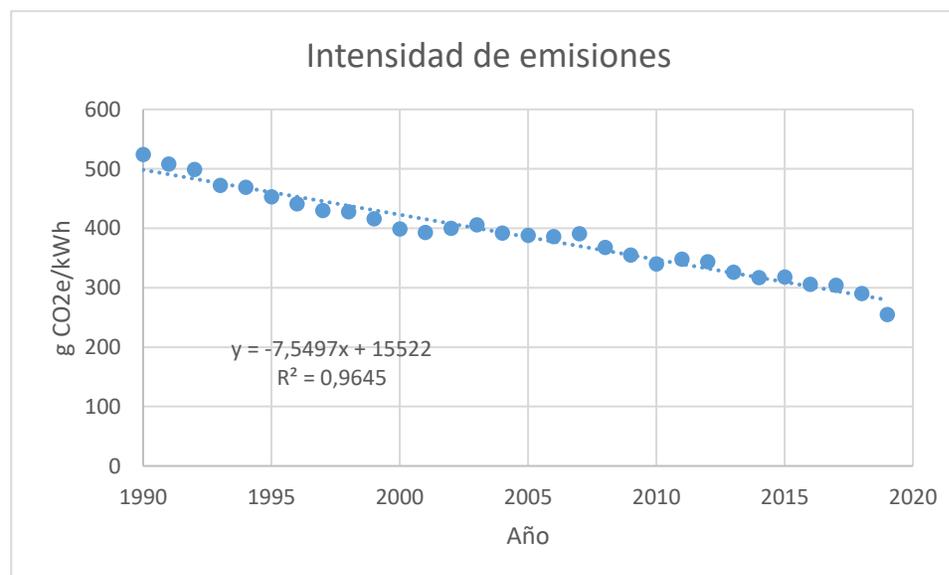
Evolución histórica de la proporción de acero secundario en la UE – 27



Fuente: adaptado de (EUROFER, 2020) y (EUROFER, 2021)

Figura 68

Evolución histórica de la intensidad de emisiones a nivel de la UE – 27



Fuente: adaptado de (European Environment Agency, 2021)

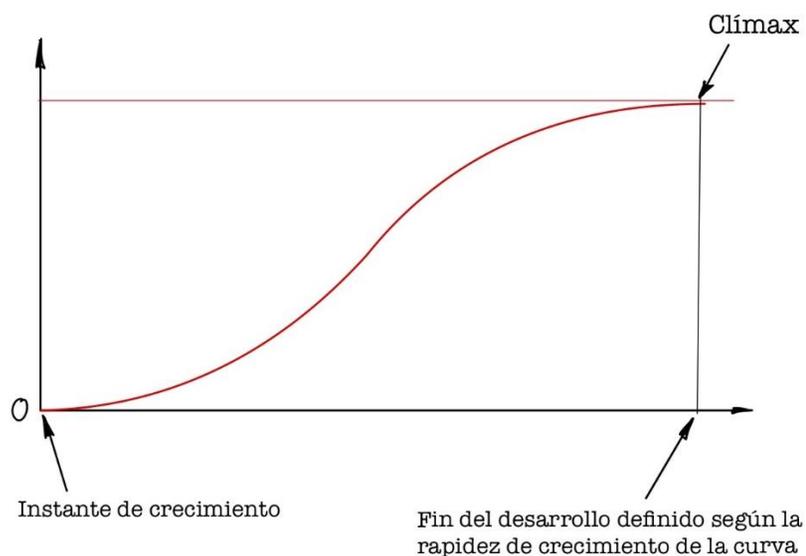
5.2.2. Escenarios de Evaluación

Para evaluar las posibles dinámicas futuras del sector del hidrógeno en la industria, se han planteado cuatro escenarios diferentes, a saber; escenario de despliegue de H₂ (E1), escenario de descarbonización ambicioso (E2), escenario de decrecimiento (E3) y escenario de despliegue de H₂ retardado (E4).

En todos ellos, se considera la penetración de las tecnologías y procesos incipientes (electrolizadores, refino de biomasa, HDRI – EAF) de acuerdo con curvas de aprendizaje, en este caso, a partir de “curvas en s” o sigmoideas, típicas para definir el desarrollo tecnológico (Kucharavy & De Guio, 2011) (ver Figura 69).

Figura 69

Descripción cualitativa de la función sigmoideal



Fuente: elaboración propia

Se supondrá una velocidad de llegada al climax de la curva dada por el parámetro que define su velocidad, un valor final en dicho climax, y un instante inicial de crecimiento de la sigmoide, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Para el caso del HDRI – EAF se considera una sigmoide para la variable “Share of DRI EAF H2” vista anteriormente que comience a crecer en 2030 (IEA, 2019) y finalice en 2060, donde tomará el valor de 1.
- En el caso de los electrolizadores, se suponen políticas de crecimiento para la variable “Power flow Electrolyzers” a partir del año 2020, el instante final de desarrollo se explica más adelante. En cuanto al valor del climax, se trata de un parámetro que será optimizado con una herramienta de minimización de Vensim estableciendo el objetivo de minimizar las emisiones totales acumuladas con el número mínimo de potencia electrolítica necesario. De esta forma se determina la política de instalación de electrolizadores desde un punto de vista sostenible en cuestión de recursos y gases contaminantes.
- Para el refinado de biomasa se define una sigmoide sobre la variable “Share of biodiesel” que empezaría en 2020 y terminaría por desarrollarse en 2050, adquiriendo en el clímax un valor de 0.4.

En cuanto a los escenarios de evaluación, se definen a continuación.

El escenario E1 plantea la penetración electrolítica con objeto de alcanzar el desarrollo tecnológico en 2050, es decir, haciendo que la sigmoide característica de la potencia anual instalada de electrolizadores alcance el clímax en dicha fecha; el valor final de la sigmoide es una variable para optimizar con Vensim, como ya se ha dicho anteriormente. Debido al desarrollo y al crecimiento en la demanda de electrolizadores, resulta conveniente plantear la innovación tecnológica en el sentido de suponer que la eficiencia de los nuevos electrolizadores instalados crezca con los años, pasando del 57.5 % asumido en la fecha de inicio, al 68 % en 2050 y de forma lineal, de acuerdo con (IEA, 2019). La producción de líquidos en refinerías, amoniaco y metanol

se asume en sus tendencias actuales, mientras que, dado el previsible crecimiento de la tasa de acero reciclado (European Hydrogen Backbone, 2021), la proporción de acero secundario sobre el total de la producción aumente hasta el 60 % en 2050 y de manera lineal. En cuanto a la producción de acero primario, en línea con las tendencias climáticas, se supone que el uso de la tecnología BF – BOF termine por desaparecer en 2050 (asumiendo que su participación en la producción de acero primario caiga de manera lineal desde el 100 % al 0 % en cuestión de 30 años), mientras que la proporción de producción vía HDRI – EAF siga una sigmoide que comience en 2030 y alcance un climax igual al 100 % en 2050, dejando el resto de la producción de acero en manos de la ruta DRI – EAF, como medida transitoria. En cuanto al factor de emisiones de la red eléctrica, se supone que sigue las tendencias actuales. Se trata de un escenario de crecimiento económico con ambiciones climáticas de cara a los compromisos establecidos en el Acuerdo de París para el año 2050.

El escenario E2 es análogo al E1, aunque se caracteriza por una mayor penetración de las energías renovables en la red eléctrica (a través de una exponencial amortiguada) y el surgimiento de una demanda de biodiesel (como ya se ha comentado, asumiendo una sigmoide en su participación sobre el total de líquidos refinados con clímax igual al 40 % en 2050). No obstante, en este escenario no se ha considerado el crecimiento en la producción de acero reciclado, ya que se trata de una cuestión de reciclaje y no de emisiones. Este escenario es muy ambicioso en materia de la descarbonización del sistema

El escenario de decrecimiento (E3), por su parte, supone que las tendencias actuales de producción (amoníaco, metanol, líquidos refinados y acero) caigan de forma lineal hasta un 50 % en 2050 con respecto a su valor inicial. Se supone la utilización de acero secundario de igual forma

que en el escenario E1 y la penetración acelerada de las renovables de acuerdo con una exponencial negativa.

Por último, el escenario de despliegue retardado (E4) es idéntico al E1, pero en este caso se plantea la posibilidad de retrasar la penetración de las tecnologías incipientes aquí consideradas (HDRI y electrolizadores) de tal forma que el objetivo climático sea previsiblemente alcanzado en 2070 (i.e. que las sigmoidales alcancen el clímax en 2050).

5.3. Resumen de los Escenarios Planteados

En la Tabla 24 se resumen numéricamente las consideraciones de los distintos escenarios planteados.

Tabla 24

Resumen de los escenarios planteados para la simulación

	E0	E1	E2	E3	E4
Power flow	0	Sigmoide con inicio en $t = 0$ y finalización en $t = 30$ Valor de clímax según optimización de Vensim			Ídem para los escenarios E1, E2 y E3 pero con finalización en $t = 50$
Liq. Intakes [Mt/yr]	600			$600 - \frac{300}{30}t$	600
Ammonia [Mt/yr]	$0.378t + 16.54$			$16.54 - \frac{8.27}{50}t$	$0.378t + 16.54$
Methane [Mt/yr]	$0.159t + 3.941$			$3.941 - \frac{1.97}{30}t$	$0.159t + 3.941$
Steel [Mt/yr]	$-1.36t + 160.07$			$160.07 - \frac{80.03}{30}t$	$-1.36t + 160.07$
Share sec. [pu]	0.41	Crecimiento lineal desde 0.41 hasta 0.60 en 30 años	0.41	Crecimiento lineal desde 0.41 hasta 0.60 en 30 años	0.41
Share bio. [pu]	0		Sigmoide con inicio en $t = 0$ y finalización en $t = 30$ con clímax en 0.4	0	
Share BF [pu]	1	$1 - \frac{t}{30}$			
Share HDR [pu]	0	Sigmoide con inicio en $t = 10$ y finalización en $t = 40$ con clímax en 1			
Share DR [pu]	0	1-HDR-BF			
Electr. mix. [kg/MWh]	$-7.55t + 271.8$	$271.8 \exp(-0.1 t)$		$-7.55t + 271.8$	$271.8 \exp(-0.1 t)$
Eficiencia electrolizadores [pu LHV]	-	$0.575 + \frac{0.35}{100}t$			

Nota: $t = 0$ se corresponde con el año 2020. Fuente: elaboración propia

Capítulo 6. Resultados

En este apartado se presentan los resultados de simulación del modelo obtenidos en Vensim DSS de acuerdo con las hipótesis y escenarios establecidos en Capítulo 5. Escenarios. Recuérdese que el alcance del modelo es la UE – 27. Como norma general, el horizonte temporal de las simulaciones llega hasta 2050; excepcionalmente para el escenario E4 se muestra su simulación hasta el año 2070 ya que este se ha planteado en base a un horizonte temporal más lejano.

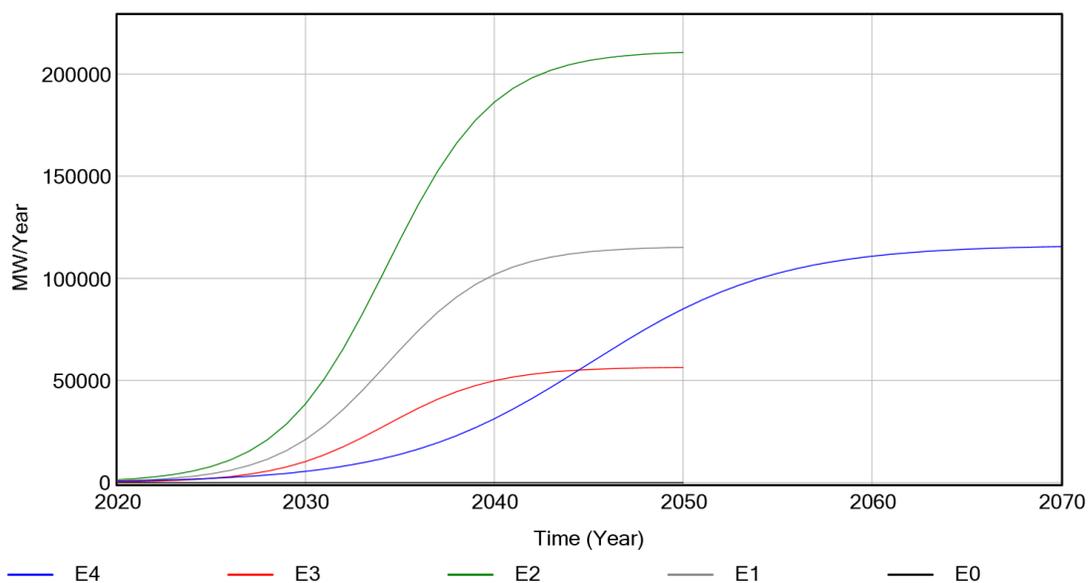
En los ejes de ordenadas de las gráficas, “B” se refiere a “billón”, y “T” a trillón, siendo esta terminología americana por lo que 1 Billón = 1000 Millones y 1 Trillón = 1000 Billones.

6.1. Resultado de Optimización: Potencia Electrolítica Instalada Anualmente

Las curvas de aprendizaje obtenidas fruto de resolver el problema de optimización (i.e. minimizar las emisiones acumuladas de CO₂) para cada escenario planteado (E0, E1, E2, E3 y E4) se ilustran en la Figura 70.

Figura 70

Resultados – Instalación anual de electrolizadores



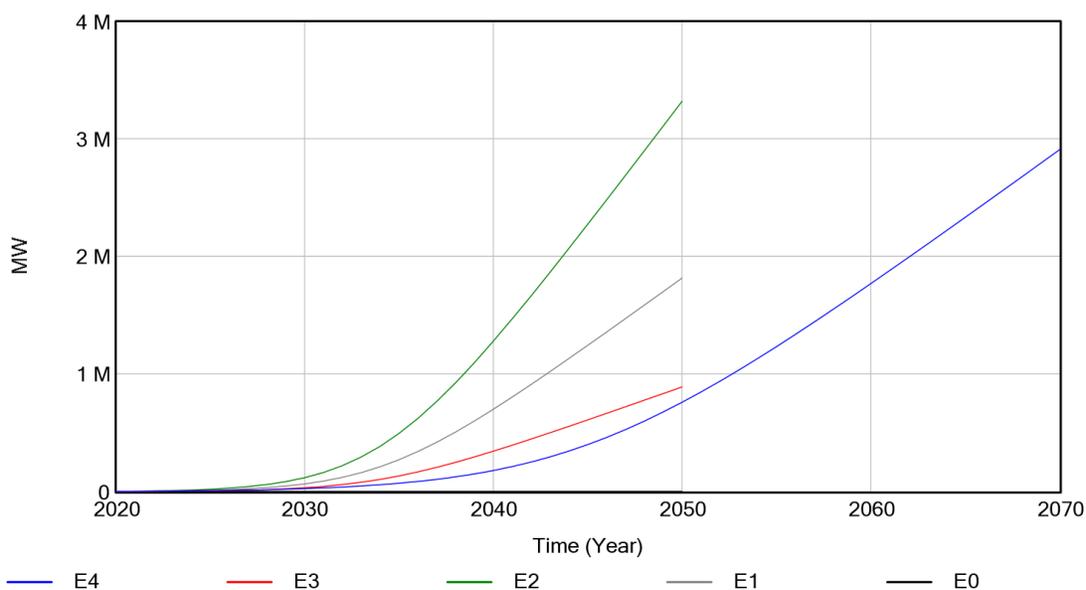
Fuente: elaboración propia

Estas formas funcionales se corresponden con la potencia instalada anual de unidades electrolíticas. Nótese que la velocidad de la curva del escenario E4 es más lenta que la de los escenarios E1, E2 y E3, pues esta es la premisa planteada para el E4.

En cuanto a la potencia instalada acumulada en cada escenario (área debajo de las curvas anteriores), se representa en la Figura 71.

Figura 71

Resultados – Potencia total instalada y acumulada de electrolizadores

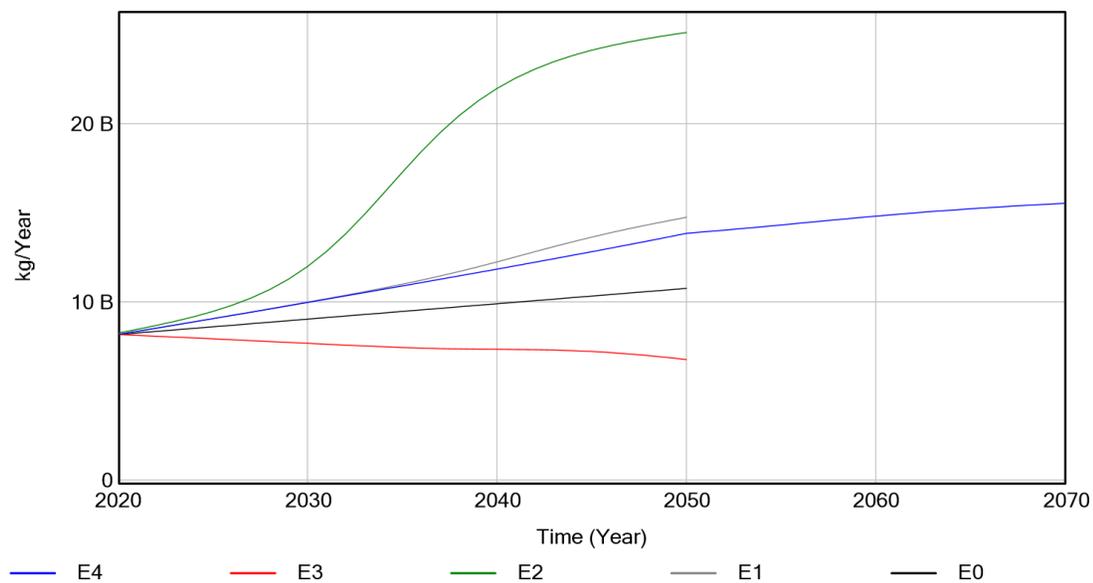


Fuente: elaboración propia

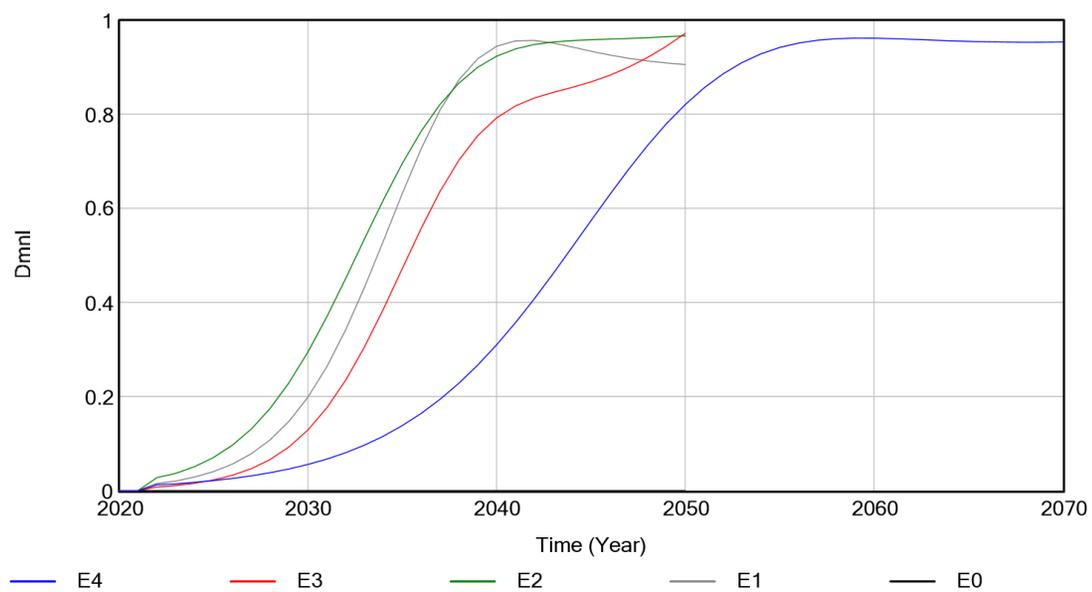
6.2. Demanda de Hidrógeno en la Simulación

En la Figura 72 se muestra la demanda total de hidrógeno proveniente del sector industrial en función de los cinco escenarios. Téngase en cuenta que esta demanda se puede satisfacer a partir de electrólisis o SMR.

En línea con lo anterior, en la Figura 73 se representa la proporción sobre el total de la demanda que se satisface vía electrólisis.

Figura 72*Resultados – Demanda total de hidrógeno*

Fuente: elaboración propia

Figura 73*Resultados – Proporción de la demanda cubierta por electrolizadores*

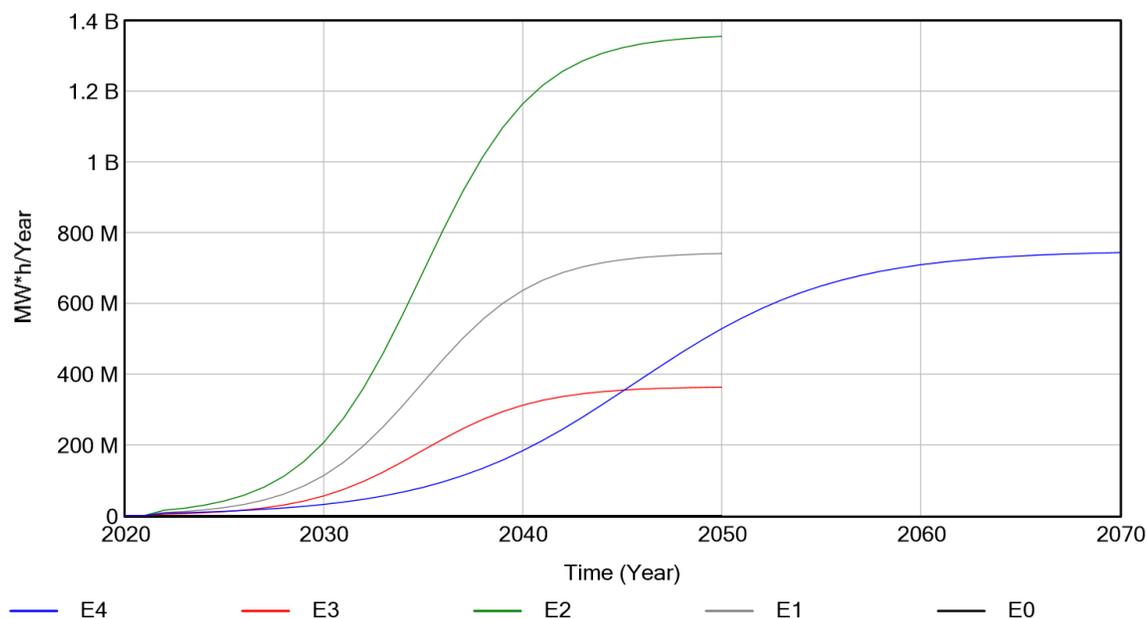
Fuente: elaboración propia

6.3. Insumos Energéticos y Materiales en la Simulación

El consumo eléctrico anual para satisfacer la demanda de hidrógeno con electrolizadores se muestra en la Figura 74.

Figura 74

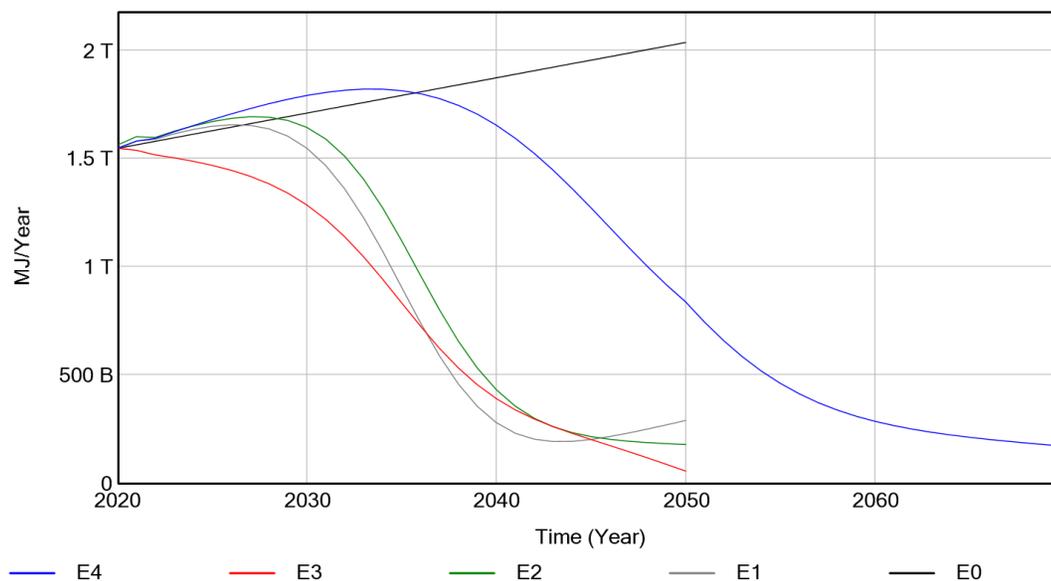
Resultados – Consumo de electricidad para los electrolizadores



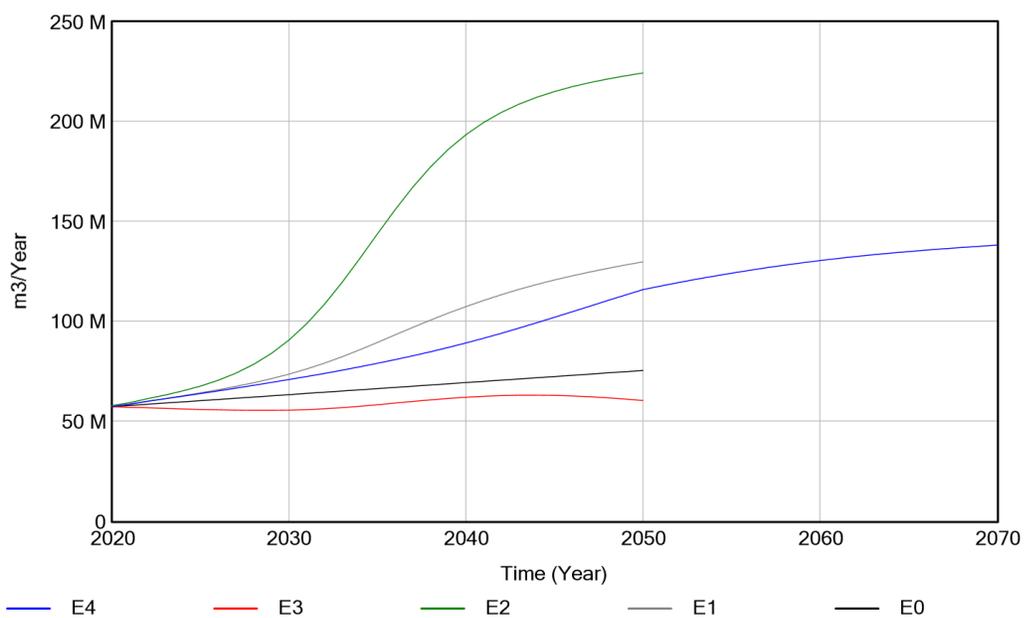
Fuente: elaboración propia

En cuanto al consumo de energía anual en forma de gas natural para producir hidrógeno con los reformadores de metano, se representa en la Figura 75. Las unidades energéticas del gas natural, en este caso, vienen dadas sobre una base HHV.

El gasto total de agua para la producción de hidrógeno bien sea a través de electrólisis o SMR, se ilustra en la Figura 76.

Figura 75*Resultados – Consumo de gas natural*

Nota: las unidades energéticas vienen dadas sobre una base HHV. Fuente: elaboración propia

Figura 76*Resultados – Consumo total de agua*

Fuente: elaboración propia

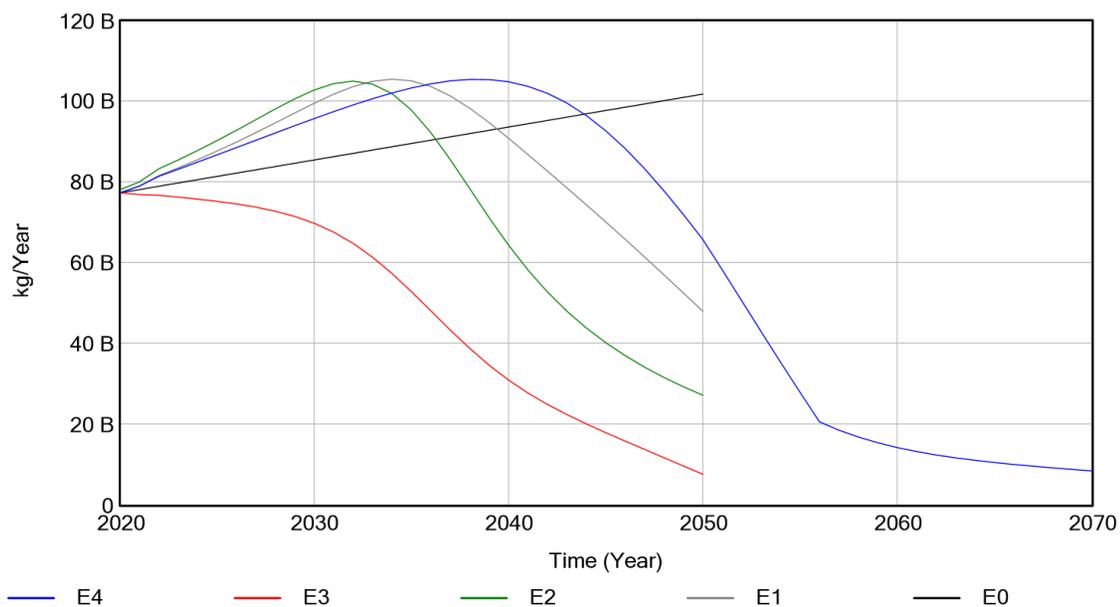
6.4. Emisiones de CO₂ Resultantes en la Evaluación del Modelo

En materia de emisiones de CO₂, se han contabilizado las asociadas a la producción de hidrógeno, las del sector del acero y las emisiones totales del sistema (ver emisiones totales en el apartado 4.5.5) resultantes en cada escenario.

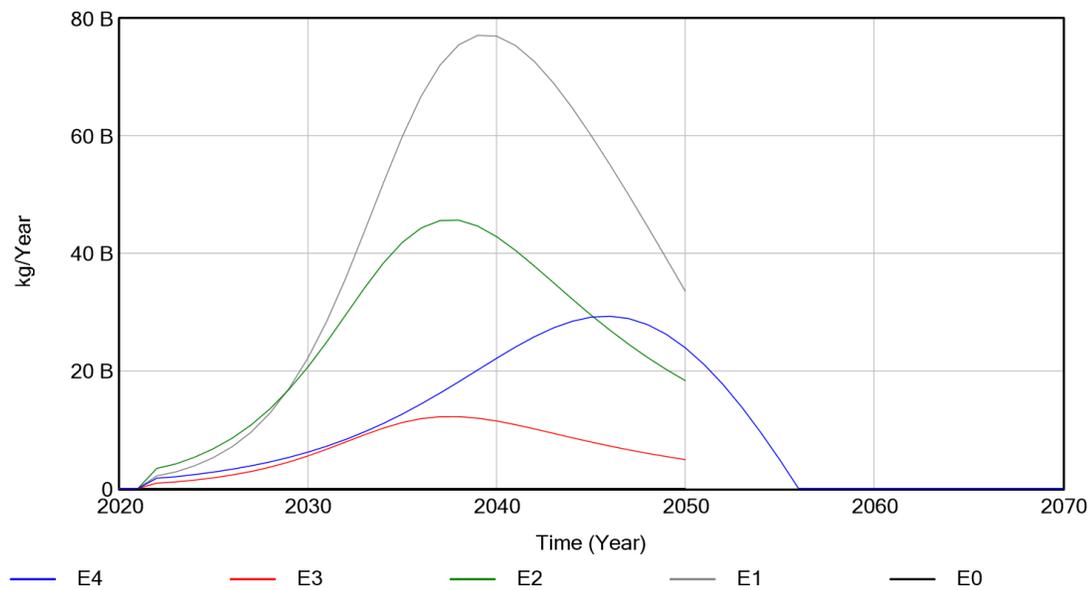
Las emisiones de CO₂ anuales asociadas a la producción de hidrógeno en el sector industrial se ilustran en la Figura 73. Estas emisiones se producen como consecuencia de generar hidrógeno a partir de electricidad (electrólisis) o de gas natural (SMR). De manera desagregada por tecnología, en la Figura 78 se representan las emisiones de CO₂ debidas a la electrólisis y en la Figura 79 las ocasionadas por la producción vía SMR.

Figura 77

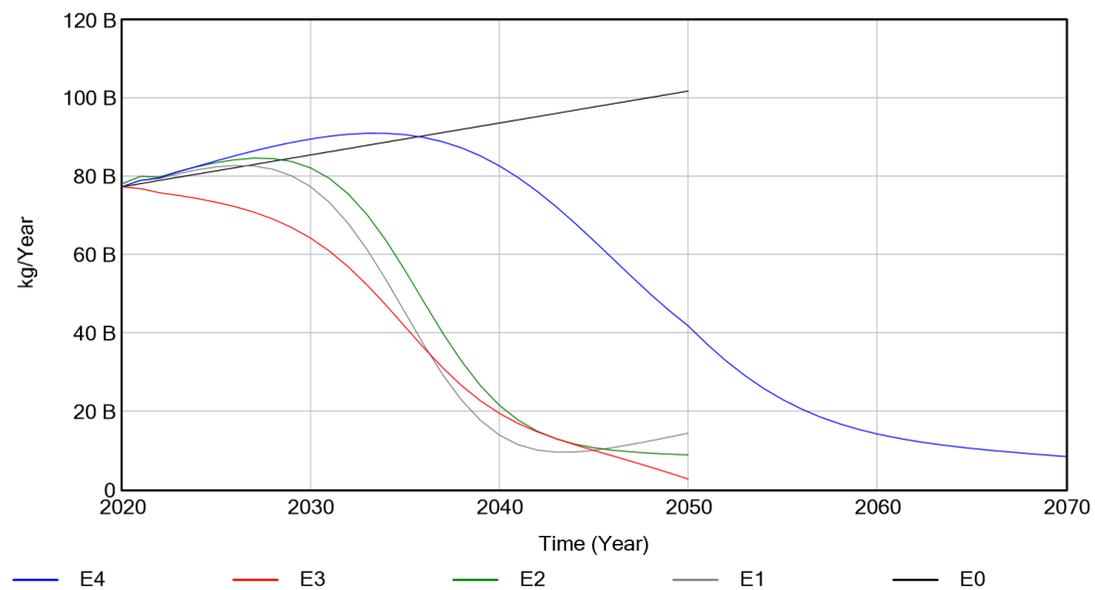
Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H₂



Fuente: elaboración propia

Figura 78*Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H₂ electrolítico*

Fuente: elaboración propia

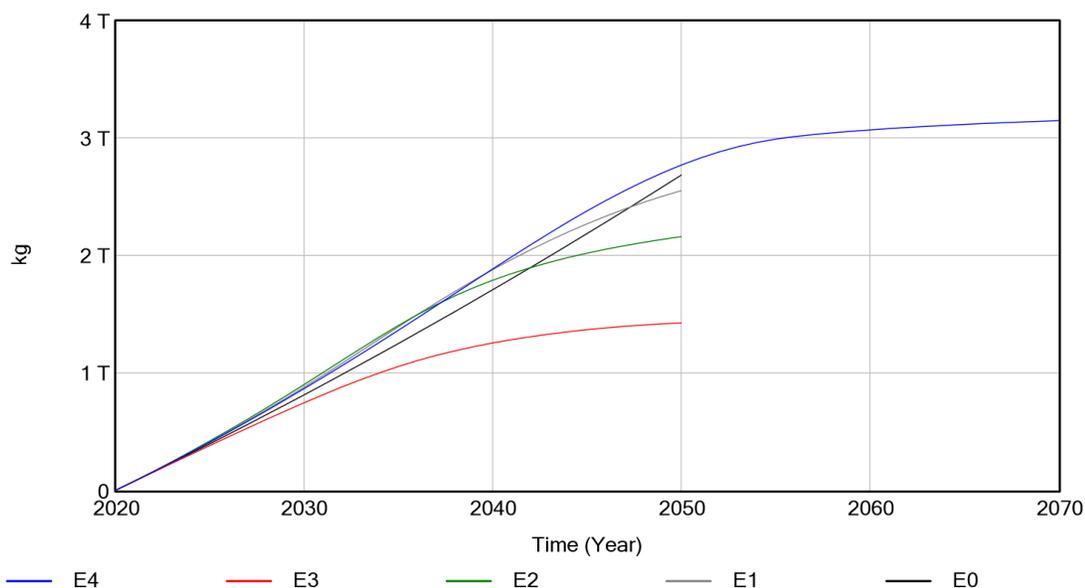
Figura 79*Resultados – Emisiones asociadas a la generación de H₂ vía SMR*

Fuente: elaboración propia

Asimismo, en la Figura 80 se han graficado las emisiones acumuladas a lo largo del tiempo debidas a la producción de hidrógeno (áreas debajo de las curvas de la Figura 77).

Figura 80

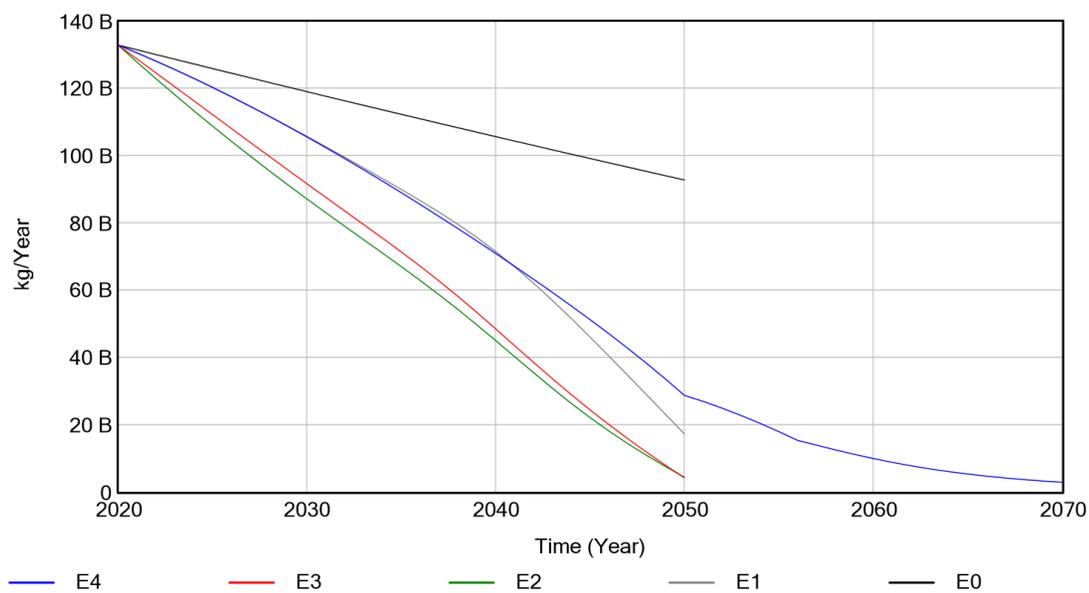
Resultados – Emisiones acumuladas asociadas a la generación de H_2



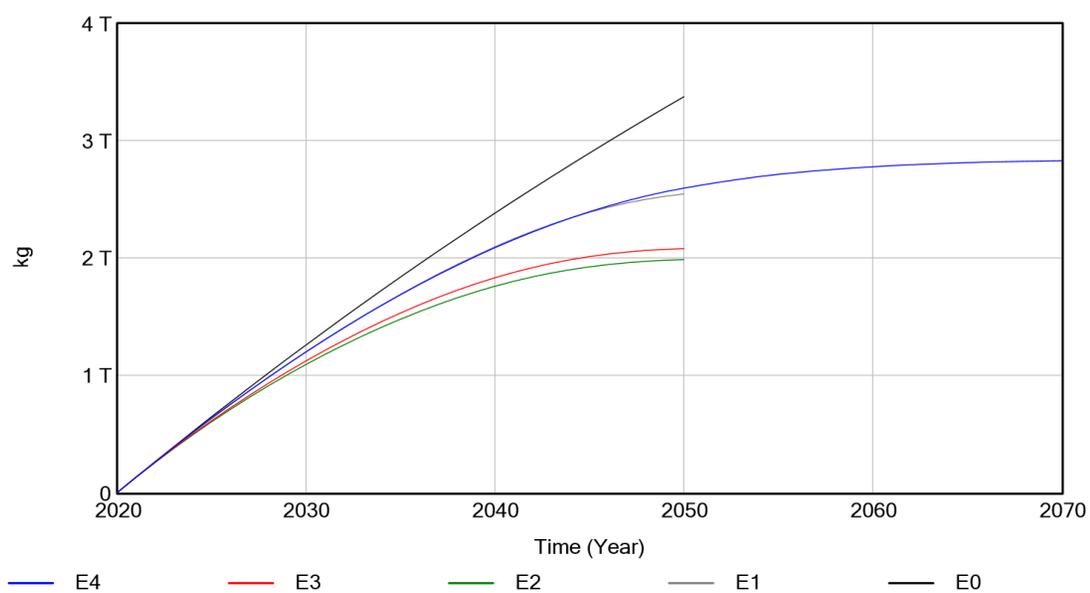
Fuente: elaboración propia

En lo referente al sector del acero (ver cálculo de emisiones del sector de acero en el apartado 4.5.5), sus emisiones anuales y acumuladas se ilustran en la Figura 81 y en la Figura 82. Debe tenerse en cuenta que estas emisiones contabilizan tanto la producción de hidrógeno (con electrólisis o SMR) para su uso en el sector como el consumo de carbón de coque (en el caso de BF – BOF) o de electricidad en el caso de los métodos con arco eléctrico (reducción directa y acero secundario).

Por último, en la Figura 83 se representan las emisiones anuales totales del sistema considerado para este trabajo, con su correspondiente acumulación en la Figura 84.

Figura 81*Resultados – Emisiones asociadas a la industria del acero*

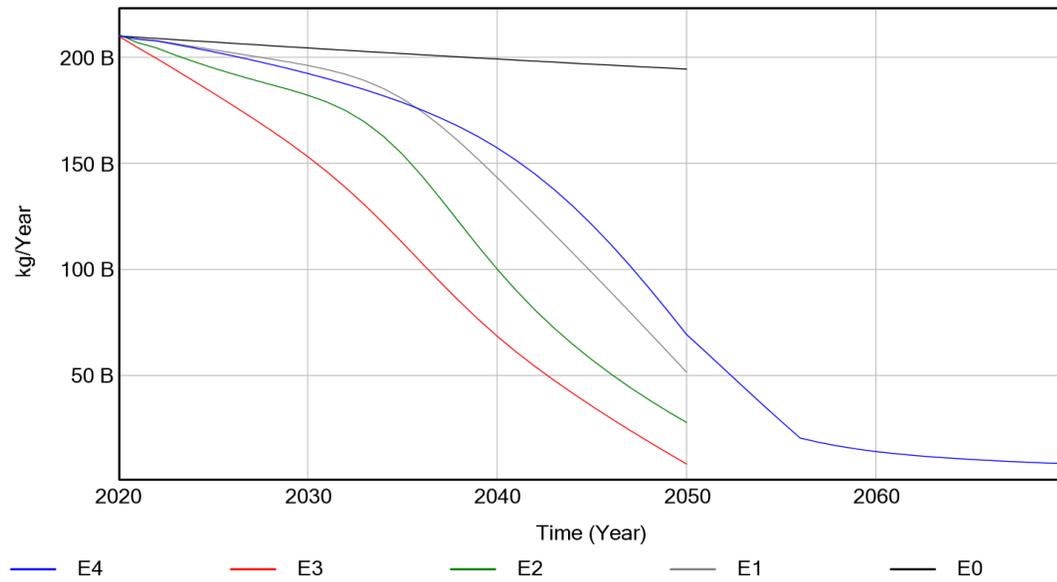
Fuente: elaboración propia

Figura 82*Resultados – Emisiones acumuladas asociadas a la industria del acero*

Fuente: elaboración propia

Figura 83

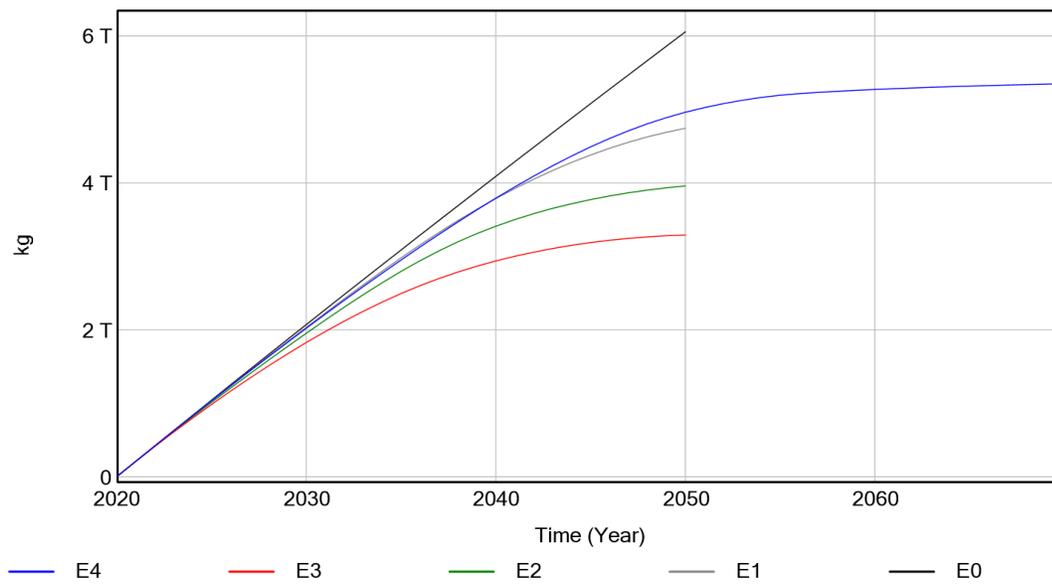
Resultados – Emisiones totales del sistema



Fuente: elaboración propia

Figura 84

Resultados – Emisiones totales acumuladas del sistema



Fuente: elaboración propia

Capítulo 7. Discusión

Los cuatro escenarios alternativos a las tendencias actuales dan como resultado, en mayor o menor medida, a una situación libre de emisiones totales de CO₂ a partir del año 2050 (ver Figura 83), siendo el escenario de decrecimiento (E3) el que tiene menores emisiones anuales, como es lógico puesto que en dicha situación la producción del sector industrial es bastante menor que en el resto de escenarios (ver Figura 72), lo que supone que la demanda de hidrógeno sea reducida; además, a este escenario se le añade el hecho de que la descarbonización de la red eléctrica de consumo esté acelerada, dando lugar a menores emisiones.

Tras el escenario de decrecimiento le sigue el escenario optimista para la descarbonización (E2), en materia de emisiones totales. Nótese que el escenario E2 dispone de una demanda de hidrógeno mucho mayor que el resto de los escenarios, así como de electricidad (ver Figura 74) debido a la inclusión del biodiésel en la producción, y a pesar de ello las emisiones asociadas son menores que en los escenarios E0, E1 y E4. Esto es así puesto que en el escenario E2 la transición de las fuentes de generación renovables es más acelerada que en los tres casos precedentes. Evidentemente esto reafirma el hecho de que un sistema basado en hidrógeno para la descarbonización requiere de fuentes de energía limpias.

En cuanto al escenario de despliegue de H₂ con retardo (E4), atendiendo a la Figura 84 puede observarse que en tal supuesto tanto el escenario de despliegue de H₂ (E1) como el E2 (idénticos a excepción del retardo temporal en la promoción tecnológica) contribuyen de igual manera a las emisiones totales acumuladas de CO₂ hasta 2050; esto supone que la situación de crecimiento económico con penetración de electrolizadores de cara a la descarbonización del sistema en 2050 tenga el mismo impacto en el cambio climático que retrasar dicha promoción tecnológica hacia 2070. Ante esta situación, resulta indispensable valorar la necesidad de retrasar

la transición energética en lo que se refiere a los electrolizadores. Para responder a esta cuestión es necesario comprender la razón de que, en este caso, ante dos políticas diferentes, se obtenga el mismo resultado en materia de emisiones totales de CO₂. El motivo está en las emisiones de la red eléctrica; en el escenario E4 se retrasa la instalación de electrolizadores en aproximadamente 20 años (ver Figura 70 donde se representa la penetración electrolítica en el sistema), lo que supone que el consumo eléctrico sea mucho menor que el de los escenarios de crecimiento con electrólisis (E1 y E2) (ver Figura 74), siendo mayoritario el SMR (ver Figura 79). Sin embargo, en el tramo de 2030 – 2040 los electrolizadores de los escenarios E1 y E2 comienzan a consumir energía eléctrica con, todavía, suficientes emisiones de CO₂ como para que la vía de producción a partir de gas natural que acontece en el escenario E4 resulte prácticamente igual de contaminante (nótese que en ese periodo de tiempo hay mucha diferencia entre las emisiones de dichos escenarios asociadas a la generación de hidrógeno (ver Figura 80) aun cuando en el escenario E4 se utilice sobre todo gas natural (Figura 73)). Asimismo, el hecho de no utilizar tanta electricidad en el escenario E4 no es baladí debido a que los requerimientos energéticos del sistema eléctrico podrían ser inasumibles si hubiera un despliegue masivo de electrolizadores; en el escenario E4 se necesita una cantidad de energía eléctrica igual a 180 TWh en 2040, mientras que en el escenario E1 se requiere 640 TWh (ver Figura 74), siendo la capacidad actual de generación de energía renovable en la UE – 27 igual a 950 TWh (SMARTGRIDSINFO, 2018). Por tanto, ante un escenario de transición energética con electrolizadores también hay que asegurarse de disponer de suficiente capacidad instalada de generación para entonces. Además, otro aspecto agravante de la situación anterior son los términos económicos ya que, tal y como se comenta en el apartado 3.2.3, los costes de generar hidrógeno electrolítico aún están muy por encima que el del hidrógeno gris, por lo que en una comparación económica en cuanto a costes de producción y operación es posible que el

escenario E4 se vea favorecido (a menos que se abarate la producción electrolítica con el paso del tiempo) en este sentido como consecuencia de las grandes diferencias en cuanto a potencia total instalada de electrolizadores (ver Figura 71). No obstante, el hecho de optar por la vía del retardo también tiene claras desventajas; la gran dependencia del gas natural para seguir produciendo hidrógeno (ver Figura 72). A partir de 2040 en los escenarios pro – transición hacia 2050 son prácticamente independientes del gas natural, cuestión que en determinadas regiones dependientes de recursos fósiles como la UE – 27 debería ser tomada en consideración.

En lo referente al comportamiento general de los escenarios de crecimiento económico (E1, E2 y E4), resulta muy interesante destacar el “efecto rebote” presente en las emisiones anuales asociadas a la producción electrolítica de hidrógeno (ver Figura 78). Esta forma funcional sucede por la confluencia de dos factores; en primer lugar, las emisiones crecen a medida que la sigmoideal de potencia instalada evoluciona más rápidamente (con el consiguiente aumento en el consumo eléctrico debido a la prioridad de producción con electrolizadores) y llega a un punto máximo a partir del cual comienza a decrecer debido a que la sigmoide deja de evolucionar a tanta velocidad, (acercándose al clímax) y la intensidad de emisiones asociadas a la red continúa disminuyendo. Otra cuestión destacable del comportamiento evolutivo de las emisiones tiene lugar en la Figura 80 donde, en 2050 los tres escenarios con crecimiento económico dan lugar a emisiones acumuladas asociadas a la producción de hidrógeno muy parecidas a las del escenario base, que es el escenario carente de medidas de descarbonización. Por contradictorio que parezca, este resultado es el esperado ya que a partir de ese momento las emisiones de CO₂ acumuladas dejarán de crecer (o al menos lo harían despacio, como en el caso del escenario E1 en la Figura 78, donde aún las emisiones anuales no son nulas, pero sí reducidas) y se mantendrán en un valor constante dado que las emisiones asociadas a la generación de hidrógeno se ven atenuadas (ver Figura 77).

No obstante, a pesar de cumplir con los objetivos de descarbonización y disponer de hidrógeno verde, merece la pena preguntarse si los estragos sobre el cambio climático que traería consigo la transición energética son asumibles para el medio ambiente.

Para finalizar con el tema relativo a las emisiones de CO₂, cabe destacar el hecho de que, sin duda la utilización de hidrógeno en la industria siderúrgica contribuye de forma muy favorable a descarbonizar el sector (ver Figura 81), independientemente del escenario planteado (aunque en menor medida para el escenario E1 y E4). Esto es debido a la gran intensidad de emisiones de la ruta BF – BOF, que utiliza carbón de coque como materia prima.

En cuanto al consumo de recursos energéticos y materiales, ya se ha comentado anteriormente las implicaciones del consumo de energía eléctrica en lo referente a la capacidad de producción. Asimismo, en lo referente a los resultados de optimización (ver Figura 70), y en base a los resultados en materia de emisiones de CO₂, parecen razonables los valores de potencia instalada anualmente ya que permiten alcanzar la neutralidad de carbono sin superar las emisiones acumuladas del escenario base. Además, según (European Commission. Joint Research Centre., 2018) la UE – 27 requiere alrededor de 1000 TWh anuales para abastecer al sector industrial a base de hidrógeno verde, en base a un escenario similar al E1 (consideración de la demanda de crudo refinado, amoníaco, metanol y los procesos de reducción directa de acero), resultado muy en línea con el obtenido en este trabajo (750 TWh, ver Figura 74). Por último, el consumo de agua en el sector debido a la electrólisis supone un incremento considerable con respecto a la situación actual (ver Figura 76), llegando a triplicar (escenario E1) e incluso quintuplicar (escenario E2) el valor inicial de partida.

Capítulo 8. Conclusiones

8.1. Conclusiones Generales

Gracias a la realización de este trabajo se ha podido cuantificar a partir de un modelo basado en la dinámica de sistemas, caracterizado y parametrizado de acuerdo con la literatura científica, las limitaciones del hidrógeno en el sector industrial, así como ratificar sus aplicaciones potenciales, todo ello desde un punto de vista energético y medioambiental, con vistas a la descarbonización del sistema.

A raíz del estudio realizado y sobre los resultados obtenidos, se puede concluir la gran dependencia de la efectividad del despliegue electrolítico para la producción de hidrógeno verde con la presencia de fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico. También se ha demostrado el potencial efectivo del hidrógeno en el sector siderúrgico en oposición a las rutas tradicionales contaminantes, concluyendo que el hidrógeno verde puede ser útil en aquellos sectores difíciles de descarbonizar como el del acero.

Asimismo, se ha podido comprobar la dificultad que entraña llevar a cabo la descarbonización de un sistema energético ante una sociedad creciente en cuanto a economía se refiere, ya que, a pesar de reducir las emisiones de gases contaminantes a cero en 2050 gracias a la aplicación de políticas de mitigación y cumpliendo con los objetivos del Acuerdo de París, durante el proceso hacia la descarbonización se continuaría emitiendo dióxido de carbono, contribuyendo aun así al cambio climático.

Finalmente, se ha planteado la posibilidad de retrasar la transición energética más allá del año 2050, como consecuencia de la contaminación presente en la red eléctrica y dada la gran capacidad de potencia instalada que requeriría la completa sustitución del hidrógeno gris por

hidrógeno verde, siendo imprescindible para emitir un juicio de valor en este sentido, tener en cuenta otros factores tales como la dependencia regional asociada a la importación de gas natural.

8.2. Limitaciones del Modelo y Líneas de Trabajo Futuras

El modelo de hidrógeno en el sector industrial planteado para este trabajo tiene ciertas limitaciones debido a las hipótesis y simplificaciones asumidas en el proceso de modelado. Aún se debe implementar un stock de reformadores de gas natural, de igual forma que se ha hecho con la electrólisis, así como plantear otras posibilidades de producción de hidrógeno tales como la gasificación de la biomasa o del carbón, siendo este último necesario para aplicar el modelo regional aquí desarrollado a otros países ajenos a la UE – 27 y cuya economía de hidrógeno se basa en el carbón como materia prima. Otras cuestiones que han de ser consideradas son aquellas relativas a los parámetros técnicos de los electrolizadores en cuanto a vida útil y degradación se refiere, de los cuales se tiene incertidumbre. Resultaría conveniente realizar un análisis de sensibilidad en este sentido.

En un trabajo futuro, se pretende dar cabida a las siguientes cuestiones:

- Integración del modelo en WILIAM, así como su aplicación a problemas relacionados con la intermitencia de las renovables.
- Implementación de variables económicas en el modelo.
- Consideración de la posibilidad de almacenar y transportar el hidrógeno almacenado, teniendo en cuenta las pérdidas energéticas que este hecho trae consigo.

8.3. Valoración sobre el Trabajo Realizado

La materia de estudio en este trabajo me ha resultado especialmente novedosa, valorando positivamente el aprendizaje general y particular del sector del hidrógeno. Los conocimientos sobre el papel del hidrógeno en la economía y transición energética no son materia de estudio en

las asignaturas del Grado en Ingeniería Eléctrica (de momento). Espero que este trabajo contribuya a difundir la importancia de este vector energético en las ingenierías.

Referencias

- Acar, C., & Dincer, I. (2019). Review and evaluation of hydrogen production options for better environment. *Journal of Cleaner Production*, 218, 835-849.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.046>
- Agora Energiewende. (2021). *No-regret hydrogen: Charting early steps for H2 infrastructure in Europe*.
- AICHE The Global Home of Chemical Engineers. (2019, agosto). *Renewable Hydrogen for Sustainable Ammonia Production / AIChE*.
<https://www.aiche.org/resources/publications/cep/2019/august/renewable-hydrogen-sustainable-ammonia-production>
- Alejandro de la Garza. (2021, septiembre 22). *Fossil Fuel Companies Say Hydrogen Made From Natural Gas Is a Climate Solution. But the Tech May Not Be Very Green*. TIME.
<https://time.com/6098910/blue-hydrogen-emissions/>
- Antonini, C., Treyer, K., Streb, A., van der Spek, M., Bauer, C., & Mazzotti, M. (2020). Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. *Sustainable Energy & Fuels*, 4(6), 2967-2986.
<https://doi.org/10.1039/D0SE00222D>
- Ares, J. R., Leardini, F., & Sánchez, C. (2019). El hidrógeno como vector energético: Mucho hecho pero casi todo por hacer. *Encuentros Multidisciplinares*, 62.
- Balat, H., & Kirtay, E. (2010). Hydrogen from biomass – Present scenario and future prospects. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(14), 7416-7426.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.04.137>

- Bhaskar, A., Assadi, M., & Nikpey Somehsaraei, H. (2020). Decarbonization of the Iron and Steel Industry with Direct Reduction of Iron Ore with Green Hydrogen. *Energies*, *13*(3), 758. <https://doi.org/10.3390/en13030758>
- Blanco, H., Leaver, J., Dodds, P. E., Dickinson, R., García-Gusano, D., Iribarren, D., Lind, A., Wang, C., Danebergs, J., & Baumann, M. (2022). A taxonomy of models for investigating hydrogen energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *167*, 112698. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112698>
- Bloomberg NEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.
- Brauns, J., & Turek, T. (2020). Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review. *Processes*, *8*(2), 248. <https://doi.org/10.3390/pr8020248>
- Brear, M. J., Baldick, R., Cronshaw, I., & Olofsson, M. (2020). Sector coupling: Supporting decarbonisation of the global energy system. *The Electricity Journal*, *33*(9), 106832. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106832>
- Buergler, T., & Prammer, J. (2019). Hydrogen Steelmaking: Technology Options and R&D Projects. *BHM Berg- Und Hüttenmännische Monatshefte*, *164*(11), 447-451. <https://doi.org/10.1007/s00501-019-00908-8>
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., Fennell, P. S., Fuss, S., Galindo, A., Hackett, L. A., Hallett, J. P., Herzog, H. J., Jackson, G., Kemper, J., Krevor, S., Maitland, G. C., Matuszewski, M., Metcalfe, I. S., Petit, C., ... Mac Dowell, N. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, *11*(5), 1062-1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE02342A>
- Buttler, A., & Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review.

Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 2440-2454.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>

Campbell, C. J., & Heapes, S. (2009). *An atlas of oil and gas depletion*. Jeremy Mills.

Capellán-Pérez, I., de Blas, I., Nieto, J., de Castro, C., Miguel, L. J., Carpintero, Ó., Mediavilla, M., Lobejón, L. F., Ferreras-Alonso, N., Rodrigo, P., Frechoso, F., & Álvarez-Antelo, D. (2020a). MEDEAS: A new modeling framework integrating global biophysical and socioeconomic constraints. *Energy & Environmental Science*, 13(3), 986-1017.

<https://doi.org/10.1039/C9EE02627D>

Capellán-Pérez, I., de Blas, I., Nieto, J., de Castro, C., Miguel, L. J., Carpintero, Ó., Mediavilla, M., Lobejón, L. F., Ferreras-Alonso, N., Rodrigo, P., Frechoso, F., & Álvarez-Antelo, D. (2020b). MEDEAS: A new modeling framework integrating global biophysical and socioeconomic constraints. *Energy & Environmental Science*, 13(3), 986-1017.

<https://doi.org/10.1039/C9EE02627D>

Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó., & Miguel, L. J. (2014). Fossil fuel depletion and socio-economic scenarios: An integrated approach. *Energy*, 77, 641-666. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.063>

Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J., & Stolten, D. (2013). A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12), 4901-4934.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.01.151>

Carral Couce, L., de Troya Calatayud, J. J., Álvarez Feal, C., & Rodríguez Guerreiro, M. J. (2011). *Estudio comparativo del uso de hidrógeno frente a combustibles fósiles en motores de combustión interna en buques*.

CEMPRE. (1998). *Manual de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos*. CEMPRE Uruguay.

Centro de Cambio Global UC. (s. f.). *Glosario de términos*. Recuperado 4 de julio de 2022, de <https://cambioglobal.uc.cl/comunicacion-y-recursos/recursos/glosario>

Columbia SIPA. (2022). *Hydrogen: A Hot Commodity Lacking Sufficient Statistics*.

Cornwall, W. (2018, junio 21). *Natural gas could warm the planet as much as coal in the short term*. Science. <https://www.science.org/content/article/natural-gas-could-warm-planet-much-coal-short-term>

David, M., Ocampo-Martínez, C., & Sánchez-Peña, R. (2019). Advances in alkaline water electrolyzers: A review. *Journal of Energy Storage*, 23, 392-403. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.03.001>

De Blas, I., Capellán-Pérez, Í., Álvarez Antelo, D., Miguel, L. J., & Crespo, Y. (2021). *D.9.2 Interim synthesis of the model*. <https://www.locomotion-h2020.eu/download/d-9-2-interim-synthesis-of-the-model-selected-results-and-scenario-analysis/?wpdmdl=2678&refresh=62c6e968318d01657203048>

De Blas, I., Miguel Gonzalez, L. J., & De Castro Carranza, C. (2021). INTEGRATES ASSESSMENT MODELS (IAMS) APPLIED TO CLIMATE CHANGE AND ENERGY TRANSITION. *DYNA*, 96(3), 316-321. <https://doi.org/10.6036/9922>

Deloitte. (2021). *The potential of hydrogen for the chemical industry*.

Element Energy Ltd. (2018). *Hydrogen supply chain evidence base*. 126.

Enagás. (s. f.). *El gas natural*. Recuperado 2 de julio de 2022, de <https://www.enagas.es/enagas/es/QuienesSomos/QueEsElGasNatural/ElGasNatural>

Energy Watch Group. (2007). Coal: Resources and Future Production. *EWG-Series, No 1*.

EUROFER. (2020). *European Steel in Figures | 2020*.

EUROFER. (2021). *European Steel in Figures | 2021*.

European Commission. (2020). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*.

European Commission. Directorate General for Internal Market, Industry, Entrepreneurship and

SMEs., Technopolis Group., & VVA. (2016). *Cumulative cost assessment for the EU chemical industry: Final report*. Publications Office.

<https://data.europa.eu/doi/10.2873/649728>

European Commission. Joint Research Centre. (2017). *POLES-JRC model documentation*.

Publications Office. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/225347>

European Commission. Joint Research Centre. (2018). *Green hydrogen opportunities in selected industrial processes*.

European Commission. Joint Research Centre. (2020). *Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries: 2020 report*. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/143674>

European Environment Agency. (2021, noviembre). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*. <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>

European Hydrogen Backbone. (2021). *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*.

Eurostat. (2022, junio 27). *Supply, transformation and consumption of oil and petroleum products*.

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_CB_OIL__custom_2924707/default/table?lang=en

- Fasihi, M., Weiss, R., Savolainen, J., & Breyer, C. (2021). Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Applied Energy*, 294, 116170.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116170>
- FCH. (2018). *Multi—Annual Work Plan 2014—2020*.
- FCH. (2019). *Hydrogen Roadmap Europe*.
- FCHO. (2022). *2022 Hydrogen supply and demand*.
- Ferreras Alonso, N. (2017). *Análisis comparativo de modelo de cambio climático desarrollados en Dinámica de Sistemas* [Trabajo Fin de Máster, Universidad de Valladolid].
<http://uvadoc.uva.es/handle/10324/27603>
- Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P., & Weigel, M. (2014). Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. *Journal of Cleaner Production*, 84, 563-580. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.05.063>
- Fuel cells and hydrogen. (2014). *Development of Water Electrolysis in the European Union*.
- FuturEnergy. (2021, octubre 13). *Combustibles basados en hidrógeno verde para permitir un recorte de hasta el 80% de las emisiones del transporte marítimo mundial para 2050*.
<https://futureenergyweb.es/combustibles-basados-en-hidrogeno-verde-para-permitir-un-recorte-de-hasta-el-80-de-las-emisiones-del-transporte-maritimo-mundial-para-2050/>
- Gajdzik, B., Sroka, W., & Vveinhardt, J. (2021). Energy Intensity of Steel Manufactured Utilising EAF Technology as a Function of Investments Made: The Case of the Steel Industry in Poland. *Energies*, 14(16), 5152. <https://doi.org/10.3390/en14165152>
- GEEDS. (2019, junio). *LOCOMOTION H2020-LC-CLA-2018-2. Project Number 821105*.
<https://geeds.es/project/locomotion/>

- Guilford, M. C., Hall, C. A. S., O'Connor, P., & Cleveland, C. J. (2011). A New Long Term Assessment of Energy Return on Investment (EROI) for U.S. Oil and Gas Discovery and Production. *Sustainability*, 3(10), 1866-1887. <https://doi.org/10.3390/su3101866>
- HeatTreat Technologies. (s. f.). *Electric Arc Furnace Energy Consumption*. Recuperado 11 de julio de 2022, de <http://heattreatconsortium.com/metals-advisor/electric-arc-furnace/electric-arc-furnace-energy-consumption/>
- Howarth, R. (2015). Methane emissions and climatic warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: Implications for policy. *Energy and Emission Control Technologies*, 45. <https://doi.org/10.2147/EECT.S61539>
- Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Energy Science & Engineering*, 9(10), 1676-1687. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>
- Hydrogen Council & McKinsey & Company. (2021). *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*.
- Hydrogen Europe. (2020). *Clean Hydrogen Monitor 2020*.
- IAMC wiki. (s. f.). *The common Integrated Assessment Model (IAM) documentation*. Recuperado 4 de julio de 2022, de https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/IAMC_wiki
- IDAE. (s. f.). *Biocarburantes*. Recuperado 9 de julio de 2022, de <https://www.idae.es/biocarburantes>
- IDAE. (2020). *Guía técnica de diseño de centrales de calor eficientes (Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización)*.
- IEA. (2017). *World Energy Outlook-2017*.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*.

- IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. OECD. <https://doi.org/10.1787/39351842-en>
- IEAGHG. (2017). *Reference data and supporting literature Reviews for SMR Based Hydrogen Production with CCS*.
- Index Mundi. (s. f.). *Ammonia Production by Country (Thousand metric tons of contained nitrogen)*. Recuperado 12 de julio de 2022, de <https://www.indexmundi.com/minerals/?product=ammonia>
- INE. (2019). *España en cifras 2019*. Catálogo de publicaciones oficiales de la Administración General del Estado. http://www.ine.es/prodyser/espa_cifras
- IPCC. (2022). *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Ispatguru. (2021, abril 9). *Hydrogen and Decarbonization of Steel Production*. <https://www.ispatguru.com/hydrogen-and-decarbonization-of-steel-production/>
- Ji, M., & Wang, J. (2021). Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(78), 38612-38635. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.142>
- Kakoulaki, G., Kougias, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J., & Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, 113649. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>
- King Hubbert, M. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. *Drilling and Production Practice*. American Petroleum Institute.

- Kousky, C. (2014). Informing climate adaptation: A review of the economic costs of natural disasters. *Energy Economics*, 46, 576-592. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.09.029>
- KROHNE Group. (s. f.). *Hidrocrqueo en la industria del petróleo y gas Refinación en la industria del petróleo y gas*. Recuperado 3 de julio de 2022, de <https://krohne.com/es/industrias/industria-del-petroleo-y-gas/refinacion-petroleo-y-gas/hidrocrqueo-en-la-industria-del-petroleo-y-gas/>
- Kucharavy, D., & De Guio, R. (2011). Application of S-shaped curves. *Procedia Engineering*, 9, 559-572. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2011.03.142>
- Kurrer, C. (2020). *The potential of hydrogen for decarbonising steel production*.
- Lampert, D. J., Cai, H., & Elgowainy, A. (2016). Wells to wheels: Water consumption for transportation fuels in the United States. *Energy & Environmental Science*, 9(3), 787-802. <https://doi.org/10.1039/C5EE03254G>
- Laurikko, J., Ihonen, J., Kiviaho, J., Himanen, O., Weiss, R., Saarinen, V., Kärki, J., & Hurskainen, M. (2020). *National Hydrogen Roadmap*.
- Linde Group. (s. f.). *Hydrogen Recovery by Pressure Swing Adsorption*.
- Manoharan, Y., Hosseini, S. E., Butler, B., Alzahrani, H., Senior, B. T. F., Ashuri, T., & Krohn, J. (2019). Hydrogen Fuel Cell Vehicles; Current Status and Future Prospect. *Applied Sciences*, 9(11), 2296. <https://doi.org/10.3390/app9112296>
- Martín García, J., & Sterman, J. (2006). *Theory and practical exercises of system dynamics*.
- Midrex Technologies, Inc. (2021, septiembre). *Hot Briquetted Iron: Steel's Most Versatile Metallic in the Transition to the Hydrogen Economy*. <https://www.midrex.com/tech-article/hot-briquetted-iron-steels-most-versatile-metallic-in-the-transition-to-the-hydrogen-economy/>

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO: UNA APUESTA POR EL HIDRÓGENO RENOVABLE*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). *España, Informe Inventarios GEI 1990-2019*.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022). *FACTORES DE EMISIÓN. REGISTRO DE HUELLA DE CABRÓN, COMPENSACIÓN Y PROYECTOS DE ABSORCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO*.

Murray, J., & King, D. (2012). Oil's tipping point has passed. *Nature*, 481(7382), 433-435.
<https://doi.org/10.1038/481433a>

Naciones Unidas. (s. f.). *Causas y efectos del cambio climático*. Recuperado 2 de junio de 2022, de <https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change>

Nardin, G., Meneghetti, A., Dal Magro, F., & Benedetti, N. (2014). PCM-based energy recovery from electric arc furnaces. *Applied Energy*, 136, 947-955.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.052>

Naterer, G. F., Jaber, O., & Dincer, I. (2010). *Environmental Impact Comparison of Steam Methane Reformation and Thermochemical Processes of Hydrogen Production*. 7.

Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2017). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 597-611.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.044>

Oshiro, K., & Fujimori, S. (2022). Role of hydrogen-based energy carriers as an alternative option to reduce residual emissions associated with mid-century decarbonization goals. *Applied Energy*, 313, 118803. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118803>

- Otto, A., Robinius, M., Grube, T., Schiebahn, S., Praktiknjo, A., & Stolten, D. (2017). Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry. *Energies*, *10*(4), 451. <https://doi.org/10.3390/en10040451>
- Palmer, G., & Floyd, J. (2020). *Energy Storage and Civilization: A Systems Approach* (Vol. 40). Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-33093-4>
- Parlamento Europeo. (2021, junio 25). *¿Qué es la neutralidad de carbono y cómo alcanzarla para 2050?*
<https://www.europarl.europa.eu/news/es/headlines/society/20190926STO62270/que-es-la-neutralidad-de-carbono-y-como-alcanzarla-para-2050>
- PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. (s. f.). *IMAGE Integrated Model to Assess the Global Environment*. Recuperado 5 de julio de 2022, de https://models.pbl.nl/image/index.php/Welcome_to_IMAGE_3.2_Documentation
- Pérez-Fortes, M., Schöneberger, J. C., Boulamanti, A., & Tzimas, E. (2016). Methanol synthesis using captured CO₂ as raw material: Techno-economic and environmental assessment. *Applied Energy*, *161*, 718-732. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.067>
- Pimm, A. J., Cockerill, T. T., & Gale, W. F. (2021). Energy system requirements of fossil-free steelmaking using hydrogen direct reduction. *Journal of Cleaner Production*, *312*, 127665. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.127665>
- Polar Science Center. (s. f.). *PIOMAS Artic Sea Ice Volume Reanalysis*. Recuperado 2 de junio de 2022, de <http://psc.apl.uw.edu/research/projects/arctic-sea-ice-volume-anomaly/>
- Rechberger, K., Spanlang, A., Conde, A. S., Wolfmeir, H., & Harris, C. (2020). Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking. *Steel research international*, *91*.

- Red Eléctrica de España. (2021, julio). *POTENCIA INSTALADA / SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>
- Reiner, D. M. (2016). Learning through a portfolio of carbon capture and storage demonstration projects. *Nature Energy*, 1(1), 15011. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2015.11>
- Revista de Ingeniería Dyna. (2019, abril 3). *La reducción del mineral de hierro con hidrógeno / Noticias*. <https://www.revistadyna.com/noticias-de-ingenieria/la-reduccion-del-mineral-de-hierro-con-hidrogeno>
- Robinson, P. R., & Dolbear, G. E. (2006). Hydrotreating and Hydrocracking: Fundamentals. En C. S. Hsu & P. R. Robinson (Eds.), *Practical Advances in Petroleum Processing* (pp. 177-218). Springer New York. https://doi.org/10.1007/978-0-387-25789-1_7
- Sánchez, C. (2019, abril 2). *Normas APA – 7ma (séptima) edición*. <https://normas-apa.org/>
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52), 30470-30492. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
- Scott, V., Gilfillan, S., Markusson, N., Chalmers, H., & Haszeldine, R. S. (2013). Last chance for carbon capture and storage. *Nature Climate Change*, 3(2), 105-111. <https://doi.org/10.1038/nclimate1695>
- Shaw, H. (1984, marzo 28). *CO2 Greenhouse and Climate Issues*. EUSA/ER&E ENVIRONMENTAL CONFERENCE, Florham Park, New Jersey.
- Siemens Energy. (2021). *Efficiency—Electrolysis*.
- SMARTGRIDSINFO. (2018, febrero 2). *Las Energías Renovables aumentan su presencia en el Consumo Energético Final de la UE • SMARTGRIDSINFO*.

- <https://www.smartgridsinfo.es/2018/02/02/energia-renovables-aumentan-presencia-consumo-energetico-final-ue>
- steeluniversity. (2013). *Basic Oxygen Steelmaking Simulation, version 1.36 User Guide*.
http://www.steeluniversity.org/content/html/eng/BOS_UserGuide.pdf
- Stengel, T., & Schießl, P. (2014). Life cycle assessment (LCA) of ultra high performance concrete (UHPC) structures. En *Eco-efficient Construction and Building Materials* (pp. 528-564). Elsevier. <https://doi.org/10.1533/9780857097729.3.528>
- TCI GEOCOMP. (2020). *Estudio de Instalación de Generación de Hidrógeno 100 MW*.
- The Energy and Resources Institute. (2021). *Green Steel Through Hydrogen Direct Reduction*.
- United Nations Climate Change. (s. f.). *Alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible gracias a la acción climática*. Recuperado 2 de junio de 2022, de <https://unfccc.int/es/alcanzar-los-objetivos-de-desarrollo-sostenible-gracias-a-la-accion-climatica>
- Ventana Systems, Inc. (s. f.). *Vensim Help*. Recuperado 12 de julio de 2022, de <http://www.vensim.com/documentation/index.html>
- Vermeulen, T., & Campuzano, L. D. (2021). *The green hydrogen energy in Spain*.
- Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*, 203, 736-745.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.279>
- Wang, J., Feng, L., Tang, X., Bentley, Y., & Höök, M. (2017). The implications of fossil fuel supply constraints on climate change projections: A supply-side analysis. *Futures*, 86, 58-72. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2016.04.007>

- Wang, R. R., Zhao, Y. Q., Babich, A., Senk, D., & Fan, X. Y. (2021). Hydrogen direct reduction (H-DR) in steel industry—An overview of challenges and opportunities. *Journal of Cleaner Production*, 329, 129797. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129797>
- Webber, M. E. (2007). The water intensity of the transitional hydrogen economy. *Environmental Research Letters*, 2(3), 034007. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/2/3/034007>
- Younas, M., Shafique, S., Hafeez, A., Javed, F., & Rehman, F. (2022). An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges. *Fuel*, 316. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123317>