



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA Y AGRIMENSURA
ESCUELA DE POSGRADO Y EDUCACIÓN CONTINUA



Maestría en Energía para el Desarrollo Sostenible

PROYECTO DE TESIS:

Análisis de Alternativas para la Producción de Combustibles Sintéticos a base de Hidrógeno y Carbono en la zona de Bahía Blanca y su posible utilización en equipos de transporte pesado

Autor: Ing. Ind. Federico Stuhldreher Madsen

Director: Dr. en Física Carlos Ramiro Rodríguez - UNC

Co directora: Dra. en Ciencia y Tecnología (Química) Graciela Carmen Abuin - UNGSM

Año 2024



TEMARIO

1.- RESUMEN	16
2.- INTRODUCCIÓN	17
2.1.- Interés en el desarrollo del proyecto	26
3.- HIPÓTESIS	28
4.- OBJETIVO GENERAL	28
5.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	28
6.- METODOLOGÍA	28
7.- MARCO TEÓRICO	30
7.1.- Los eco-combustibles y el sector de transporte	30
7.2.- Combustibles sintéticos y su cadena de valor	35
7.3.- Métodos de producción de los combustibles sintéticos	38
7.3.1.- Obtención de hidrógeno	41
7.3.1.1.- Hidrógeno a partir de gas natural	43
7.3.1.2.- Hidrógeno “verde” – la electrólisis y el reformado de biogás	47
7.3.2.- CCUS - Captura y utilización de dióxido de carbono	63
7.3.2.1.- CCS - Captura, transporte y almacenamiento de CO₂	65
7.3.2.2.- DAC - Captura Directa de CO₂ del aire	66
7.3.2.3.- CCU – Captura y Utilización del dióxido de carbono	67
7.3.3.- Gas sintético (Syngas) para producción de combustibles sintéticos	68
7.3.4.- Transformación del syngas a combustibles sintéticos	70
7.3.4.1.- Conversión del Syngas a metanol	72
7.3.4.2.- Transformación del metanol a otros combustibles sintéticos	74
7.3.4.3.- Síntesis Fischer-Tropsch para obtención de combustibles sintéticos	76
7.3.5.- Amoníaco como combustible sintético	78
7.3.5.1.- Obtención del nitrógeno atmosférico	79
7.3.5.2.- Síntesis Haber-Bosch	79
7.3.5.3.- Síntesis electroquímica del amoníaco	80
7.4.- Caracterización de los combustibles sintéticos	81
7.4.1.- Propiedades comparativas con combustibles fósiles convenciones y normas técnicas de referencia	82
7.4.1.1.- Hidrógeno como combustible	82



7.4.1.2.- Combustibles tipo nafta (fósil)	86
7.4.1.3.- Combustibles tipo diésel/gasóleo	88
7.4.1.4.- Combustibles de aviación	92
7.4.1.5.- Análisis comparativo de las tecnologías para reemplazo del combustible diésel.....	94
7.4.2.- <u>Tecnologías para utilización de los combustibles sintéticos: motor de combustión interna (MCI) y celda de combustible (FC)</u>	95
7.4.2.1.- Motor de combustión interna	96
7.4.2.2.- Celda de combustible	100
7.4.3.- <u>Análisis del ciclo de vida (LCA) y evaluación económica (LCC) de los combustibles</u>	104
8.- <u>ANÁLISIS Y RESULTADOS</u>	109
8.1.- <u>Análisis de recursos para obtención de combustibles sintéticos en la zona de bahía blanca</u>	109
8.1.1.- <u>Modelo de producción de PtX renovable (PtX Hub International – GIZ)</u>	110
8.1.2.- <u>Análisis de escenarios para hidrógeno de bajas emisiones LCH₂ y PtX en Argentina (GIZ)</u> . 112	
8.1.3.- <u>Matriz energética argentina y energías renovables – potencial de generación</u>	117
8.1.4.- <u>Zona Bahía Blanca - materias primas disponibles y tecnologías de procesamiento</u>	124
8.1.4.1.- Dimensión ambiental	125
8.1.4.2.- Dimensión económica	136
8.1.4.3.- Dimensión social.....	140
8.1.4.4.- Dimensión de la Gobernanza	141
8.1.5.- <u>Zona Bahía Blanca - Integración de tecnologías para la producción PtX</u>	143
8.1.6.- <u>Zona Bahía Blanca - Posibilidades de ubicación geográfica en función de la infraestructura industrial</u>	147
8.1.7.- <u>Análisis económico del ciclo de vida (LCC) de diversos e-combustibles</u>	153
8.2.- <u>Factibilidad de uso de combustibles sintéticos en vehículos pesados – Aplicación del transporte ferroviario</u>	160
8.2.1.- <u>Hidrógeno (Motor de combustión interna y celda de combustible)</u>	165
8.2.2.- <u>Metanol (Motor de combustión interna y celda de combustible)</u>	177
8.2.3.- <u>Diésel Sintético (motor de combustión interna)</u>	185
8.2.4.- <u>DME del Metanol (motor de combustión interna)</u>	186
8.2.5.- <u>Amoníaco (Motor de combustión interna y celda de combustible)</u>	187
9.- <u>CONCLUSIONES</u>	193



Referencias Bibliográficas	195
Referencias Tomadas de Internet	207



Figuras

Fig. 1.- Matriz Energética Mundial	17
Fig. 2: Consumo final de energía LAC por fuente de energía [Mtep; %] - 1973 – 2019	18
Fig. 3: Consumo final de energía subregión Cono Sur por sector y fuente de energía, año 2019 [Mtep; %]	18
Fig. 4: Distribución Sectorial y Participación de los GEI por Sector para inventario 2020	19
Fig. 5: Emisiones del Sector Energía – 2020	20
Fig. 6: Distribución de fuentes para la Matriz Energética Argentina 2021	21
Fig. 7: Potencial de reducción de emisiones de CO ₂	22
Fig. 8 – Cadena de producción de combustibles sintéticos	24
Fig. 9 – Representación del proyecto Haru Oni	26
Fig. 10 – Representación de conectores para carga de energía	30
Fig. 11 – Inyección de hidrógeno y mapa de combustión en un MCI	32
Fig. 12 – Emisiones sector transporte 2010/2017	33
Fig. 13 – Procesos PtX	36
Fig. 14 – Diagrama reducido de la cadena de valor de los combustibles sintéticos	37
Fig. 15 – Grados de madurez de soluciones de H ₂ vs electrificación	39
Fig. 16 – Métodos de producción de hidrógeno y color asociado.....	41
Fig. 17 – Vías de transformación de la biomasa, incluyendo el H ₂ V	42
Fig. 18 – Reservorios de hidrógeno natural	42
Fig. 19 – Procesos termoquímicos.....	44
Fig. 20 – Procesos de pirólisis de metano.....	46
Fig. 21 – Vías de obtención de hidrógeno renovable	47
Fig. 22 – Funcionamiento de un electrizador alcalino.....	49
Fig. 23 – Esquema de funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores.....	50
Fig. 24 – Esquema de generación de H ₂ verde por energía eólica.....	51
Fig. 25 – Esquema de generación de H ₂ verde por energía fotovoltaica	52
Fig. 26 – Esquema de generación de H ₂ verde por energía solar térmica.....	53
Fig. 27 – Vías de tratamiento de agua para electrólisis según fuente de origen	54
Fig. 28 – Planta desalinizadora no térmica renovable.....	56
Fig. 29 – Desalinizador Solar Compacto	58



Fig. 30 – Configuración de una desalinizadora solar de concentración	59
Fig. 31 – Procesos de obtención de gas renovable a partir de biomasa	59
Fig. 32 – Proceso de generación de biogás / biometano	60
Fig. 33 – Fases de la fermentación oscura y la digestión anaeróbica	61
Fig. 34 – Proceso obtención gas sintético por pirólisis	62
Fig. 35 – Proceso de Gasificación de la biomasa (lecho burbujeante)	63
Fig. 36 – CCUS: Captura, uso y almacenamiento del carbono	64
Fig. 37 – Tecnologías de captura según concentraciones de CO ₂ en la mezcla de gases de entrada.....	65
Fig. 38 – Alternativas de captura de carbono desde el aire	67
Fig. 39 – Cadena de valor de la CCU	68
Fig. 40 – Caminos alternativos de usos del CO ₂	69
Fig. 41 – Alternativas de combustibles sintéticos.....	71
Fig. 42 – Cadena de producción de combustibles sintéticos	72
Fig. 43 – Proceso de obtención de Metanol y subproductos	73
Fig. 44 – Estructura de la zeolita ZSM-5.....	75
Fig. 45 – Distribución de productos obtenidos en la reacción de metanol sobre un catalizador ZSM-5 en función del tiempo de la conversión.....	75
Fig. 46 – proceso MtG (ExxonMobil).....	76
Fig. 47 - Principales Etapas del Proceso FT.....	77
Fig. 48 – Cadenas de productos de la síntesis Fischer-Tropsch.....	78
Fig. 49 – Cadena de valor del hidrógeno para la obtención de Amoníaco.....	79
Fig. 50 – Diagrama de Proceso Haber-Bosch.....	80
Fig. 51 – Caminos de conversión del syngas.....	81
Fig. 52 – Densidad energética del hidrógeno	84
Fig. 53 – Comparación de energías específicas.....	85
Fig. 54 – Tanques de almacenamiento de H ₂ comprimido.....	85
Fig. 55 – Procesos de conversión de triglicéridos en combustibles sintéticos.....	90
Fig. 56 - Emisiones de CO ₂ para distintos medios de transporte.....	93
Fig. 57 – Diagramas de combustión Diésel de 4 y 2 tiempos.....	96
Fig. 58 – Modos de inyección de combustible Diésel.....	97



Fig. 59 – Rendimientos térmicos versus potencia.....	98
Fig. 60 – Representación de los modos de inyección de combustible en diésel	98
Fig. 61 – Ciclo termodinámico y rendimientos de un motor dual	99
Fig. 62 – Tipos de celdas de combustible.....	100
Fig. 63 – Estructura de una celda de combustible.....	102
Fig. 64 – Funcionamiento de una celda directa de metanol.....	103
Fig. 65 – Cálculo de la huella de carbono de un producto	105
Fig. 66 – Metodología LCA vs WTW.....	105
Fig. 67 – Áreas energéticas de la Argentina	111
Fig. 68 – Áreas energéticas y sistema de transporte interconectado	114
Fig. 69 – Red de gasoductos troncales de Argentina	115
Fig. 70 – Vías de producción, transporte y utilización de hidrógeno	116
Fig. 71 - Potencial de producción de hidrógeno en Argentina	117
Fig. 72 – Áreas de mayor potencial de energía eólica	118
Fig. 73 – Potencial de producción de H ₂ vía energía solar	119
Fig. 74 – Potencial de producción de H ₂ basado en biomasa	119
Fig. 75 – Potencial de producción de H ₂ renovable.....	120
Fig. 76 – Costos nivelados de energía LCOE, según fuente renovable	120
Fig. 77 – Izq: capacidades de generación estimadas; der: costo nivelado de energía	121
Fig. 78 – Valor de venta del hidrógeno	121
Fig. 79 – Colores de hidrógeno y su generación de CO ₂	122
Fig. 80 – Estado de avances tecnológico de diversas tecnologías para obtención de H ₂ ...	123
Fig. 81 – Dimensión ambiental del modelo sustentable PtX	125
Fig. 82 – Ubicación de parques eólicos en la zona de Bahía Blanca	127
Fig. 83 – Estado del arte de las tecnologías de captura de carbono	130
Fig. 84 – PTAR con procesos de biodigestión y pirólisis de sólidos integrada	134
Fig. 85 – Dimensión económica del modelo sustentable PtX	136
Fig. 86 - Capacidades industriales y tecnológicas en proveedores y servicios	139
Fig. 87 – Dimensión social del modelo sustentable PtX	141
Fig. 88 – Dimensión de Gobernanza del modelo sustentable PtX	142
Fig. 89 – Alternativas de procesamiento de corriente de dióxido de carbono.....	144



Fig. 90 – Ubicación de Bahía Blanca y nodo logístico intermodal	147
Fig. 91 – Ubicación del Polo Petroquímico y del CGPBB	148
Fig. 92 – Canal de Acceso al Pto. de Bahía Blanca	148
Fig. 93 – Distribución de áreas en zona portuaria	149
Fig. 94 – Distribución de áreas en zonas cercanas a Bahía Blanca	151
Fig. 95 – Condiciones de borde adoptadas en la simulación inicial	154
Fig. 96 – Costo resultante para producción FT fuels en Pcia. de Buenos Aires con destino Alemania.....	154
Fig. 97 – Desglose del costo resultante para producción FT fuels en Pcia. de Buenos Aires con destino Alemania, en sus componentes principales.....	155
Fig. 98 – Comparativa de costo resultante con potenciales competidores, y distancias relativas a países de consumo.....	155
Fig. 99 – Valor de costos para producción en la Pcia. del Chubut	156
Fig. 100 - Costo promedio ponderado de capital en términos nominales y después de impuestos para el sector de las energías renovables en Latinoamérica.....	159
Fig. 101 – Ubicación esquemática de componentes de una locomotora.....	161
Fig. 102 – Arquitecturas típicas de una locomotora diésel-eléctrica.....	162
Fig. 103 – Locomotora GT22CW.....	162
Fig. 104 – Planta motriz y generadora de la GT22	163
Fig. 105 – Dibujo representativo del alternador de tracción AR10	163
Fig. 106 – Motor de tracción y vistas lateral y en planta de un bogie de tracción	164
Fig. 107 – Tecnologías de ignición de un motor a H ₂	167
Fig. 108 – Tipos de inyección en motores de compresión	168
Fig. 109 – Métodos de inyección de hidrógeno en un MCI	169
Fig. 110 – Rendimientos de transformación de potencia eléctrica para una locomotora de hidrógeno.....	172
Fig. 111 – Reconversión planta motriz D-E a celdas de combustible	173
Fig. 112 – Módulo de 200 [kW] para uso ferroviario.....	174
Fig. 113 – Tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido.....	174
Fig. 114 – Sistema de potencia y sistema de frenado regenerativo.....	175
Fig. 115 – Batería de alto voltaje (uso vehicular).....	176



Fig. 116 – Esquema de distribución de equipamiento y foto de locomotora a H ₂	176
Fig. 117 – Estación de producción y recarga de H ₂ / vagón de almacenamiento y suministro.....	177
Fig. 118 – Resumen de conceptos de inyección para motores a metanol	179
Fig. 119 - Esquema de funcionamiento de una DMFC.....	183
Fig. 120 – Celda de combustible a metanol reformada	183
Fig. 121 – Reconversión de planta motriz diesel-eléctrica a celdas de metanol.....	184
Fig. 122 – Celda DAFC alcalina.....	190
Fig. 123.- Distintas configuraciones de celdas de amoníaco.....	191



Tablas

Tabla 1 – Comparación IBA 4 e IBA 5 para el sector energía - MAyDS. 2023. Quinto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).....	25
Tabla 2 – Desglose de tasas de crecimiento promedio anual de emisiones de CO ₂ de transporte (1990-2016)	34
Tabla 3 - Procesos de generación de H ₂	43
Tabla 4 – Parámetros de calidad de agua de proceso.....	55
Tabla 5 – Detalles de fases en la obtención de biogás	61
Tabla 6 – Tipologías de captura de carbono.....	64
Tabla 7 – Reacciones y parámetros termodinámicos de distintos procesos de hidrogenación	70
Tabla 8 – Comparación de tecnologías de síntesis de metanol	74
Tabla 9 – Propiedades comparadas del H ₂ con otros combustibles automotrices	83
Tabla 10 – Comparativa de combustibles para transporte.....	84
Tabla 11 – Comparación de propiedades de la nafta y combustibles alternativos.....	86
Tabla 12 – Comparación de propiedades entre alternativas al gasoil	89
Tabla 13 – Comparación entre combustibles sintéticos aeronáuticos	93
Tabla 14 – Alternativas al combustible diésel	94
Tabla 15 – Comparación de combustibles	95
Tabla 16 – Comparación desempeño distintas tecnologías de generación	101
Tabla 17 – Comparación de parámetros operativos de distintas tecnologías de celdas de combustible.....	104
Tabla 18 – Niveles de emisiones de carbono equivalente de distintos eco-combustibles y tecnologías de utilización	107
Tabla 19 – Análisis FODA para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Argentina..	109
Tabla 20 – Potencia instalada y capacidades de carga de parques eólicos cercanos a Bahía Blanca	127
Tabla 21 – Potencial de generación de H ₂ electrolítico en Bahía Blanca	128
Tabla 22 – Producción potencia de H ₂ a partir de biogás.....	129
Tabla 23 – Producción potencial de H ₂ renovable zona Bahía Blanca	129



Tabla 24 – Potencial de producción de H ₂ gris en Ba. Blanca	145
Tabla 25 – Comparativa de costos por tonelada para distintos e-combustibles producidos en Bahía Blanca (opción logística: con consumos de dicho combustible en el buque durante el transporte).....	157
Tabla 26 – Comparativa de costos por tonelada para distintos e-combustibles producidos en Bahía Blanca (opción logística: SIN consumos de dicho combustible en el buque durante el transporte)	158
Tabla 27 - Costo promedio ponderado de capital.....	159
Tabla 28 – Propiedades comparativas del amoníaco con otros combustibles	188



Siglarío

AEC / AWE: electrolizador de agua alcalina

ATJ-SPK: combustible sustentable de aviación, obtenido a partir de un bioalcohol.

ATR: autoreformado térmico, proceso termoquímico para la obtención de syngas y de hidrógeno de origen fósil.

BECCS: Captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía (bioenergía con CCS).

BECCU: captura y empleo de carbono procedente de bioenergía.

Bio.SNG: gas natural sintético renovable, de origen biomásico.

Bio-GNL: gas natural sintético renovable, licuado.

CA: corriente alterna.

CC: corriente continua.

CCP: colector cilíndrico parabólico

CCS: Captura, transporte y almacenamiento de carbono.

CCU: captura y empleo de carbono.

CCUS: Captura, uso y almacenamiento de carbono.

CGPBB: Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca.

CMNUCC: Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

CN: Número de cetanos (índice cualitativo del combustible tipo diésel)

CSF: concentrador solar Fresnel

DAC: captura directa de carbono del aire.

DACCS: captura directa del carbono del aire para almacenamiento.

DACCU: captura directa del carbono del aire para empleo

DEI: electrodesionización

DI: sigla en inglés que identifica a la inyección directa de combustible.

DME: dimetil-éter.

DMFC: celda de combustible para uso directo de metanol.

DSHC/SIP: combustible sustentable de aviación derivado de la síntesis directa de azúcares en hidrocarburo.

EAS: síntesis electroquímica del amoníaco.

EDAR: Estación Depuradora de Aguas Residuales.



eNRR: Reducción electrolítica directa del nitrógeno.

ERNR: Energías renovables no convencionales.

EUA: Estados Unidos de América

FAME: sigla que identifica al biodiésel obtenido por transesterificación del aceite vegetal.

FAO: Organización Internacional para la Alimentación.

FC: celda de combustible (*fuel cell*)

F.C.: factor de carga (porcentaje de tiempo de funcionamiento efectivo).

FFV: vehículos de combustible flexible (*Flexible Fuel Vehicles*).

FT / FTS: síntesis Fischer-Tropsch.

GEI: Gases de efecto invernadero.

GH2: hidrógeno en estado gaseoso.

GIZ: Agencia de Cooperación Internacional de Alemania.

GLP: gases licuados de petróleo.

GN: gas natural.

GNC: gas natural comprimido.

GTL: procesos de transformación de gases a líquidos.

H2V: hidrógeno "verde".

HB: síntesis Haber-Bosch (producción de amoníaco).

H2DDI: tecnología de inyección de combustible que permite el uso del hidrógeno en modalidad de combustible dual.

HC: hidrocarburo.

HCCI: sistema de autoignición por carga homogénea de compresión

HEFA: combustible sintético tipo diésel/kerosene de aviación producido por la hidrodeshidrogenación de ésteres y ácidos grasos.

HVO: combustible sintético tipo diésel/kerosene de aviación producto por la hidrodeshidrogenación de aceites vegetales.

HTFT / HTFTS: síntesis Fischer-Tropsch a alta temperatura.

HV: alto voltaje (aplicable a baterías).

IEA: Agencia Internacional de Energía.

IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y Gas.

IBA: Informe Bienal de Actualización (a la CMNUCC).



- ICCT: Consejo Internacional para el Transporte Limpio.
- INGEI: Inventario nacional de gases de efecto invernadero.
- INTA: Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (Argentina)
- IRENA: Agencia Internacional de Energías Renovables.
- LCOE: costos nivelados de la energía.
- LNG: siglas en inglés que identifican al gas natural licuado (GNL)
- LTFT / LTFTS: síntesis Fischer-Tropsch a baja temperatura
- MAyDS: Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sustentable (Argentina).
- MCI: motor de combustión interna.
- MED: destilación en múltiple efecto.
- MON: octanaje de un combustible en condiciones de carretera (ruteo).
- MSF: destilación flash multietapa
- MtG: Metanol a Gasolina (proceso de conversión catalítica)
- OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
- OLADE: Organización Latinoamericana de Energía.
- OLEFINA: compuestos con doble enlace de carbono (alquenos).
- ON: número de octanos (índice cualitativo de la nafta).
- PEM: membrana de intercambio de iones, aplicable a un electrolizador (PEMWE) o una celda de combustible (PEMFC).
- PFI: sigla en inglés que identifica a la inyección indirecta de combustible
- PSA: adsorción por oscilación de presión
- PTFE: polímero de ingeniería, conocido como Teflón®.
- POX: proceso termoquímico de oxidación parcial, para la obtención de syngas y de hidrógeno de origen fósil.
- PTA: planta de tratamiento de agua.
- PTAR: planta de tratamiento de aguas residuales.
- PtG: proceso de conversión de la energía eléctrica ($P = power$) en combustibles gaseosos
- PtX: sigla que identifica los procesos de conversión de energía eléctrica en otros compuestos químicos, como combustibles.
- RO: ósmosis inversa.
- RON: octanaje de un combustible en condiciones de laboratorio.



rWGS / RWGS: reacción de desplazamiento de agua-gas inversa.

SADI: Servicio Argentino de Interconexión Eléctrica.

SMR: reformado de metano con vapor.

RVP: tensión de vapor parcial.

SNG: gas natural sintético, similar al gas natural.

SOEC: celda de combustible de óxido en estado sólido o de alta temperatura.

SOWE: electrolizador de óxido en estado sólido o de alta temperatura.

Syngas: gas sintético de proceso, formado por H₂ y CO.

UNCTAD: Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo.

WGS / WGSr: reacción de desplazamiento de agua-gas.



1.- RESUMEN

Tras los cambios tecnológicos y sociales generados por la Revolución Industrial de fines del siglo XVIII, el desarrollo de la energía eléctrica y el comienzo de la era del petróleo – y el gas natural posteriormente - provocaron cambios muy profundos en los estándares de producción y calidad de vida. Esto generó explosiones demográficas en derredor de los nuevos centros industriales, aumentando los requerimientos de energía; sin embargo, este salto de los niveles de vida y de producción conlleva una realidad: toda generación de energía a escala masiva impacta negativamente en el medio ambiente, así como el uso masivo de la misma, si no se realizan de manera sostenible.

Los diversos combustibles provenientes del refinado del crudo permitieron el desarrollo de motores más eficientes que los de vapor, mientras que los derivados llevaron a la generación de una inmensa gama de nuevos materiales. Pero la necesidad de reducir la emisión de gases de efecto invernadero - GEI - (en particular el dióxido de carbono - CO₂) impone acelerar el ritmo de la incorporación de las llamadas “energías limpias”; es decir, aquellas que generan menores emisiones de GEI compatibles con la meta global de descarbonización.

En este escenario, los combustibles sintéticos o e-fuels (generados a partir de la combinación de H₂ y CO₂ “capturado”) tienen el potencial de contribuir a la reducción del impacto ambiental de los sectores que consumen combustibles fósiles, sin perder las cualidades termoquímicas que estos últimos proveen a los equipos que los utilizan [Richter *et al.*, 2021]. La posibilidad de obtener H₂ desde la electrólisis del agua o del reformado del biogás permitiría mejorar aún más el balance de carbono, desde la fuente de generación eléctrica (eólica, solar u otras Energías Renovables No Convencionales –ERNC¹-) y/o de la materia prima que fijó carbono del ambiente en forma previa (fotosíntesis).

El PtX Hub International es una de las organizaciones de mayor importancia a nivel mundial relacionadas con el desarrollo de la cadena de valor de los combustibles sintéticos. Y en base a su modelo sustentable de producción de productos PtX, en este trabajo de tesis se

¹ Energías renovables no convencionales (ERNC) son todas las fuentes renovables sin contabilizar la hidroeléctrica grande (energía renovable convencional); en general, abarca las fuentes: eólica, solar, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 50 MW), biomasa, biogás, geotermia y la energía de los mares.



analizan las distintas variables del modelo aplicadas a la localidad de Blanca Blanca, como potencial Hub de PtX.

La ciudad cuenta con muchas condiciones favorables, tanto de localización geográfica como estructurales (logísticas e industriales) que la hacen atractiva para este tipo de instalaciones industriales; y la disponibilidad de “recursos renovables” requeridos por el modelo sustentable del PtX Hub también está presente. Como resultado de este análisis, se concluye que Bahía Blanca tiene una factibilidad muy alta para poder desarrollar la cadena de valor del hidrógeno y los productos PtX, con buenas proyecciones de exportar dicha producción (lo que mejoraría la balanza comercial no sólo de la región, sino del país).

Como cierre del trabajo de tesis, se analizan (en base a 5 productos PtX obtenibles) las condiciones de utilización de los mismos y los cambios necesarios en la infraestructura de una locomotora, como ejemplo de equipo para transporte pesado.

PALABRAS CLAVE: eco-combustibles, combustibles sintéticos, e-fuels, hidrógeno, carbono

2.- INTRODUCCIÓN

A nivel mundial, actualmente la matriz energética global presenta una alta dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía, con un porcentaje cercano al 80% (entre gas natural, petróleo y carbón), como muestra la Figura 1 [IEA, 2021].

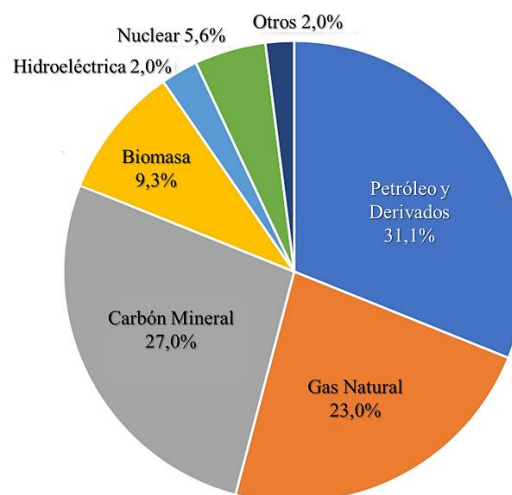
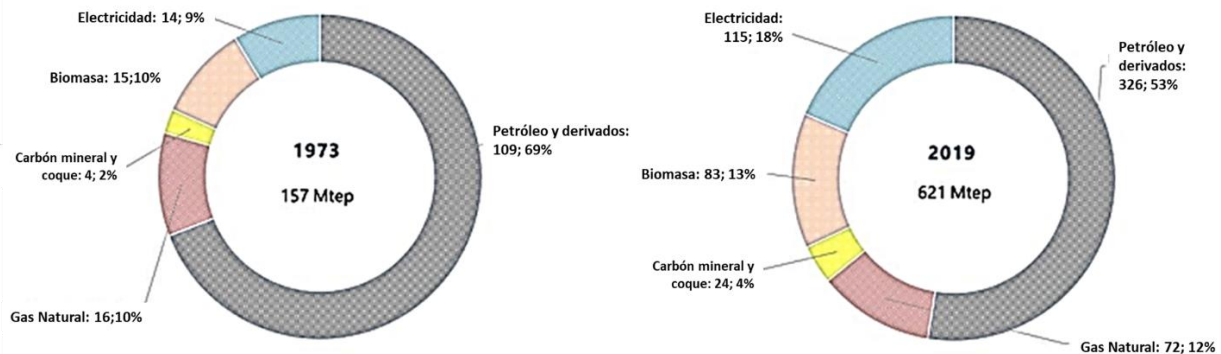


Fig. 1.- Matriz Energética Mundial – Adaptación propia de IEA, 2021

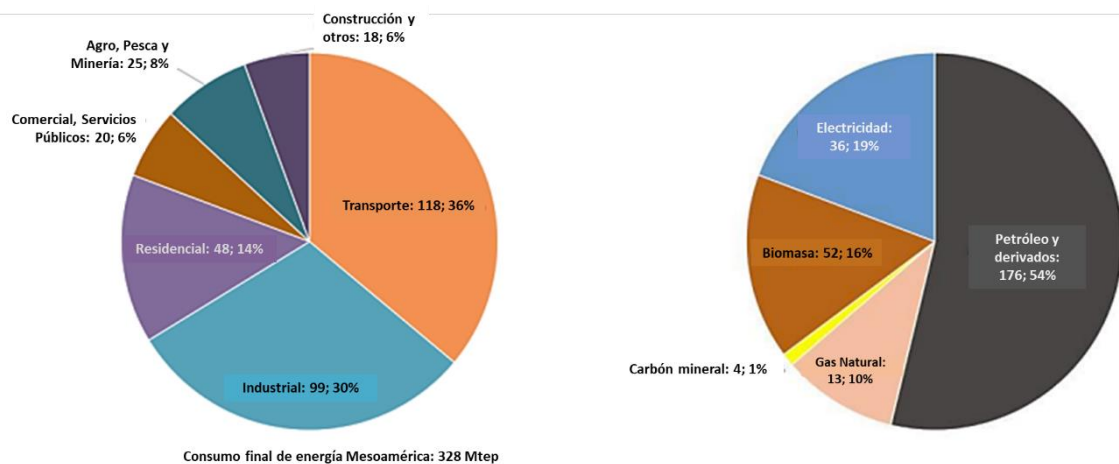
En una perspectiva más regional (ver Figura 2), para América Latina y el Caribe el consumo final registrado de energía en el 2019 fue de 621 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), casi 4 veces más que en 1973 [Olade, 2020].



Fuente: OLADE, Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC), <http://sielac.olade.org/>

Fig. 2: Consumo final de energía LAC por fuente de energía [Mtep; %] - 1973 – 2019

Para el año 2022, OLADE reportó que el consumo final en la región alcanzó los 667 [Mtep]. A nivel de sectores de consumo, el sector transporte participa con un 36% del total, seguido en importancia por el sector industrial con 30% y el sector residencial en un 14% [OLADE, 2022]. Según esta referencia (ver Figura 3), la subregión del Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay) consume más del 50% de la energía final de LAC, y el sector transporte sigue siendo dominante en la matriz de consumo, seguido muy de cerca por el importante componente industrial (Brasil y Argentina). En la matriz de consumo por fuentes se destacan: los derivados de petróleo (54%), la biomasa (16%) y la electricidad (19%), ver Figura 3. El alto consumo de biomasa en esta subregión corresponde principalmente a los biocombustibles líquidos (etanol y biodiesel) producidos y consumidos en Brasil y Argentina.



Fuente: OLADE, Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe (sieLAC), <http://sielac.olade.org/>

Fig. 3: Consumo final de energía subregión Cono Sur por sector y fuente de energía, año 2019 [Mtep; %]



Para el caso de Argentina, según el 5to Informe Bienal de Actualización (IBA) ante la CMNUCC² [MAyDS - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable -, 2023], para el inventario de GEI del 2020 las emisiones netas totales fueron estimadas en 376 millones de toneladas equivalente de carbono (MtCO_{2e}), siendo los sectores preponderantes el de Energía (que se desglosa en “Transporte terrestre”, “Generación de electricidad” y “Otros consumos - Residencial”) y AGSOUT (Agricultura, Ganadería, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra), que abarca subsectores como: “Fermentación entérica del Ganado vacuno” y “Tierras forestales convertidas en tierras de cultivo y en pastizales”), como se muestra en la Figura 4.

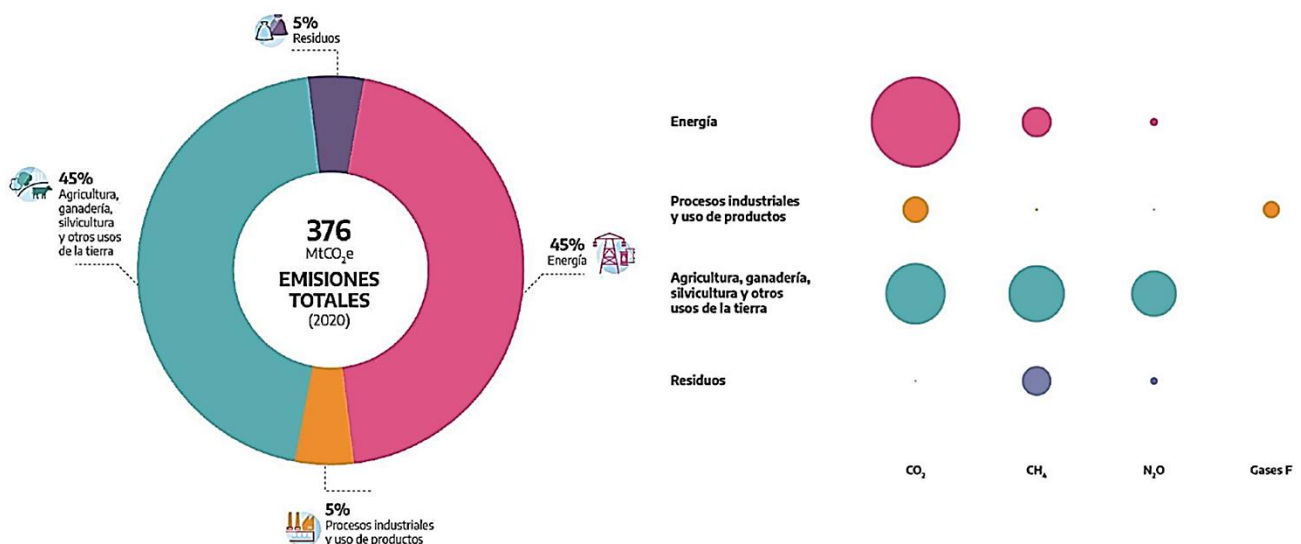


Fig. 4: Distribución Sectorial y Participación de los GEI por Sector para inventario 2020 – MAyDS, 2023

Dentro del sector de Energía, los mayores contribuyentes a la emisión de GEI son la industria de la energía (32%) y el de transporte (23%), ver Figura 5. En términos de distribución de los GEI, el dióxido de carbono (CO₂) es el gas con mayor participación en el sector Energía seguido por el metano.

^{2 2} La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

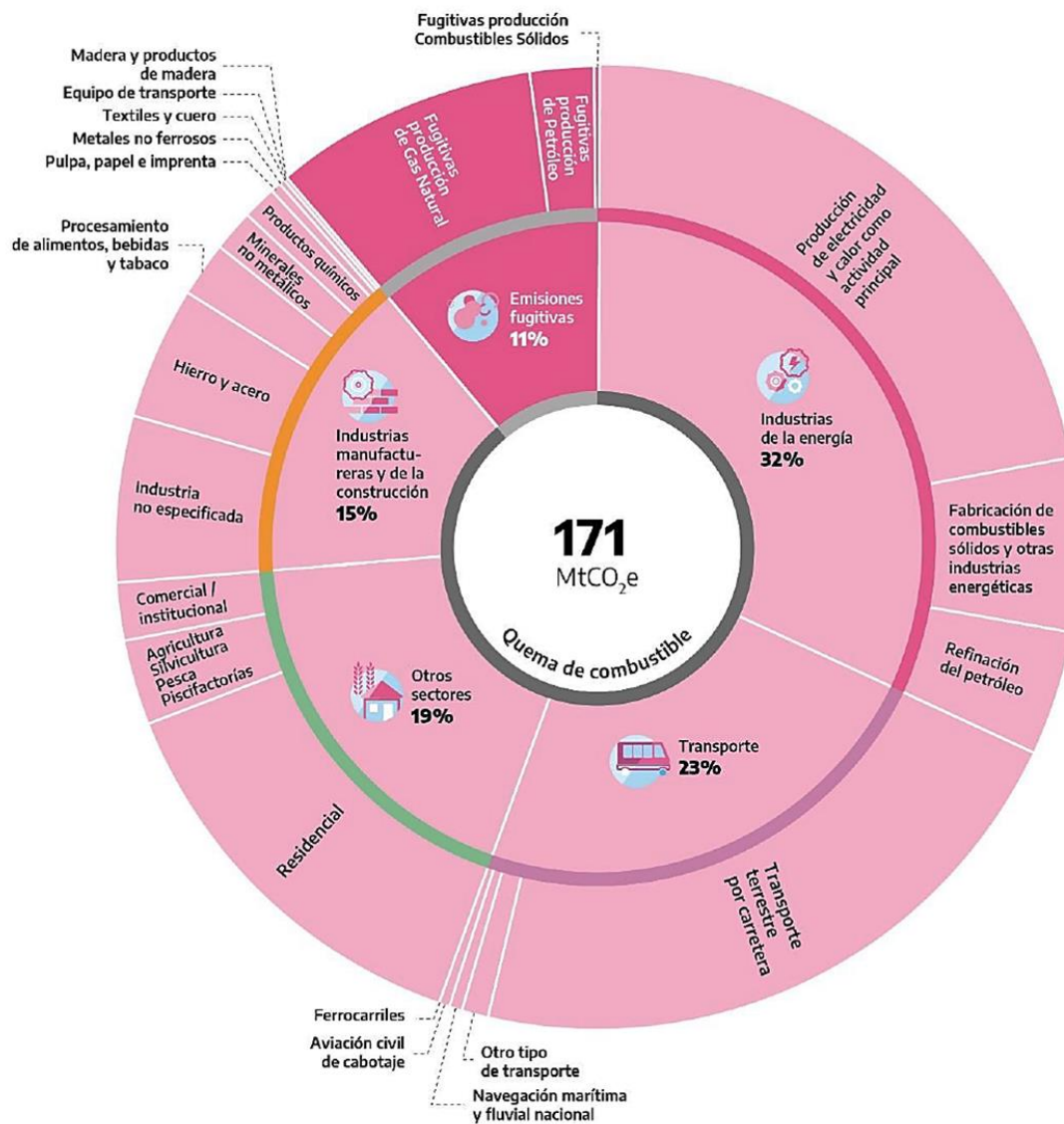


Fig. 5: Emisiones del Sector Energía – 2020 – MAYDS, 2023

En el Informe Preliminar del IAPG³ relativo a “Energía, Ambiente y Mitigación de Emisiones de CO₂” [IAPG, 2017] se detalla que la República Argentina mantiene en su matriz primaria la relación de alrededor de un 80% de combustibles fósiles que muestra el resto del mundo, aunque con la particularidad de que casi la mitad de la matriz (49%) corresponde al gas natural y un 38% a derivados del petróleo. Esta inusual proporción se explica, por una parte, en la no utilización de carbón y por otra en la histórica existencia de abundantes recursos de gas natural.

³ IAPG: Instituto Argentino del Petróleo y Gas

En la Figura 6 siguiente, se detalla el estado de situación del consumo energético y composición de la matriz energética argentina para el año 2021 [www.ecolatina.com].

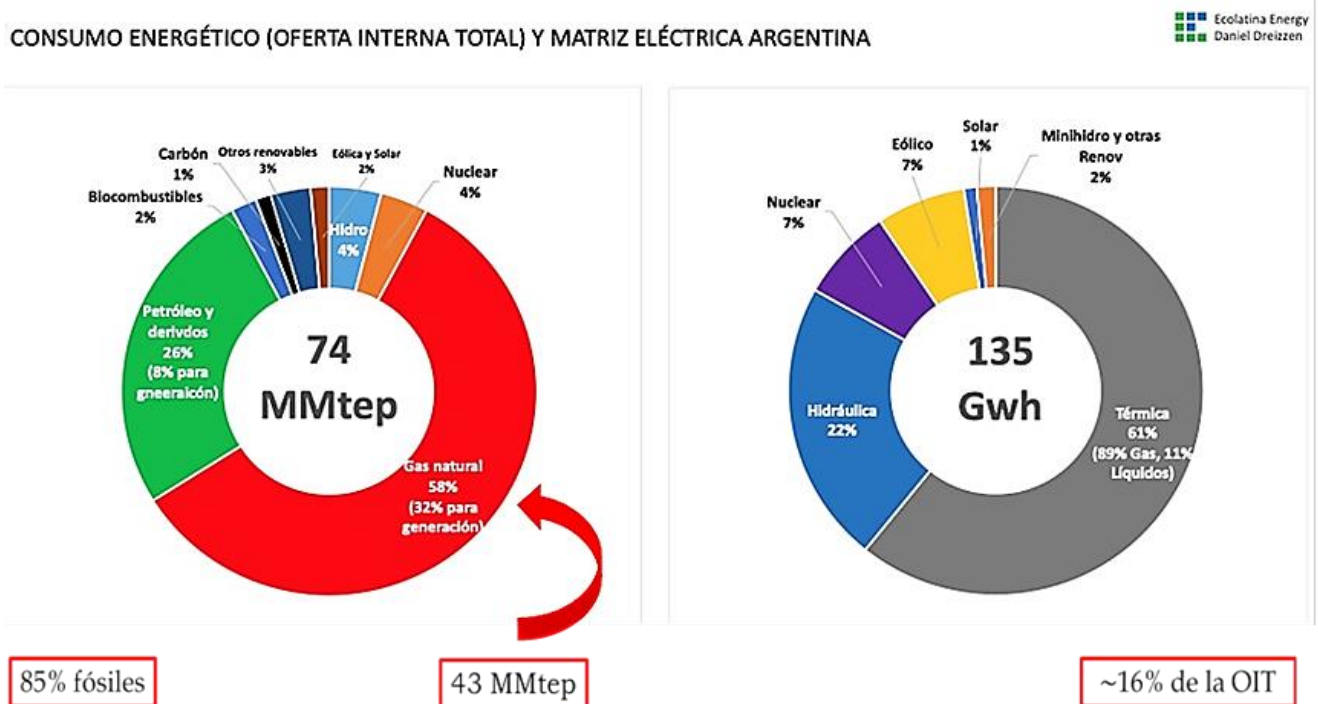


Fig. 6: Distribución de fuentes para la Matriz Energética Argentina 2021 – fuente: www.ecolatina.com

Según se detalla en el 5to IBA de la República Argentina [MAyDS, 2023], dentro de las emisiones por las actividades de quema de combustibles el 8,72% corresponde al consumo de motonafta, el 20,69% al de diésel y el 58,65% proviene del gas natural, que incluye el gas distribuido por redes, el usado para el bombeo del gas de los yacimientos hasta el consumo y el consumido directamente en los yacimientos. Por su parte, el 11,94% restante incluye las emisiones por la quema de fuel oil, gas de alto horno, gas licuado y otros combustibles con menor participación.

El acuerdo de París establece el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, a fin de limitar el aumento de la temperatura global a 2 [°C] por encima del nivel pre-industrial, y agrega el compromiso de extremar los esfuerzos para limitar este aumento a 1,5 [°C] por encima del nivel pre-industrial, en 2050 [UNFCCC, 2015].

La Agencia Internacional de Energía [IEA, 2020] en su reporte “CO₂ emissions reductions by measure in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario,



2010-2050” muestra en la Figura 7 distintas medidas que contribuyen a la reducción de la concentración de dióxido de carbono en el ambiente:

- Eficiencia Energética – potencial de reducción: 32%
- Energías Renovables – potencial de reducción: 35%
- Cambio de tipo de combustible – potencial de reducción: 12%
- Captura, almacenamiento y uso de Carbono (CCUS) – potencial: 7%
- Otras tecnologías – potencial de reducción: 12%

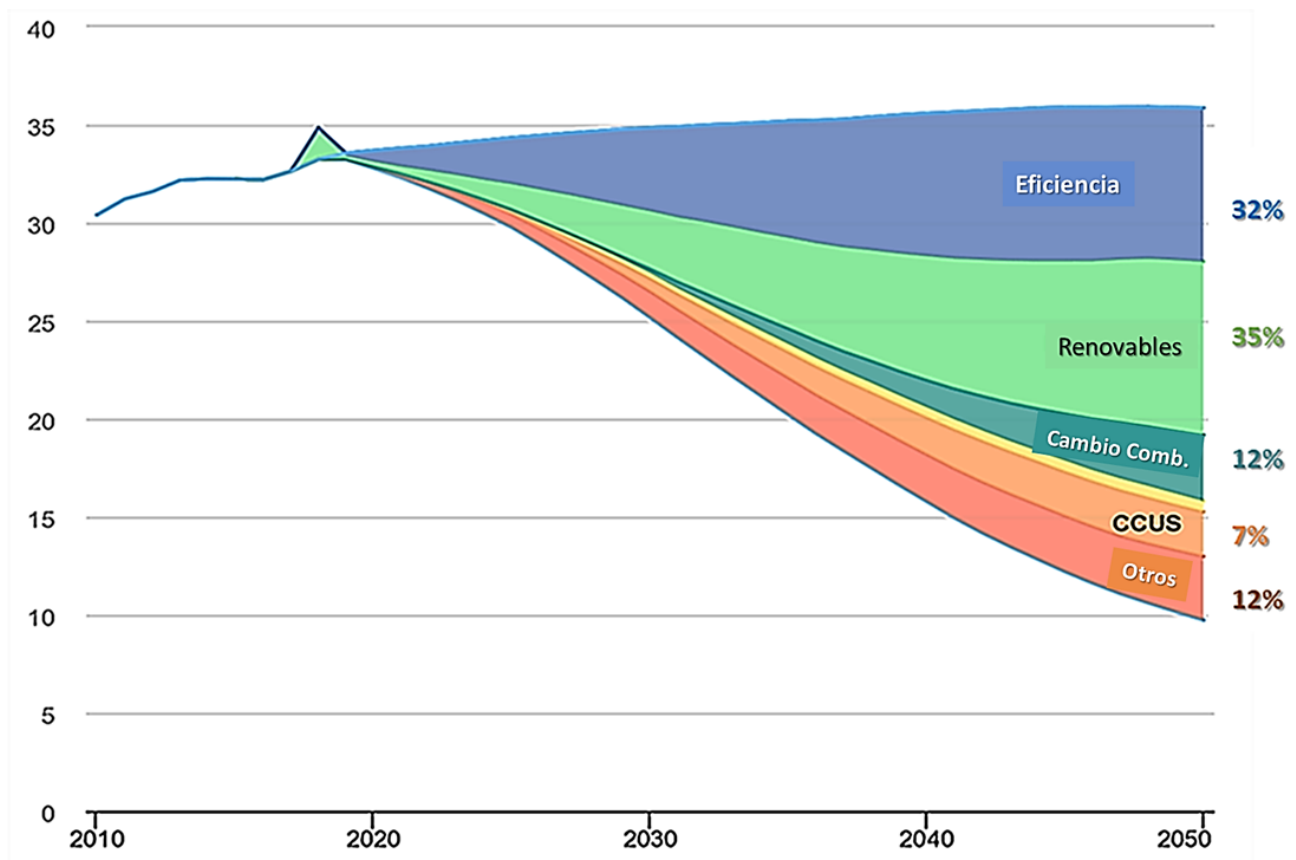


Fig. 7: Potencial de reducción de emisiones de CO₂ – IAE, 2020

Dentro de la línea de “Cambio de Combustibles (Fuel Switching)”, en el mundo se trabaja en la producción de determinados combustibles alternativos a las opciones fósiles actualmente utilizados. Estos combustibles se denominan combustibles artificiales o eco-combustibles, y son aquellos que se obtienen al aplicar procesos termoquímicos a un combustible natural,



con los objetivos de que sean lo más carbono-neutrales posible y poder generar mayor cantidad de energía utilizable para algún fin.

Los eco-combustibles artificiales pueden agruparse en distintos grupos, tales como:

- ✓ Los **gases renovables**. Dentro de este grupo están:
 - biogás y biometano (biogás purificado),
 - gas natural sintético (synthetic natural gas – bio-SNG),
 - hidrógeno, sea proveniente del reformado de gas natural con CCUS, reformado de biogás o producido vía electrólisis con energía eléctrica.
- ✓ Los **biocombustibles (o biocarburantes)** que se obtienen de la biomasa o residuos orgánicos, siendo los más utilizados:
 - biodiesel,
 - HOV/HEFA
 - bioetanol,
 - algadiésel (biodiésel generado a partir de algas verdes),
 - biogás y bio-SNG (ya mencionados en los gases renovables).
- ✓ Los **combustibles líquidos sintéticos** (también llamados combustibles PtX, **electro-combustibles** o **e-fuels**), que son obtenidos a partir de energía eléctrica renovable o excedente de la red para generar hidrógeno que luego es transformado en:
 - metanol (combinando el hidrógeno con carbono “capturado”),
 - biometanol (si se utiliza biomasa para la generación del hidrógeno necesario),
 - etanol (como derivado catalítico del gas sintético o del metanol),
 - nafta sintética, diésel sintético, jet-fuel sintético (obtenidos a partir del metanol o mediante la reacción de Fischer-Tropsch),
 - amoníaco (combinando hidrógeno con nitrógeno).

Los **combustibles líquidos sintéticos** en particular tienen el potencial de reducir el impacto ambiental del sector de transporte pesado, consumidor intensivo de recursos fósiles, al poder ser utilizados sin necesidad de reformar el actual parque de motores térmicos de combustión interna.

Como se muestra en la Figura 8 siguiente, **se obtienen de la combinación de hidrógeno (preferentemente producido vía electrólisis mediante energía eléctrica proveniente de**



fuentes renovables o “hidrógeno verde”) con dióxido de carbono “capturado” (sea recuperado de efluentes industriales, biomasa o capturado directamente desde el ambiente) para generar un gas sintético que luego es procesado para obtener distintos combustibles; o el H₂ es combinado con nitrógeno del aire para obtener amoníaco (“verde” si el hidrógeno se produce por electrólisis o por reformado de biogás); por lo que el balance de emisiones tras su utilización es muy bajo o casi nulo dependiendo del origen de las materias primas utilizadas.

Combustibles sintéticos - Procedimiento

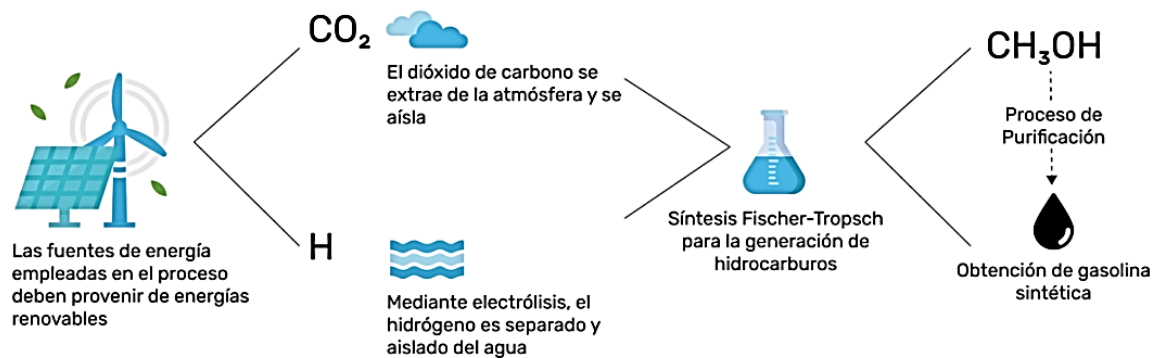


Fig. 8 - Cadena de producción de combustibles sintéticos – fuente: <https://solutyrenting.com>

Observando el potencial de estas medidas en el diagrama de escenarios de la IAE, la combinación de “Cambio de Combustibles” + “CCUS” podría generar un potencial de reducción del 13% de las emisiones globales de CO₂, en especial en los sectores altamente consumidores de combustibles fósiles líquidos.

Como se planteó más arriba, para la Argentina los sectores de “Industrias de la Energía” y de “Transporte” son los principales emisores de gases de efecto invernadero, como se muestra en la Tabla 1 siguiente⁴:

⁴ INGEI: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero.

Sector - Categoría	Subcategoría 1er Orden	INGEI 2018 (4 IBA) (GgCO ₂ eq)	% sobre INGEI	INGEI 2018 (5 IBA) (GgCO ₂ eq)	% sobre INGEI	Diferencia Recálculo (GgCO ₂ eq)	% diferencia	Explicación diferencias
1A - Actividades de quema de combustible	1A1 Industrias de la energía	58.627	16%	59.203	16%	576	1%	Se obtuvo el factor de emisión del gas natural distribuido por redes específico para el país, en el marco del proyecto CBIT Argentina. Se aplicó el método de Nivel 2, con datos de actividad y factor de emisión específicos del país.
	1A2 Industrias manufactureras y de la construcción	33.102	9%	32.585	9%	-516	-2%	
	1A3 Transporte	51.033	14%	51.038	14%	5	0%	
	1A4 Otros sectores	31.920	9%	31.946	9%	27	0%	
1B - Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustibles	1B1 Combustibles sólidos	34	0%	316	0%	283	841%	Se incluyó una nueva categoría de cálculo "Producción de Carbón Vegetal" utilizando los factores de emisión del Refinamiento de 2019 de las Directrices del IPCC de 2006.
	1B2 Petróleo y gas natural	10.777	3%	17.964	5%	7.186	67%	Se actualizaron los datos de actividad de toda la serie histórica (1990-2020), los factores de emisión y la metodología de cálculo de las emisiones fugitivas en la producción de petróleo y gas natural convencional y no convencional utilizando el Refinamiento de 2019 de las Directrices del IPCC de 2006.

Tabla 1 – Comparación IBA 4 e IBA 5 para el sector energía - MAyDS. 2023. Quinto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)

Finalmente puede mencionarse como antecedente el proyecto demostrativo de la fábrica de combustibles sintéticos Haru Oni en Punta Arenas (región de Magallanes de la vecina República de Chile) recientemente puesta en marcha, cuyo esquema general de las instalaciones de planta se muestra en la Figura 9.

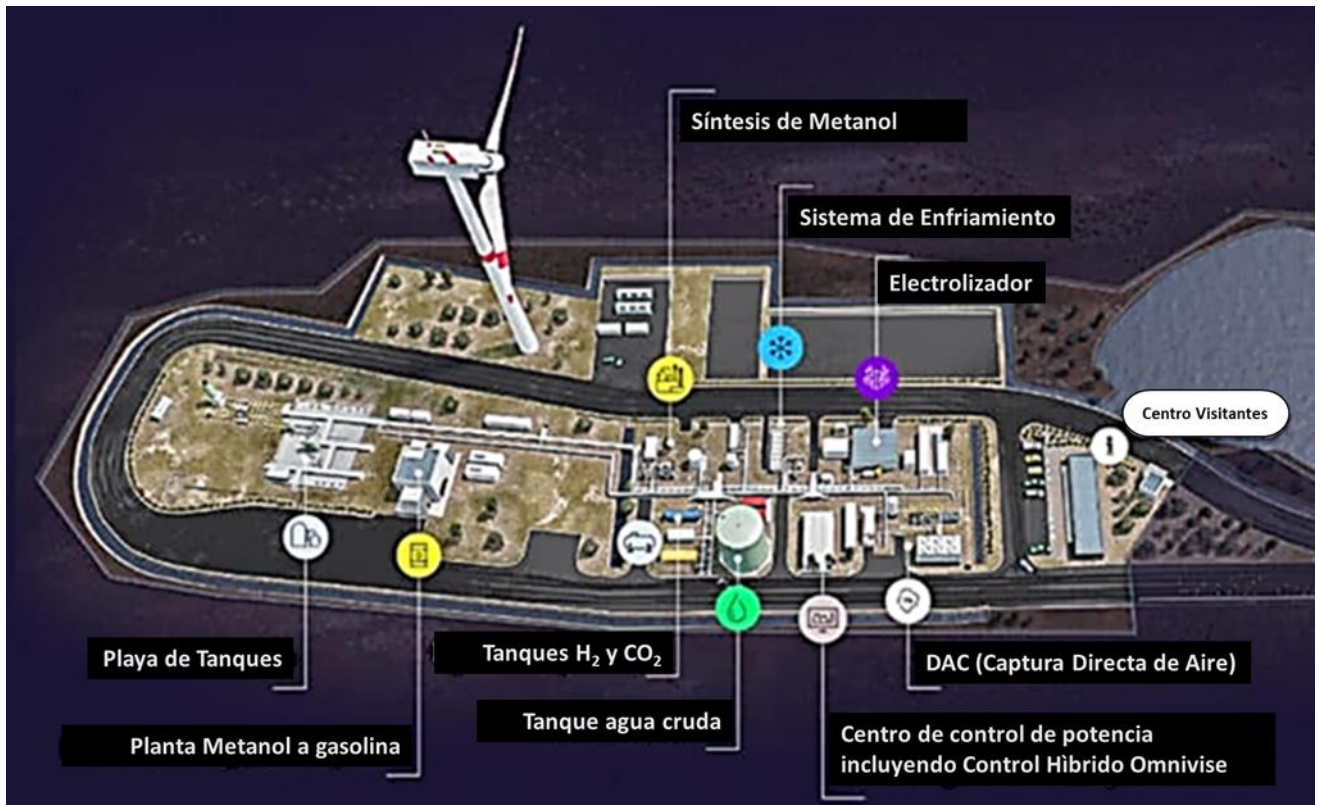


Fig. 9 – Representación del proyecto Haru Oni.- Tomado de: <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno/haru-oni.html>

2.1.- Interés en el desarrollo del proyecto

Tomando en cuenta los antecedentes mencionados en la introducción, el interés en desarrollar una investigación en combustibles sintéticos se relaciona con la ubicación geográfica estratégica y las características de la ciudad de Bahía Blanca, sus dos puertos, industrias establecidas y nudo ferroviario con los que cuenta, así como su polo petroquímico. Desde el punto de vista de la actividad empresarial, la ciudad de Bahía Blanca siempre tuvo la visión de ser un Nodo Logístico, agrupando los complejos portuario, tecnológico, productivo y comercial. Está ubicada en el sur de la provincia de Buenos Aires (38°43' S; 62°16' O) y es la novena ciudad más poblada del país.



En la página de la Municipalidad de Bahía Blanca [[www. http://produccion.bahia.gob.ar/por-que-bahia/](http://www.produccion.bahia.gob.ar/por-que-bahia/)], puede verse que la ciudad se caracteriza industrialmente por:

- ✓ Ser un punto neurálgico del sector primario en el sudoeste bonaerense, donde concentra y recibe la producción agrícola-ganadera de la región, siendo además un centro de comercialización con mercados institucionalizados de gran trayectoria y confianza. Por el puerto de Bahía Blanca, se exportan aproximadamente 6 millones de toneladas de granos producidas en la región.
- ✓ La zona portuaria (que comprende los puertos de Ing. White y Pto. Galván) es la única de aguas profundas del país, con hasta 50 [pies] (15,24 [m]) de calado, que permite el tráfico de buques de gran envergadura para la carga y descarga de productos petroquímicos, inflamables y cereales, entre otras mercancías, con un volumen de tráfico cercano a los 14 millones de toneladas anuales. Asimismo, la red de infraestructura de transporte terrestre permite conectar el puerto con una amplia región de influencia.
- ✓ Bahía Blanca se encuentra en la convergencia de los gasoductos provenientes de las principales cuencas gasíferas. Existen cuatro centrales térmicas de generación eléctrica que generan 1720 [MWh] (3 de ellas aportan 1300 [MWh] al Sistema Interconectado Nacional) alimentadas principalmente a gas natural - aunque también pueden operar con combustibles líquidos -, y también tiene una posición estratégica en la red de transporte de alta tensión. Por otro lado, presenta un nodo vial que conecta al puerto con su zona de influencia a través de seis rutas (cinco nacionales y una provincial), sumado a la presencia de una importante red de ferrocarriles (que surcan la zona pampeana y comunican con la zona de Vaca Muerta y Zapala).
- ✓ La ciudad cuenta con un importante complejo petroquímico instalado en el área portuaria (el tercero del país) en donde se producen combustibles, plásticos y fertilizantes. También cuenta con un parque industrial líder en el interior de la provincia por su extensión y cantidad de empresas. A su vez, existe un gran desarrollo de la red de empresas que brindan servicios y soluciones tecnológicas al resto de la industria.
- ✓ Tres casas de altos estudios tienen su sede en la ciudad (U.N.S., U.T.N. F.R.B.B. y U.P.S.O.) y el Conicet cuenta con un Centro Científico Tecnológico, que congrega a distintos Institutos de Investigación.



3.- HIPÓTESIS

La ubicación de la ciudad de Bahía Blanca puede tener factores de interés para la producción de combustibles sintéticos en la zona. Su cercanía al mar, la presencia de gasoductos y complejos industriales para su procesamiento, diversos parques eólicos en la zona cercana (3 de ellos a menos de 30 km de distancia), la proximidad de grandes extensiones de producción agrícola y el gran movimiento logístico nacional e internacional pueden incentivar inversiones para la producción de combustibles sintéticos en la zona, tanto para consumo local como para la exportación de los mismos a través de las instalaciones portuarias existentes.

Contribuyendo así al desarrollo productivo de la región, el ahorro de divisas relacionadas con importación de combustibles, el fortalecimiento de la soberanía energética y la generación de riqueza a través de la exportación de productos con valor agregado.

4.- OBJETIVO GENERAL

Analizar qué alternativas tecnológicas podrían desarrollarse en la zona de la ciudad de Bahía Blanca para la generación de combustibles sintéticos y su potencial de aplicación a servicios industriales pesados (en particular, los servicios marítimos navales y los de transporte ferroviario). Para desarrollar este objetivo se considerarán factores logísticos y estructurales de esa ciudad portuaria.

5.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Investigar los distintos procesos y tecnologías, existentes y en desarrollo, junto con las fuentes de recursos necesarios para la *producción de combustibles sintéticos*.
2. Analizar las posibilidades de *aplicación de las tecnologías y procesos investigados en la zona industrial de Bahía Blanca*.
3. *Analizar en función de los posibles combustibles sintéticos que se pudieran obtener, la factibilidad de su uso en equipos industriales pesados (particularmente, buques y locomotoras) y plantear las modificaciones y/o reformas necesarias de las plantas motrices (sistemas de propulsión) analizadas.*

6.- METODOLOGÍA

Los ítems descritos en los objetivos específicos, se desarrollarán de la siguiente forma:



1. La investigación se basará en la revisión de bibliografía técnica disponible y se buscará lograr una comparación cualitativa entre las mismas.
2. En función de las características geográficas de Bahía Blanca y la disponibilidad o no de las fuentes de recursos requeridas, para la producción local de combustibles sintéticos. Este análisis, basado en los requerimientos tecnológicos planteados en el primer paso (objetivo específico 1), buscará validar si en la zona de Bahía Blanca están presentes las condiciones y disponibilidad de recursos para aplicar las tecnologías analizadas y si las mismas pueden integrarse a fin de potenciar sus sinergias y aumentar el valor agregado al producto final. La investigación comenzará en las áreas industriales del Puerto de Bahía Blanca y el complejo del Polo Petroquímico, para luego indagar en zonas aledañas a la zona portuaria que cuenten con accesos logísticos (como rutas asfaltadas y/o accesos ferroviarios).
3. Este análisis será básicamente cualitativo y se basará en los motores de uso ferroviario (que desde la perspectiva de los motores diésel son similares a los motores de uso naval). Se contará con la asistencia de un ingeniero ferroviario (Ing. Ferr. Claudio Cuppi, Oficina Técnica Taller Spurr, Ferroexpreso Pampeano S.A.) para analizar la planta motriz de una locomotora GM modelo GT22CW utilizada para el transporte de cargas.



7.- MARCO TEÓRICO

7.1.- Los eco-combustibles y el sector de transporte

El dióxido de carbono es el principal gas de efecto invernadero, causante junto con el metano, el vapor de agua y el óxido nitroso (N_2O) del calentamiento global y el aumento de la temperatura promedio de la atmósfera terrestre [Benavides Ballesteros, H. y León Aristizabal, G., 2007].

Como parte del Plan Climático Europeo Objetivo 2030, se coloca a los biocombustibles avanzados y los combustibles de bajo contenido de carbono entre los pilares centrales para alcanzar el objetivo de no sobrepasar un aumento de 2 [°C] de la temperatura promedio global; para ello, el uso de estos combustibles renovables en el sector de transporte debería incrementarse hasta un 24% [Comisión Europea, 2020].

Los combustibles artificiales o combustibles alternativos (como también se los conoce a los eco-combustibles) son aquellos que obtiene el ser humano cuando aplica diversos procesos (termoquímicos, bioquímicos y/o fisicoquímicos) a distintas materias primas con el objetivo de que los combustibles que se obtienen sean los más carbono-neutrales posible y que a la vez puedan generar mayor cantidad de energía utilizable para algún fin.

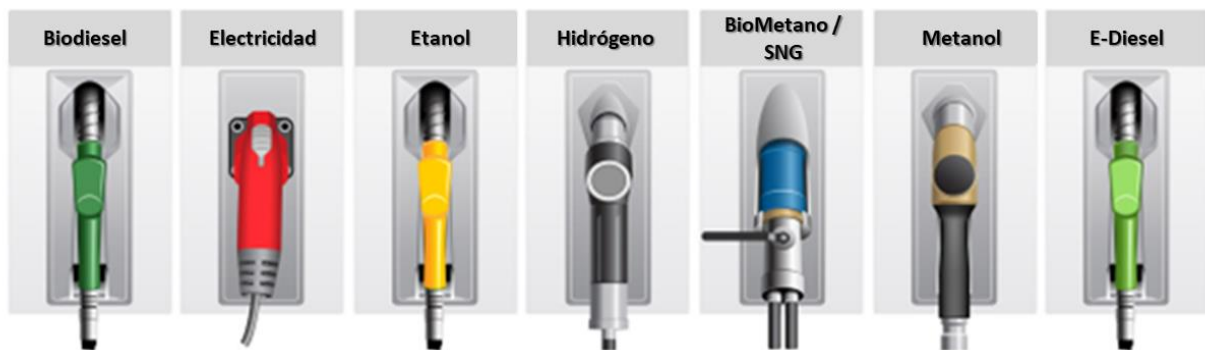


Fig. 10 – representación de conectores para carga de energía – Adaptación propia

Estos combustibles alternativos incluyen (Figura 10) combustibles gaseosos como el hidrógeno, gas natural sintético (biometano o bio-SNG) o propano; alcoholes como el etanol y el metanol; combustibles sintéticos derivados de hidrógeno y dióxido de carbono/nitrógeno; combustibles derivados de aceites vegetales (biodiesel, HOV/HEFA) o residuos; y electricidad. Estos combustibles pueden ser usados en sistemas dedicados que queman un



único combustible, en mezclas de biocombustible con combustibles fósiles, o en vehículos híbridos (combustible más electricidad) [Mahendran, M. *et al.*, 2017].

Resumiendo lo descrito en el punto 2.- Introducción, los eco-combustibles artificiales pueden agruparse en distintos grupos, tales como:

- gases renovables,
- biocombustibles (o biocarburantes) que se obtienen de la biomasa (siendo los más utilizados el biodiesel, el biogás y el bioetanol) y
- combustibles líquidos sintéticos (también llamados electro-combustibles o e-fuels) que son obtenidos a partir de energía eléctrica renovable o excedente de la red.

En aquellos sectores industriales y de transporte difíciles de ser electrificados, el consumo de los biocombustibles y los e-fuels (ambos de bajo contenido de carbono) permitiría usar la flota motriz y equipos fijos tal como existen hoy, sin la necesidad de reformarlos (salvo algunos componentes menores, en algunos casos) así como las infraestructuras ya existentes para el aprovisionamiento de las flotas; siendo una solución para la descarbonización que complementarían las otras vías de mejora, como el aumento de la eficiencia y ahorro energéticos, y la electrificación renovable.

Junto con la potencial reducción de las emisiones de CO₂, el desarrollo de los ECO-COMBUSTIBLES, o combustibles alternativos de bajo contenido de carbono, en forma sustentable permitiría potencialmente también reducir emisiones de compuestos de nitrógeno (NO_x) y particulado de hollín (por ausencia de compuestos aromáticos en su composición), que son dañinos para la salud y el ambiente.

Existen estudios, como los realizados por IFP Energies Nouvelles para la European Federation for Transport and Environment AISBL [Transport and Environment – Press release: In tests, cars powered by e-petrol pollute the air as much as petrol – disponible en: <https://www.transportenvironment.org/articles/in-tests-cars-powered-by-e-petrol-pollute-the-air-as-much-as-petrol>], que resaltan que los combustibles sintéticos generan el mismo nivel de NO_x que los combustibles fósiles (aunque en el informe “Magic green fuels” [Transport and Environment, 2021] se indica que para las pruebas se utilizaron nafta fósil y 3 mezclas de nafta sintética). Sin embargo, los motores modernos pueden operar con lo que se denomina “combustión de mezcla ajustada” (*lean mixture combustion*), que permite evitar el

pico de formación de óxidos de nitrógeno y la necesidad de utilizar sistemas de tratamiento posterior (ver Figura 11).

Para ello, la relación aire/combustible se lleva a un valor igual a $\lambda = 2,0$; esto permite obtener un rendimiento térmico del motor del orden del 44% (similar a un motor diésel convencional), pero con niveles de generación de óxidos de nitrógeno (NOx) mucho menores [Sousa A., 2019].

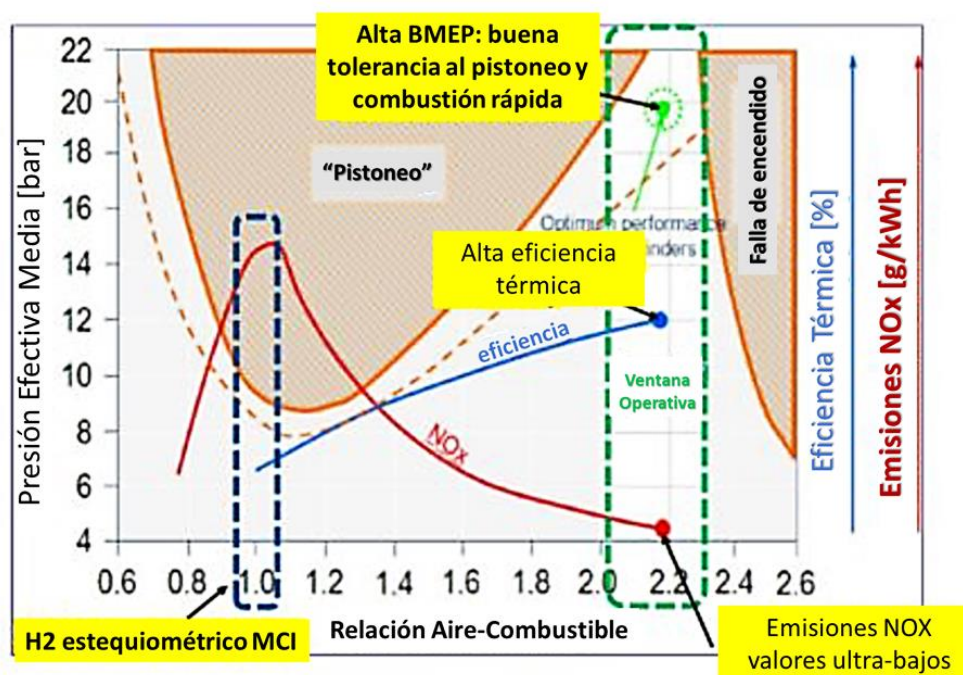


Fig. 11 –inyección de hidrógeno y mapa de combustión en un MCI – Fuente: Stępień Z., 2024

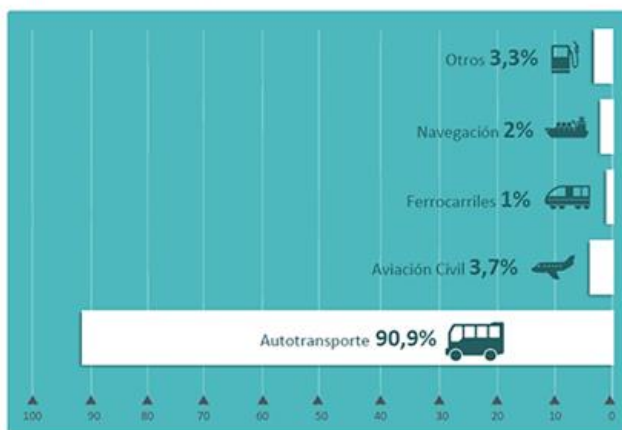
Por otro lado, la ausencia de compuestos aromáticos (precursores de la formación de hollín) en los combustibles sintéticos tiene un efecto positivo relacionado con la emisión de material particulado; el combustible diésel sintético también produce hollín y particulado, pero la ausencia de la carga aromática hace que este sea considerablemente menor que en el caso de la variante fósil. Y si se utiliza metanol como combustible (en una mezcla 95% metanol / 5% diésel – M95 -), el alto contenido de oxígeno molecular (que conlleva un mayor calor latente de vaporización y por ende, menor temperatura de combustión) permite la reducción sustancial de emisiones, llegando a valores alrededor de 2 [g/kWh], e incluso menores si se utiliza la técnica de combustión ajustada (Lean Combustion) [Dhaliwal *et al.*, 2000; Bansal P y Menna, R., 2021].



El comercio marítimo es una parte importante de la economía mundial y parte esencial del transporte global, moviendo alrededor del 80% de todo el volumen comercializado [UNCTAD, 2013], siendo además un modo altamente eficiente de transporte, que consume la menor cantidad de combustible por unidad transportada, sea en masa o volumen [Buhaug *et al.*, 2009]; y complementada en los países más desarrollados con el movimiento ferroviario dentro de sus fronteras, como segunda forma más eficiente de transporte medida en toneladas/kilómetro.

Entre 2010 y 2017, el consumo de energía global del sector transporte aumentó 38% y se espera que las emisiones de dióxido de carbono sigan aumentando hacia el 2050, siendo el transporte marítimo responsable del 2% de las mismas junto con el 1% asignado al transporte ferroviario [Slocat, 2018:25], como se muestra en la Figura 12.

Emisiones de GEI del sector Transporte



Evolución de las emisiones del subsector transporte

Fuente: INGEI 2018

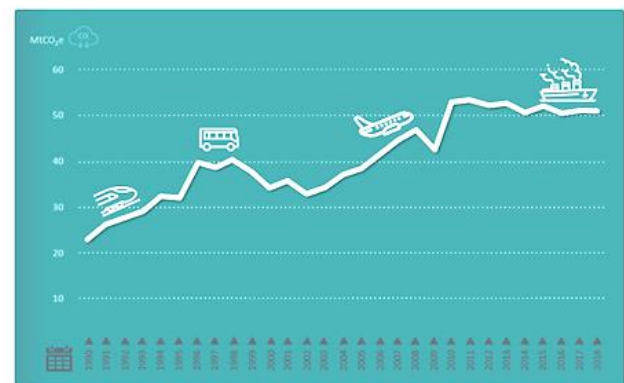


Fig. 12 – Emisiones sector transporte 2010/2017 – Fuente: Slocat, 2018:25

Si bien en los países miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) la tasa de emisión de CO₂ decreció desde principios de este siglo (año 2000: 2,99 [Gt] – año 2016: 2,94 [Gt]) en el resto del mundo las emisiones se incrementaron sustancialmente (año 2000: 1,5 [Gt] – año 2016: 2,9 [Gt]); ver Tabla 2.



	Years	World	OECD	Non-OECD	Data Sources
Transport Emissions					
Transport CO ₂ Emissions excl. international aviation and shipping (Mt CO ₂)	2000	4506	2990	1516	EDGAR, (2017). EDGAR v4.3.2_FT2016. European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. Available at: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016
	2016	5923	2943	2980	
	%Δ	31%	-2%	97%	
Transport CO ₂ Emissions per Capita (tonnes CO ₂)	2000	0.74	2.5 ⁹	0.31	EDGAR, (2017). EDGAR v4.3.2_FT2016. European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. Available at: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016 ; United Nations, (2017). 2017 Revision of World Population Prospects. Available at: https://esa.un.org/unpd/wpp/
	2016	0.80	2.29	0.48	
	%Δ	8%	-11%	59%	
Passenger Transport CO ₂ Emissions (Mt CO ₂) <i>(Difference in values due to different methodology than Transport CO₂ Emissions by EDGAR above)</i>	2005	4311	3095	1216	IEA, (2016). Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. International Energy Agency. Available at: http://www.iea.org/etp2016/
	2015	5295	2987	2308	
	%Δ	23%	-3%	90%	
Freight Transport CO ₂ Emissions (Mt CO ₂) <i>(Difference in values due to different methodology than Transport CO₂ Emissions by EDGAR above)</i>	2005	3120	1369	1751	IEA, (2016). Energy Technology Perspectives 2016. Towards Sustainable Urban Energy Systems. International Energy Agency. Available at: http://www.iea.org/etp2016/
	2015	3783	2017	1766	
	%Δ	21%	47%	1%	
International Aviation CO ₂ Emissions (Mt CO ₂)	2000	64	8	6.4	EDGAR, (2017). EDGAR v4.3.2_FT2016. European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. Available at: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016
	2015	107.6	15.7	24.2	
	%Δ	68%	96%	279%	
International Shipping CO ₂ Emissions (Mt CO ₂)	2005	136	549	42	EDGAR, (2017). EDGAR v4.3.2_FT2016. European Commission, Joint Research Centre (JRC)/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency. Available at: http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=CO2andGHG1970-2016
	2015	173	591	85	
	%Δ	68%	96%	279%	

Tabla 2 – Desglose de tasas de crecimiento promedio anual de emisiones de CO₂ de transporte (1990-2016)

Fuente: SLoCaT (2018). Transport and Climate Change Global Status Report 2018



En el año 2007, el transporte naviero fue responsable por la emisión de aproximadamente 1 Gt de CO₂, y estas emisiones se estiman que estarán en el rango de 0,8 a 3,7 Gt para el año 2050 considerando distintos escenarios futuros, mostrando un potencial crecimiento de hasta un 270% comparado con el 2007 [Buhaug *et al.*, 2009; Eyring *et al.*, 2005; ICCT, 2011]. Este incremento estimado va en contra del compromiso de la industria naval en concordancia con los objetivos del Acuerdo de París, que implicaría una reducción de las emisiones de esta industria en forma significativa antes del 2050 (aproximadamente al 80% de los niveles registrados de 1990) [Anderson and Bows, 2012].

En muchas aplicaciones, tales como los procesos de alta temperatura en la industria, el transporte por carretera de vehículos pesados de pasajeros y de mercancías, así como en vehículos ligeros con trayectos diarios medios o largos y en el transporte marítimo, la electrificación no es una solución completa, fiable ni asequible, debido a la baja densidad energética de las baterías de almacenamiento junto con su elevado peso relativo (como conjunto al ser montado en un vehículo), lo que reduce la capacidad de autonomía de los vehículos equipados con ellas.

Además, el almacenamiento eléctrico a gran escala y en periodos estacionales no está resuelto todavía y la electrificación en la cobertura de las actuales demandas térmicas, conlleva un redimensionamiento de la actual infraestructura de transporte y distribución eléctrica, con unos costes de inversión muy elevados y poco asequibles.

Por ello, en las utilidades mencionadas, así como en otras muchas, es factible la utilización de combustibles con emisiones neutras de CO₂, como el gas renovable y los combustibles sintéticos, los que por su muy baja emisión de contaminantes locales ayudan a mejorar la calidad del aire urbano y diversifican las posibilidades de utilización de recursos.

7.2.- Combustibles sintéticos y su cadena de valor

Los combustibles sintéticos o e-fuels son en su mayoría combustibles líquidos (el H₂V es un ejemplo gaseoso), que químicamente son similares a los hidrocarburos comunes como la nafta o el diésel, pero que no se producen a partir de fuentes de energía fósiles.

Dadas las características de la generación eléctrica renovable (solar y eólica) de:

- ✓ “discontinuidad” (no hay sol las 24 horas, ni tampoco viento siempre) e

✓ “inestabilidad” (la luminosidad varía desde la mañana a la noche, y la intensidad del viento cambia según el juego de presiones atmosféricas locales), este tipo de generación tiene prioridad de despacho según los códigos de red y los picos de generación y debe ser compensada gestionando otras fuentes de generación [Ammari, C et al., 2022].

La industria de la refinación de combustibles ofrece distintas alternativas para utilizar la excelente capacidad de almacenar energía y el tiempo de descarga a potencia nominal que tiene el hidrógeno. Bajo el paraguas de los denominados **combustibles sintéticos o Power-to-fuels (PtX)** se abarca un grupo de tecnologías que convierten la electricidad en combustibles neutros en carbono, mostrados en la Figura 13 siguiente.

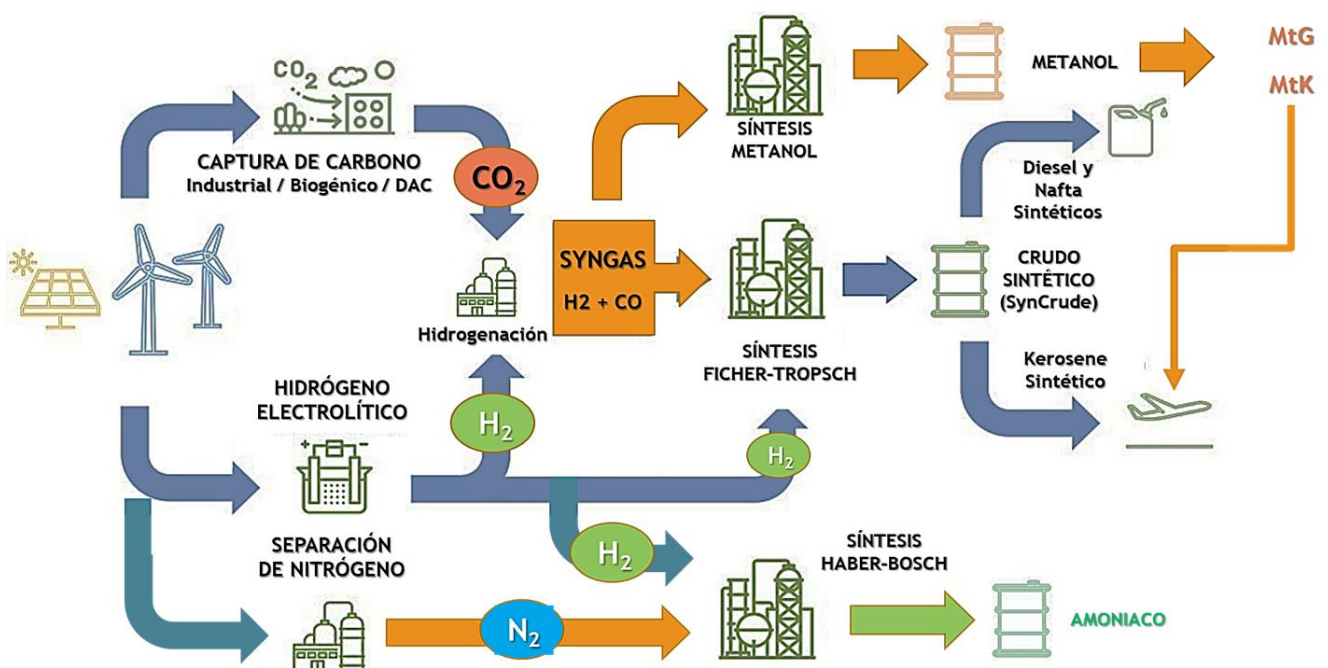


Fig. 13 – Procesos PtX – Fuente: elaboración propia

En una planta destinada a la producción de combustibles sintéticos, se utiliza el hidrógeno renovable y el CO_2 para generar un gas sintético (compuesto por $\text{H}_2 + \text{CO}$) mediante un proceso de hidrogenación catalítica, para luego procesarlo en distintas formas y fabricar combustibles sintéticos con prácticamente cero emisiones netas (Figura 14). Otras rutas incluídas en la figura son la producción de syngas desde biomasa, y la producción de NH_3 .

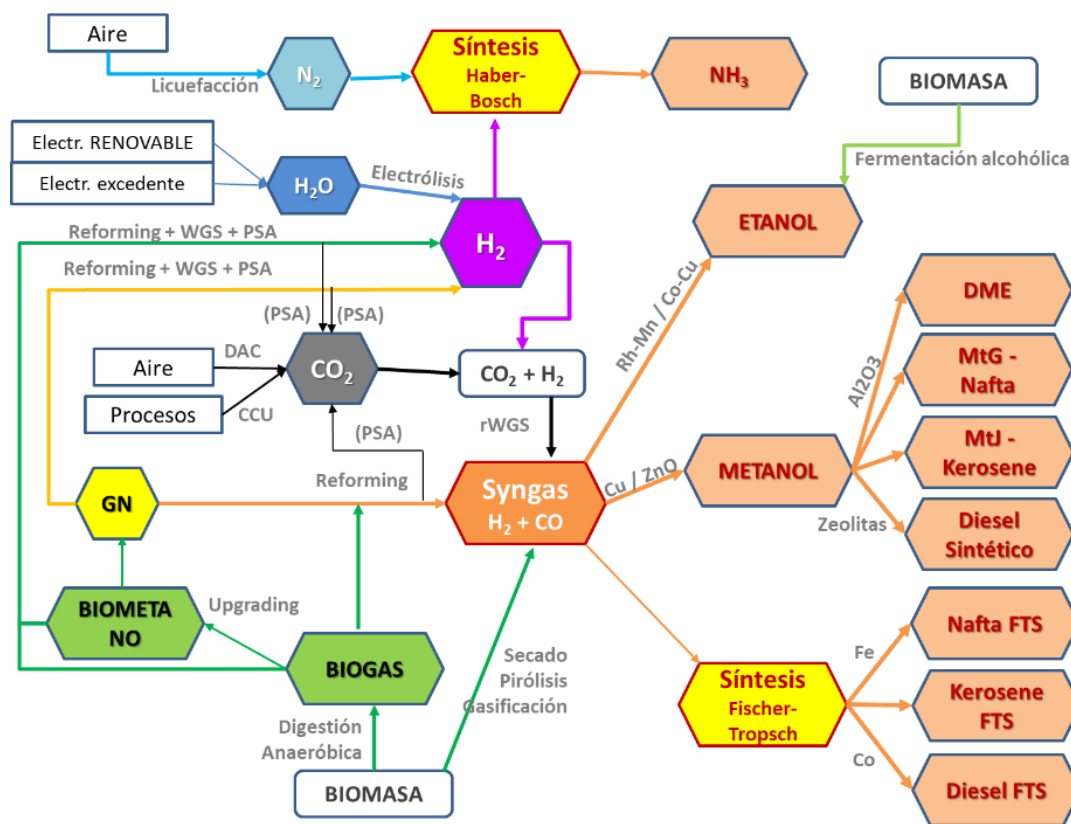


Fig. 14 – Diagrama reducido de la cadena de valor de los combustibles sintéticos – Elaboración propia

Entre las principales ventajas de estos combustibles sintéticos encontramos que tienen propiedades fisicoquímicas similares a los combustibles actuales, por lo que pueden utilizarse en motores térmicos (aviones, barcos, camiones y/o locomotoras) sin necesidad de complejas adaptaciones. Lo mismo sucede con la cadena de distribución y almacenaje de combustibles líquidos.

La factibilidad técnica de utilización de estos eco-combustibles sintéticos como combustibles de uso directo (*drop-in*) o para ser mezclados (*neat use*) debe ser evaluada desde la comparación de sus propiedades con las de los combustibles de origen fósil que se utilizan actualmente, abarcando el análisis de las propiedades de combustión y las emisiones relacionadas.

Por otro lado, su producción es un proceso complejo con muchas etapas intermedias, que depende de las energías renovables para que tenga sentido, y sus costos podrían superar a los de producción de los combustibles fósiles.



Los cálculos del ICCT - International Council on Clean Transportation [ICCT - International Council on Clean Transportation, disponible en: <https://theicct.org/e-fuels-wont-save-the-internal-combustion-engine/>] estiman que para el año 2030 el coste de fabricación del e-fuel estaría alrededor de 3 euros el litro. Otras visiones más optimistas, enfocadas en que un aumento de la producción y unos precios favorables de la electricidad renovable suponen un abaratamiento significativo de los combustibles sintéticos, estiman que podrían costar entre 1,00 y 1,40 [euros/litro] a largo plazo [Costo del RSF – disponible en: <https://www.bosch.com/stories/denners-view-synthetic-fuels-and-electromobility/>].

La “eficiencia del pozo a la rueda” (*WtW – Well to Wheel*) de un vehículo se define como la eficiencia energética de un insumo primario utilizado (por ej., petróleo) desde que éste sale del pozo hasta que llega a la rueda de un vehículo [Gil y Prieto, 2013]. Y el ICCT señala que esta eficiencia *WtW* en el caso del combustible sintético es del 16 %, y en el caso de un coche eléctrico ronda el 72 %.

7.3.- Métodos de producción de los combustibles sintéticos

Las principales rutas para la descarbonización varían según cada sector de consumo, pero pueden reducirse a cinco categorías:

- i. conversión de la generación de energía a energía renovable no convencional (ERNC),
- ii. uso de la ERNC para la electrificación de procesos, transporte y sectores industriales,
- iii. uso racional y eficiente de la energía (UREE),
- iv. captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y
- v. uso de hidrógeno gaseoso (GH₂) e hidrógeno bajo en carbono (LCH₂) y sus derivados sintéticos, amoníaco verde, e-metanol y otros combustibles sintéticos [Deloitte, 2023].

Los procesos **Power-to-X (PtX)** son la respuesta tecnológica para la sinergia entre sectores, donde los combustibles sintéticos de alta densidad de energía generados a partir de energía renovable podrán reemplazar a los actuales combustibles de origen fósil, casi sin necesidad de adaptaciones de los equipos que los utilizan [Siemens, 2021].

Estos electro-combustibles (**e-fuels**) son similares a los combustibles convencionales y pueden ser mezclados con éstos, a fin de reducir la actual huella de carbono que generan, o utilizarse directamente. De esta manera, se puede asegurar la transición de un mundo



dependiente de los combustibles fósiles a un ambiente carbono-neutral con inmediatas reducciones de las emisiones [Siemens, 2021].

Power-to-X también podría resolver otro de los mayores obstáculos de la transición energética: el almacenamiento. El exceso de energía de la red eléctrica podría usarse para separar el agua en oxígeno e hidrógeno, a través de la electrólisis. El hidrógeno no sólo puede almacenarse y guardarse, sino que también puede disponerse para distintos usos. Una vez se haya obtenido hidrógeno, a través de un proceso en el que se agrega dióxido de carbono, se puede generar: metano sintético, queroseno sintético, gasolina o diésel.

A pesar de los avances observados en la electrificación del transporte y la industria, la descarbonización de ambos sectores viene ocurriendo de manera especialmente lenta. El hidrógeno gaseoso -GH₂- se reconoce como una alternativa factible para superar las barreras citadas (ver Figura 15), convirtiéndose en el vector energético necesario para desarrollar un mercado interno mundial de ERNC entre países y continentes que no están conectados a través de una red eléctrica integrada y contribuyendo positivamente a la seguridad energética [IRENA, 2022].

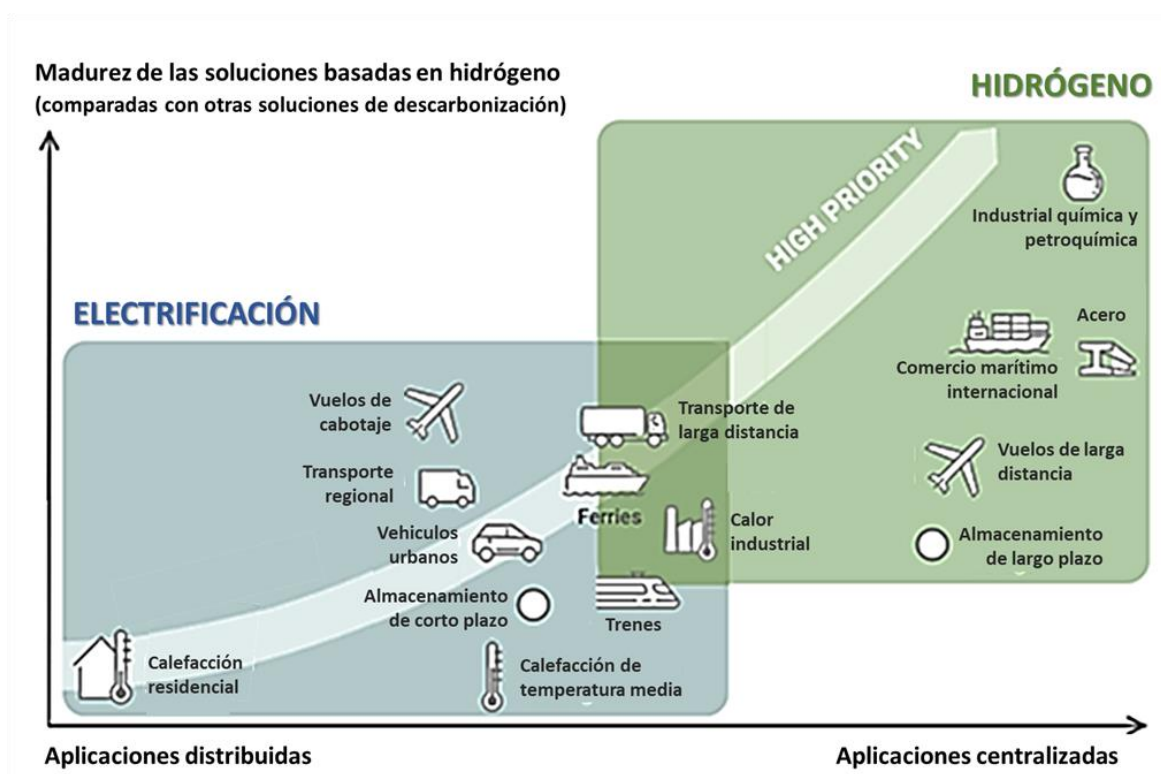


Fig. 15 – Grados de madurez de soluciones de H₂ vs electrificación – Fuente: IRENA, 2022



Procesos PtX – Power to Chemicals

PtX es un término que comprende, entre otros, a un conjunto de procesos que utilizan el hidrógeno para producir diferentes productos químicos, combustibles o materiales. El PtX abarca toda la cadena de valor, desde la generación de electricidad (P – Power) preferentemente renovable, que se convierte en hidrógeno; hasta el producto químico derivado (representado por la "X"). Otra forma de plantear Power-to-X es la conversión de la "electricidad" en "moléculas".

La cadena de valor de los combustibles sintéticos pivotea sobre el hidrógeno gaseoso, el dióxido de carbono y el gas sintético (*syngas*) y puede abarcar distintos procesos:

- El **hidrógeno gaseoso -GH₂-** puede provenir de la generación electrolítica, del reformado y posterior tratamiento a partir del gas natural (origen fósil) o del biometano/bio-SNG⁵ (proveniente de la degradación de la biomasa); La opción tecnológica renovable más establecida para producir GH₂ es la electrólisis del agua, donde la electricidad proveniente de ERNC se utiliza en un electrolizador.
- El **gas sintético (syngas)** puede obtenerse:
 - como producto intermedio del proceso de reformado (del biogás o del gas natural),
 - por hidrogenación de CO₂ en una mezcla con GH₂,
 - a través de la **pirólisis o gasificación de la biomasa lignocelulósica**.
- A partir del *syngas*, puede seguirse distintos caminos:
 - A través de la **síntesis catalítica con catalizadores de Cu/ZnO** puede obtenerse **metanol**; y a partir de este:
 - DimetilÉter (DME), por síntesis catalítica con Al₂O₃
 - Nafta Sintética (MtG), por síntesis catalítica con zeolitas ZSM-5
 - Kerosene Sintético (MtK), por síntesis catalítica con zeolitas ZSM-5
 - Diesel Sintético, por un proceso similar a los anteriores.
 - A través de la **síntesis Fischer-Tropsch** y distintos catalizadores, se obtiene un **crudo sintético (syncrude)** del cual pueden producirse:
 - Nafta FTS, por síntesis catalítica con catalizadores de Fe

⁵ Bio.SNG: denominación del gas renovable que se obtiene de la biomasa lignocelulósica por medio de la gasificación de la misma.

- Kerosene FTS, por síntesis similar a la nafta
- Diesel FTS, por síntesis catalítica con catalizadores de Co.
- A través de **síntesis catalítica con catalizadores de Rh-Mn o Co-Cu** puede obtenerse **Etanol sintético**.
- El **proceso Haber-Bosch** permite la combinación del hidrógeno con nitrógeno (separado del aire) para la obtención de **amoníaco**.

7.3.1.- Obtención de hidrógeno

El primer componente para la obtención de gas sintético para los procesos PtX es el **hidrógeno gaseoso (GH₂)**.

La producción de hidrógeno puede realizarse a partir de distintas fuentes (Figura 16):

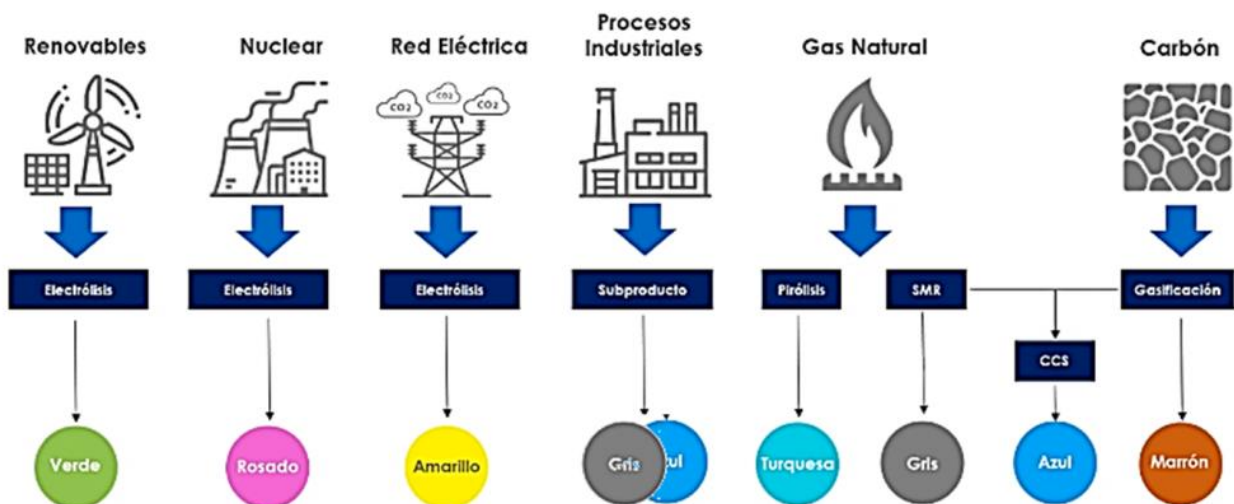


Fig. 16 – Métodos de producción de hidrógeno y color asociado - Adaptado de: Terzaghi (2022)

También se considera **verde** si se usa biomasa como materia prima para obtener biometano/bio-SNG, que luego es sometido al proceso de reformado de vapor (similar al gas natural) con posterior captura del carbono [Ahlström, 2021], como muestra la Figura 17 siguiente:

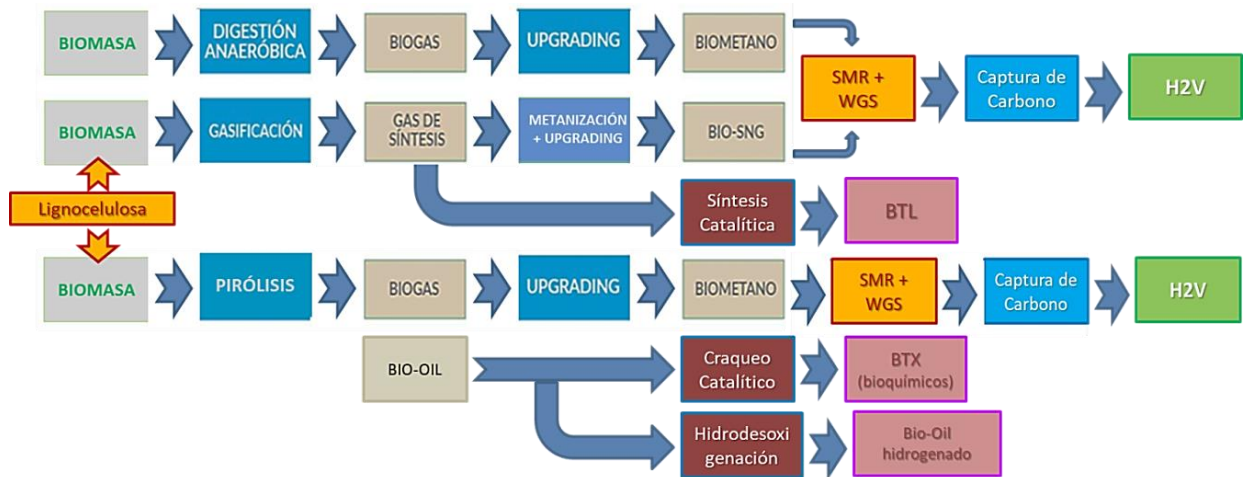


Fig. 17 – Vías de transformación de la biomasa, incluyendo el H2V – Fuente: elaboración propia

Se han detectado varias fuentes naturales de hidrógeno bajo la corteza terrestre (Figura 18); y en este caso, el color asignado al hidrógeno es “blanco”.

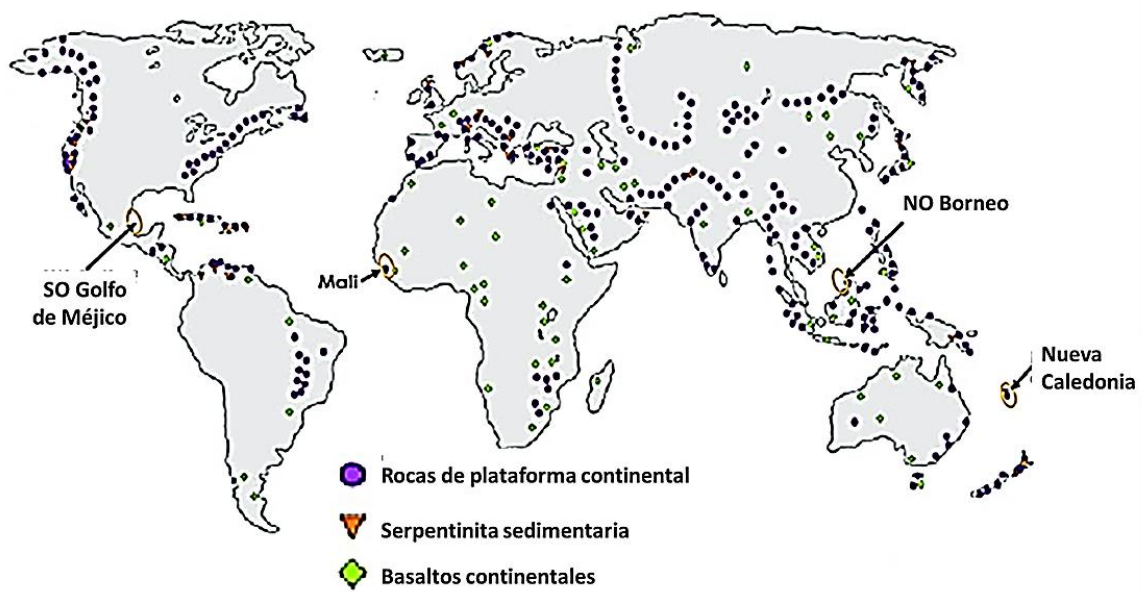


Fig. 18 – Reservorios de hidrógeno natural - Fuente: Adaptado de Meju y Sahle (2023)

Los métodos actualmente más desarrollados y de uso industrial para a la obtención de H₂ son los termoquímicos partir del metano (SMR, POX, ATR y pirólisis catalítica), seguido por los procesos de electrólisis; y, algo más bajos en su rendimiento, aquellos que se basan la gasificación y pirólisis de la biomasa.



Un resumen de los mismos con sus rendimientos y costos relativos se muestra en la Tabla 3 adjunta:

Proceso	Materia prima	Ventajas	Desventajas	González García-Conde (2010)		Abbas y Wan Daud (2010)		Sanchez Bastardo (2021)	
				Eficiencia [%]	Costo [USD/kg]	Eficiencia [%]	Costo [USD/kg]	Eficiencia [%]	Costo [€/kg]
SMR - Reformado por vapor	Metano (CH ₄)	Tecnología desarrollada e infraestructura existente	Produce CO y CO ₂ . Requiere CCU para controlar emisiones GEI (H ₂ azul).	75 - 85%	2,25	83%	0,75	SMR: 75% SMR + CCU: 60%	SMR + CCU: 5,00
POX - Oxidación Parcial		Tecnología desarrollada. Mejor relación CO/H₂ para síntesis FT posterior.	Junto con H ₂ se generan aceites pesado y coque. Requiere CCU para controlar emisiones GEI (H ₂ azul).	60 - 75%	1,48	70 - 80%	0,98	-	-
ATR - Reformado Autotérmico		Tecnología bastante desarrollada e infraestructura existente	Genera CO ₂ como subproducto. Requiere CCU para controlar emisiones GEI (H ₂ azul).	60 - 75%	1,48	71-74%	1,93	-	-
PYR - Pirólisis		Tecnología bastante desarrollada. No genera emisiones GEI.	Produce grandes cantidades de carbón sólido. No requiere CCU.	-	-	-	-	58%	2,00
Electrólisis	Agua tratada (calidad clase 1 o 2)	Tecnología desarrollada e infraestructura existente. O ₂ como subproducto. Cero emisiones	Complicaciones con almacenamiento y transporte	60 - 80%	10,30	45 - 55% (con energía nuclear)	1,95	50 - 70%	7,00
SMR - Reformado por vapor	BioMetano (vía digestión anaeróbica de la biomasa residual)	Materia prima abundante y barata, es carbono neutral (para la biomasa)	Productividad fluctuante, en función de la calidad de la materia prima (impurezas)	-	-	-	-	-	-
Fermentación oscura (Biohidrógeno)	Biomasa residual (digestión anaeróbica "pardal")	Integrable a la digestión anaeróbica. Aplicable al tratamiento de aguas residuales.	Productividad fluctuante, en función de la calidad de la materia prima (impurezas)	-	-	-	-	-	-
Gasificación	Biomasa lignocelulósica	Materia prima abundante y barata, es carbono neutral (para la biomasa)	Productividad fluctuante, disponibilidad estacional, formación de breas	30 - 40%	2,05	40 - 50%	1,21 - 2,42	35 - 50%	2,5
Pirólisis	Biomasa lignocelulósica	Materia prima abundante y barata, es carbono neutral (para la biomasa)	Productividad fluctuante, disponibilidad estacional, formación de breas	35 - 50%	1,65	-	-	-	-

Tabla 3 – Procesos de generación de H₂ – Fuente: elaboración propia

7.3.1.1.- Hidrógeno a partir de gas natural

En la actualidad prácticamente el 96% del hidrógeno mundial se produce principalmente por reformado de gas natural con vapor de agua, y se consume en una multitud de procesos convencionales de las industrias química y petroquímica. Las principales desventajas de este proceso son la emisión de CO₂ y la utilización de recursos finitos. Las cadenas de procesos termoquímicos de esta producción se muestran en la Figura 19.

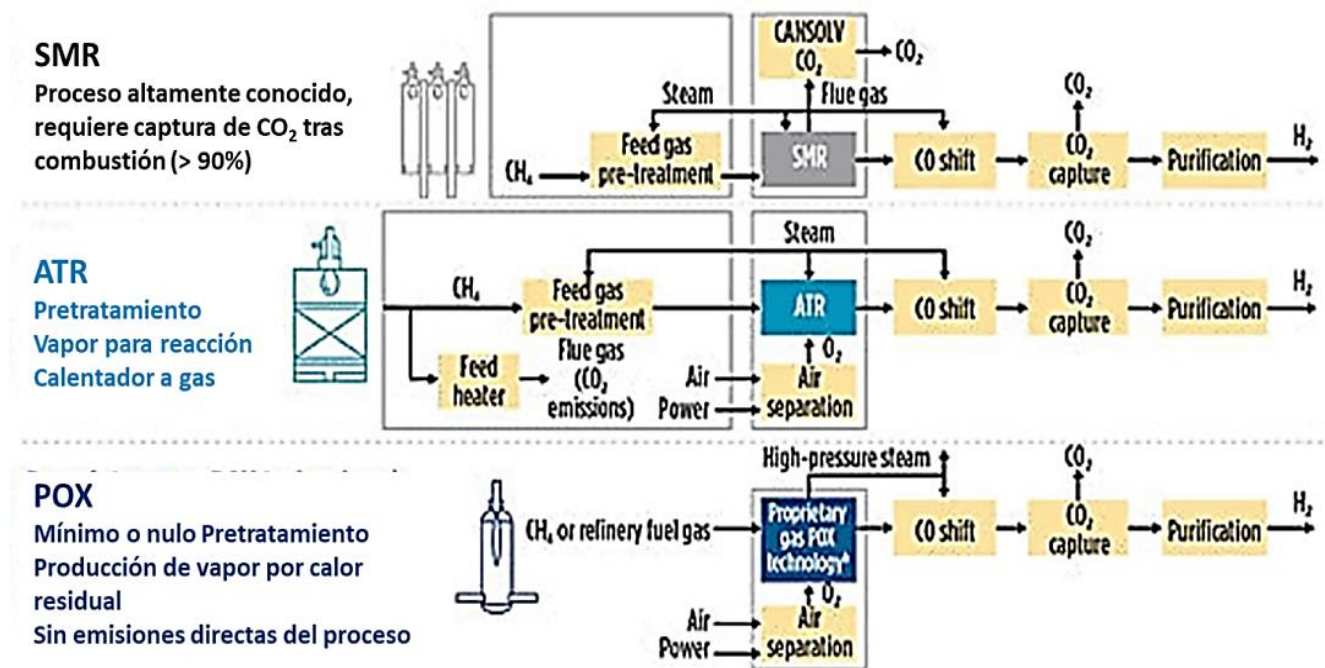
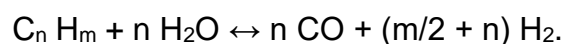


Fig. 19 – Procesos termoquímicos – adaptado de <https://www.hydrocarbonprocessing.com>

- ✓ En el proceso de **reformado con vapor (SMR – Steam Methane Reforming)**, la materia prima (que puede ser gas natural, biogás o biometano) se mezcla con vapor de agua, a elevada temperatura y presión moderada, y se hace pasar a través de un lecho de catalizadores obteniéndose un gas de síntesis (CO + H₂) o syngas, a través de la reacción (endotérmica):



El hidrocarburo debe estar en forma gaseosa y exento de impurezas que pudiesen desactivar los catalizadores (azufre entre otros). Estas restricciones sobre calidad y estado físico limitan el número de corrientes que pueden ser utilizadas como alimentación: gas natural, GLP y naftas.

- ✓ El proceso de **oxidación parcial (POX - partial oxidation)** es similar a la combustión total del metano, pero se diferencia debido a que se utiliza una cantidad insuficiente de oxígeno para la combustión completa, produciendo así solo hidrógeno y monóxido de carbono como subproductos, a temperaturas superiores a 800 [°C]. **Este proceso presenta la relación H₂/CO ideal para su posterior procesamiento mediante la síntesis Fischer-Tropsch para la producción de combustibles sintéticos líquidos.**



- ✓ El **reformado autotérmico (ATR - Auto-Thermal Reforming)** es un proceso aplicado industrialmente en grandes unidades centralizadas. Se trata de un método que combina el SMR y el POX, de modo que el calor liberado en el último se aproveche para el primero, dando lugar a un balance neto nulo.

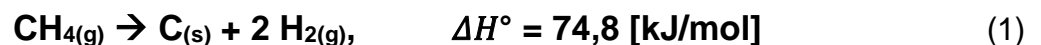
Tras la obtención del syngas, el proceso de purificación del mismo consta de dos etapas: eliminación del monóxido de carbono y extracción del hidrógeno:

- en la primera etapa, el monóxido de carbono se transforma en dióxido de carbono mediante una reacción de desplazamiento “WGS” (en el reactor *WGSr – Water Gas Shift reactor*), consiguiendo aumentar la conversión por medio de la oxidación selectiva y la metanización;
- en la segunda etapa, se extrae el hidrógeno de la corriente del reformado mediante un proceso de absorción o a través de membranas.

Como producto de la etapa de desplazamiento (WGS) se genera CO₂ en la corriente de H₂, y este hidrógeno se denomina “gris”. Para convertirlo en “hidrógeno azul”, el dióxido de carbono debe ser capturado a través de diversos métodos antes de la purificación para la obtención de la corriente final de hidrógeno.

La **pirólisis catalítica del metano** (Figura 20) es otro proceso aplicable a la producción de hidrógeno (“turquesa”) partiendo de gas natural.

Es un proceso a altas temperaturas, en el que este gas es descompuesto en hidrógeno gaseoso y carbón sólido, de acuerdo con la reacción endotérmica de la ecuación (1) [Abánades et al., 2016]:



Dado que no hay presencia de oxígeno dentro de la reacción, las emisiones de CO₂ son nulas; y si se utiliza biometano como materia prima, las emisiones de CO₂ son negativas, ya que fueron absorbidas inicialmente por la biomasa durante su crecimiento.

La huella de carbono asociada al proceso de pirólisis de metano se debe a las emisiones de CO₂ derivadas del calor de proceso necesario (que dependerá el tipo de fuente) y a las generadas durante la extracción y el transporte del gas natural. En cualquier caso, estas son significativamente inferiores a las correspondientes a otras tecnologías bien establecidas

para obtener hidrógeno como la gasificación del carbón o el reformado mediante vapor [Machhammer *et al.*, 2016].

Desde el balance de masa, cada mol de CH_4 puede producir como máximo 4 [g] de hidrógeno y 12 [g] de carbono; por esta relación $\text{C}/\text{H} = 3:1$, la perspectiva de producción asociada de carbón es de 3 toneladas por cada tonelada de hidrógeno. Este producto “residual” del proceso puede aprovecharse en otros usos, lo que mejora el rendimiento económico del ciclo de pirólisis.

La eficiencia teórica máxima del proceso [Timmerber *et al.*, 2020] es del 59%; el resto de la energía almacenada en el metano es secuestrada por el carbón.

El proceso de pirólisis de metano puede ser dividido en tres grandes grupos [Schneider *et al.*, 2010]:

- Descomposición térmica no catalítica.
- Descomposición térmica catalítica (denominada *TCD*): utilizando catalizadores de base metálica o de base carbonosa.
- Descomposición plasmática: utilizando chorro de plasma.

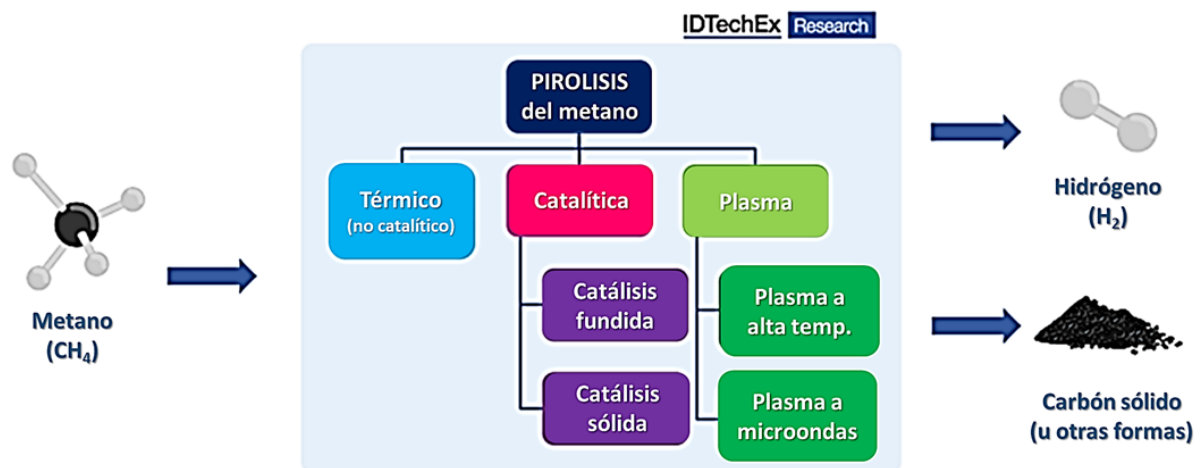


Fig. 20 – Procesos de pirólisis de metano – fuente: <https://www.offshore-energy.biz>

Uno de los desafíos tecnológicos de este proceso es la ruptura del enlace fuerte C-H, que requiere altas temperaturas de proceso. En forma práctica, y sin el uso de catalizadores, la temperatura de proceso para la reacción de descomposición sustentable está por encima de



los 1200 [°C]; por otro lado, el uso de catalizadores permite bajar sustancialmente esta temperatura [Abbas y Wan Daud, 2009], entre a los 600 [°C] y 750 [°C].

La desactivación de los catalizadores se produce a consecuencia de la formación de coque sobre los mismos durante la operación, por ello deben ser controlados; y la regeneración de los mismos puede realizarse por medio de corrientes de aire o de vapor [Abánades et al., 2016]; esto puede generar emisiones de dióxido de carbono adicionales al proceso.

Para mantener la actividad de los catalizadores y evitar el “ahogamiento” del reactor, el carbón generado debe ser retirado periódicamente; incluso se han investigado reactores con retiro continuo de carbón [Muradov, 2001; citado en Abbas y Wan Daud, 2009].

Productos a base de carbón sólido

El principal producto de la pirólisis del metano es el carbón sólido y su manejo plantea un desafío, dadas las grandes cantidades que se generan.

Dependiendo del tipo de proceso, se generan distintos alótopos de carbón sólido, tales como carbón negro, nanotubos de carbón, nanofibras de carbón, grafito o grafeno; estos productos tienen uso en distintas aplicaciones industriales.

7.3.1.2.- Hidrógeno “verde” – la electrólisis y el reformado de biogás

El hidrógeno “verde” o renovable puede ser obtenido de diversas fuentes de tipo renovable [Thomann et al., 2022], como se muestra en la Figura 21:

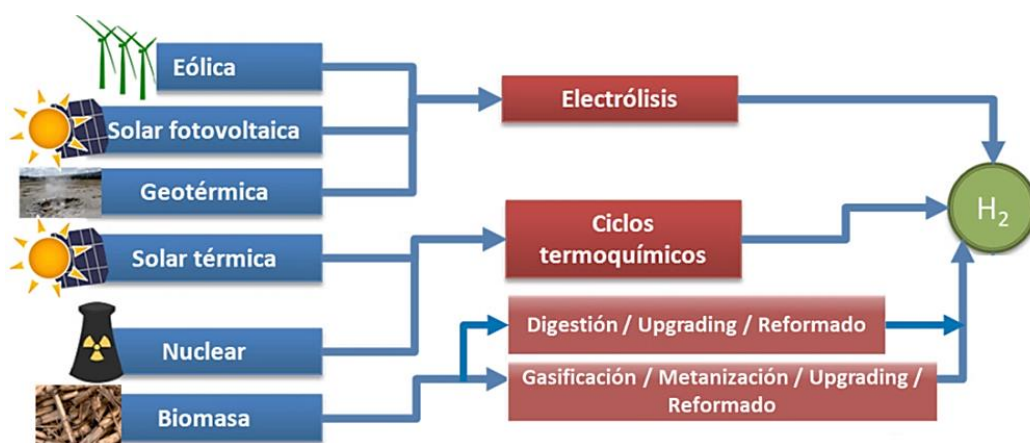


Fig. 21 – Vías de obtención de hidrógeno renovable – Fuente: adaptación propia

- mediante **electrólisis** que consume energía eléctrica generada en centrales de energía renovable (solar, eólica, geotérmica);



- mediante **ciclos termoquímicos** que toman energía de origen solar o nuclear (considerando a esta última como una energía renovable);
- a partir de la biomasa, a través del proceso de gasificación de la biomasa leñosa o de la fermentación anaeróbica de residuos orgánicos.

El hidrógeno producido mediante electrólisis es una alternativa sostenible para el almacenamiento de energía eléctrica en forma de gas combustible para su posterior utilización en pilas de combustible, motores de combustión interna o turbinas de gas, entre múltiples aplicaciones.

Para una clasificación ambiental del hidrógeno, la definición técnica de hidrógeno verde (H2V) es: “el hidrógeno generado a partir de fuentes renovables que emite menos de 4,37 [kgCO_{2eq}/ kgH₂] (36,4 [kgCO_{2eq}/MJ])” [Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada. www.fundacionnaturgy.org]. Este valor corresponde a reducir en un 60% las emisiones del H2V en comparación con las del H2 gris, pero los europeos ya consideran una reducción del 70% [Energiewende, Agora Industry, 12 Insights on Hydrogen, 2021].

Si la electricidad consumida en la producción de hidrógeno proviene de las ERNC, las emisiones de GEI son bajas y se lo considera “hidrógeno verde” (H2V); si se consume electricidad excedente de la red eléctrica (generada en centrales térmicas que queman combustibles fósiles) deben tenerse presente las emisiones contaminantes de las centrales de generación, y el hidrógeno se denomina “amarillo”.

a.) Electrólisis del agua y electrolizadores

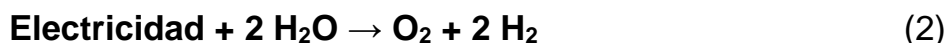
Un electrolizador permite la generación de hidrógeno y oxígeno a partir del agua mediante electrólisis, descomponiendo las moléculas usando electricidad. Este proceso consiste en conseguir hacer pasar una corriente eléctrica entre dos electrodos sumergidos en agua (el principio de la electrólisis fue formulado por primera vez por Michael Faraday en 1820) conteniendo un conductor iónico.

En el proceso de **generación de hidrógeno por medio de la electrólisis**, se requieren dos insumos:

- Corriente eléctrica, rectificada a CC (y en altas potencias)
- Agua (de diferentes calidades según la celda electrolítica a utilizar)

Se utiliza la corriente eléctrica para descomponer la molécula de agua liberando oxígeno e hidrógeno de gran pureza (>99,8%) en un electrolizador, por lo que un electrolizador es un dispositivo electroquímico que convierte la energía eléctrica en energía química, en algunos casos combinada también con energía térmica, al no trabajar a temperatura ambiente.

La ecuación electroquímica que representa la electrólisis es la siguiente ecuación (2):



En el cátodo (electrodo negativo), se crea una carga negativa por parte de la fuente de tensión. Para que se cierre el flujo de corriente eléctrica a través de todo el circuito, se generan reacciones de óxido / reducción en los electrodos, y de conducción iónica en el electrolito. En los electrolizadores líquidos alcalinos (como el mostrado en la Figura 22), el electrolito es una solución de hidróxido de potasio (KOH).

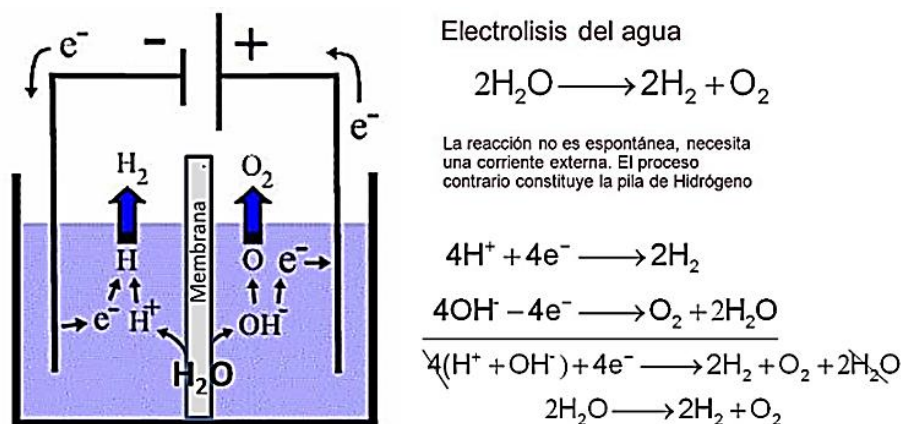


Fig. 22 – Funcionamiento de un electrolizador alcalino - Fuente: Adaptado de Research European Council

Las tecnologías de electrólisis han llegado a su mayor desarrollo comercial en esta última década y actualmente existen, principalmente, tres tipos de electrolizadores que difieren entre ellos en el material de electrolito utilizado. De mayor a menor madurez tecnológica, se ordenan en:

- Electrolizadores alcalinos (AEC o AWE).
- De membrana de intercambio de protones (PEM/PEMWE).
- De óxidos de estado sólido o de alta temperatura (SOEC o SOWE).

En función de la temperatura de operación, la electrólisis se puede realizar a baja temperatura a través de electrolizadores alcalinos (AEC/AWE), o de membrana de intercambio protónico (PEM); o a alta temperatura, empleando para ello electrolizadores de óxido sólido (SOEC/SOWE) [Morante *et al.*, 2020; Fúnez-Guerra y Reyes-Bozo, 2019].

En la Figura 23 siguiente se realiza un análisis comparativo de las tecnologías antes mencionadas:

	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM	ELECTRÓLISIS SOEC
Temperatura (°C)	60 - 85	40 - 80	800 - 1000
Presión (bar)	< 30	< 35	1 - 5
Consumo energético. (kWh/Nm3 de H2)	4.3 - 5.0	4.2 - 4.7	3.2 - 3.7
Costo (€/kW)	1000 - 1500	1500 - 2000	Prototipos
Eficiencia global	60 - 70 %	70 - 80 %	85 - 95 %
Vida útil (horas)	> 100000	10000 - 50000	En investigación
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el tipo de electrólisis de mayor durabilidad y menor costo	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Puede trabajar a elevadas densidades de corriente	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Bajo consumo de electricidad. Menor exigencia en la calidad del agua.
Inconvenientes	Electrolito líquido corrosivo. Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación posterior del H ₂	Elevados costos de los catalizadores y de las membranas. Gran exigencia en el agua de alimentación	Limitada vida debido a los ciclos térmicos. Limitaciones en las aplicaciones debido a las temperaturas de operación
Esquema			
	AEC	PEM	SOEC
Reacción en el ánodo	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{O}_2^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$
Reacción en el cátodo	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$
Portador de carga	OH^-	H^+	O^{2-}
Rango de temperaturas de operación	40 - 90 °C	20 - 100 °C	700 - 1.000 °C

Fig. 23: Esquema de funcionamiento y reacciones de diferentes tipos de electrolizadores.

Fuentes: Adaptado de Morante *et al.*, 2020; Fúnez-Guerra y Reyes-Bozo, 2019

La **eficiencia de una celda electrolítica** depende fuertemente de variables como la temperatura de operación, el voltaje, y la intensidad de corriente, entre otras.

El **precio de la electricidad** utilizada para el proceso de electrólisis es, con total seguridad, el parámetro que más impacta en el costo de producción del hidrógeno. Un menor precio de electricidad implica directamente un menor costo de producción de hidrógeno y, por el contrario, un mayor precio de electricidad conlleva un mayor costo de producción del mismo [Funez Guerra & Reyes-Bozo, 2019].

Electrólisis mediante energías renovables

Las energías renovables son fuentes excelentes para la generación eléctrica sin emisiones de GEI; y lo mismo se aplica al H₂ obtenido por electrólisis.

- **Electrólisis a partir de energía eólica**

La producción de hidrógeno es especialmente conveniente en el caso de la energía eólica, ya que se trata de una tecnología madura que ha alcanzado costes de producción eléctrica competitivos con la generación convencional y cuya principal limitación para el incremento de la potencia instalada es su naturaleza intermitente y aleatoria.

La Figura 24 siguiente muestra un proceso genérico de producción de hidrógeno a partir de energía eólica:

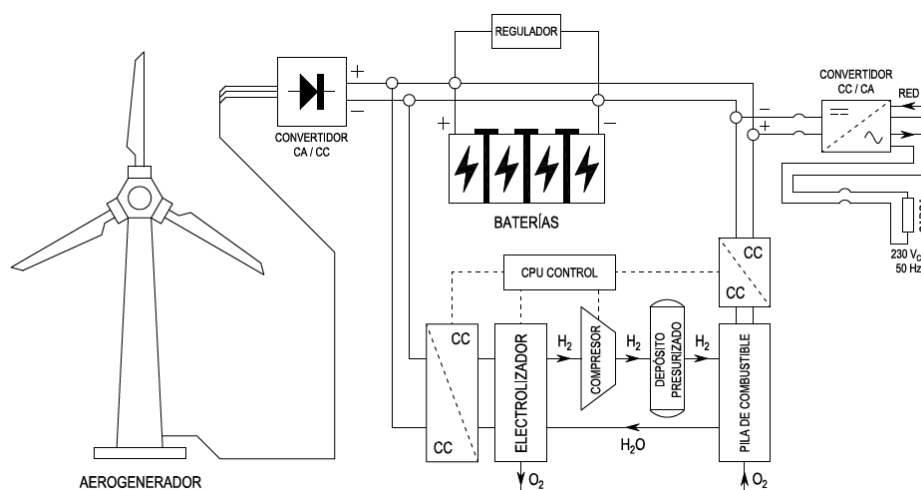


Fig. 24 – Esquema de generación de H₂ verde por energía eólica - Fuente: Adaptado de Linares Hurtado y Moratilla Soria, 2007

- **Electrólisis a partir de energía solar fotovoltaica**

Actualmente, las células solares de silicio monocristalino han alcanzado rendimientos de conversión de energía del 25 % [Tributsch, 2008]. Con los rendimientos de los fotoconvertidores y electrolizadores modernos de aproximadamente un 20% y un 80 %, respectivamente, el rendimiento global de la producción de hidrógeno a partir de energía solar fotovoltaica es de casi un 16% [Joshi *et al.*, 2011].

La Figura 25 muestra esquemáticamente un sistema de producción de hidrógeno que utiliza una instalación fotovoltaica.

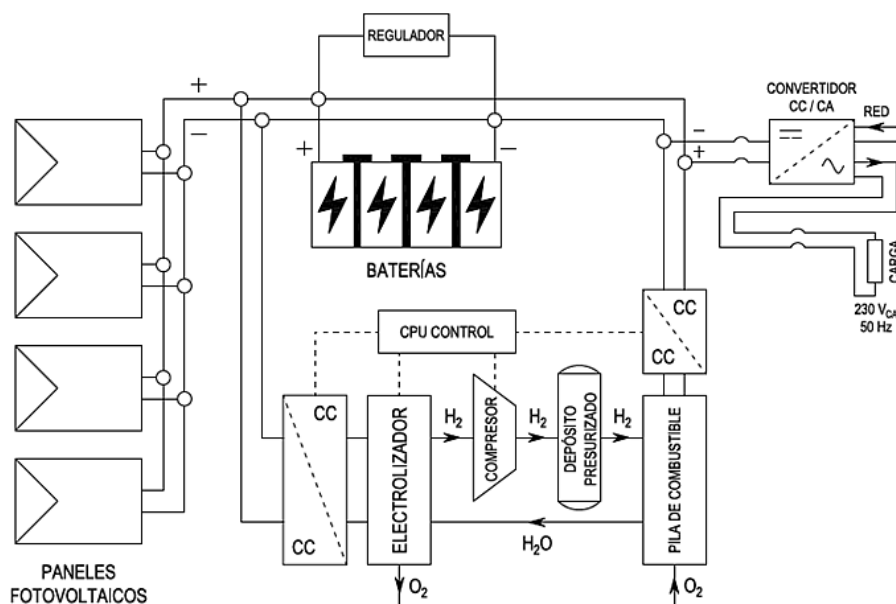


Fig. 25 – Esquema de generación de H₂ verde por energía fotovoltaica

Fuente: Adaptado de Linares Hurtado y Moratilla Soria, 2007

La electricidad de origen fotovoltaico es muy ventajosa para una generación distribuida, ya que el recurso solar es el más deslocalizado de todos los recursos renovables. Sin embargo, para el caso de la Patagonia Argentina y la zona de Bahía Blanca en particular el método más eficaz desde el punto de vista económico para la producción electrolítica de H₂ es la energía eólica, con capacidades de carga de los parques actuales por encima del 50%.

- **Electrólisis a partir de energía solar térmica**

Como se indicó más arriba, los electrolizadores de tipo óxido sólido (SOEC) operan a alta y muy alta temperatura (800 a 1000 [°C]) y presiones bajas (de 1 a 5 [bar]). El uso de

temperaturas más altas aumenta la eficiencia del electrolizador y es aquí donde la energía solar térmica de concentración puede aportar.

El esquema del sistema solar térmico para electrólisis se muestra en la Figura 26.

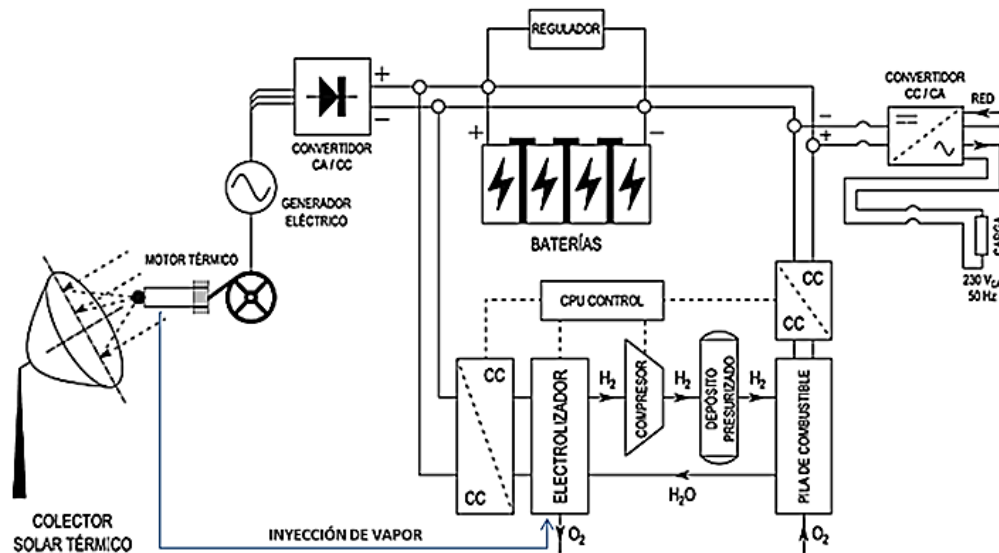


Fig. 26 – Esquema de generación de H₂ verde por solar térmica. Fuente: Adaptado de Joshi *et al.*, 2011

b) Calidad del agua y procesos de tratamiento

La **pureza del agua** es un factor determinante en la durabilidad de los componentes de un electrolizador. Las impurezas tienden a acumularse en las membranas haciendo más difícil la transferencia de iones y las reacciones electroquímicas, o bloqueando la superficie de los electrodos.

✓ Para el caso de los electrolizadores AWE de tipo alcalino, el agua debe ser desionizada, con conductividad < 5 [$\mu\text{S}/\text{cm}^2$].

Para aquellos del tipo PEM, el agua se purifica hasta conductividades por debajo de 2 [$\mu\text{S}/\text{cm}^2$].

La Figura 27 detalla distintos tratamientos posibles en función de la fuente del agua [Simoes *et al.*, 2021]:

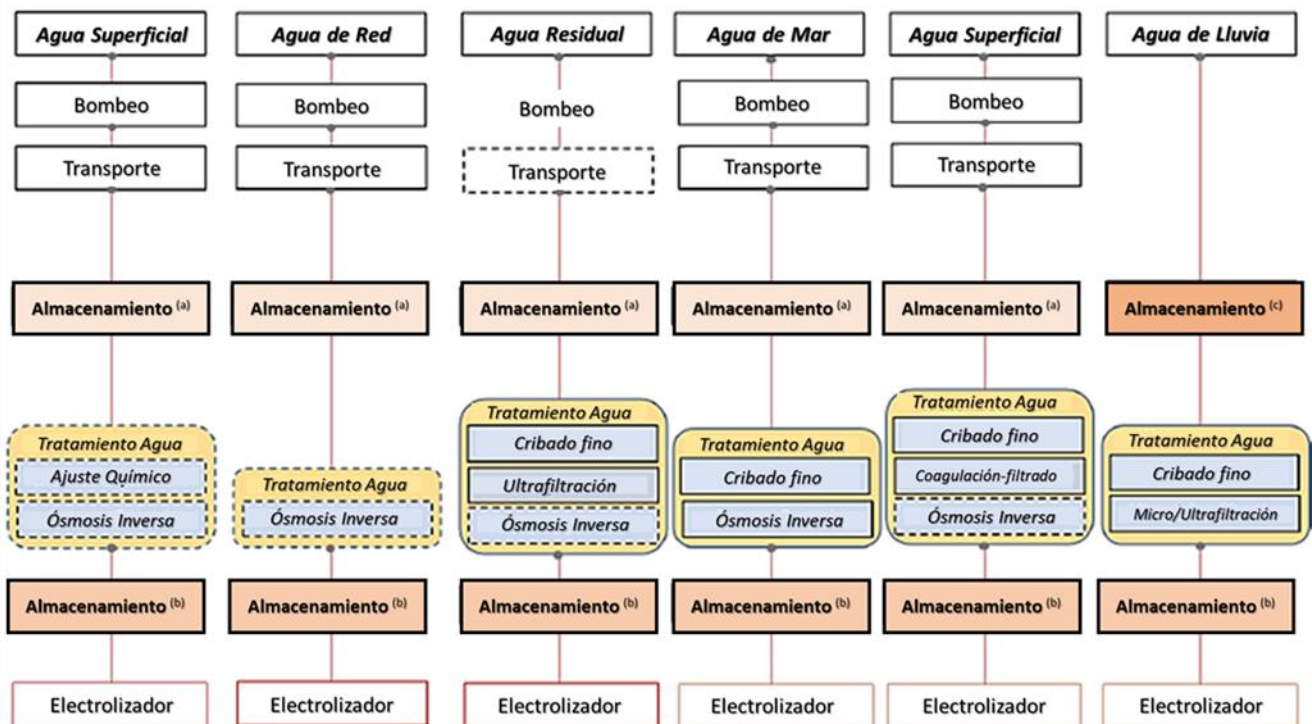


Fig. 27 – Vías de tratamiento de agua para electrólisis según fuente de origen – Fuente: Simoes *et al.*, 2021
Sistemas de provisión de agua en función de la fuente potencial y su respectivo tratamiento. Las líneas punteadas representan procesos opcionales dependiendo de la calidad del agua de la fuente específica.

(a) Almacenamiento de agua en tanque pequeño 100 m³ a 300 €/m³; (b) Almacenamiento de agua en tanque 1.000 m³ a 200 €/m³; (c) Almacenamiento de laguna de 90.000 m³ con altura de 3 a 5 m (almacenamiento por 6 meses) a 40 €/m³

A nivel internacional, distintas organizaciones han definido estándares de calidad del agua purificada entre las que destacan:

- ASTM D-1193
- ISO 3696
- CLSI NCCLS (Clinical and Laboratory Standards Institute)
- EP y USP (Pharmacopea Europea y Pharmacopea Americana)

Tomando como referencia de la calidad del agua de entrada al electrolizador establecida por el estándar ASTM D-1193 (agua utilizada como reactivo), este estándar la clasifica en cuatro tipos de agua distintas, así como los procedimientos para su obtención (ver Tabla 4). Lo habitual para los electrolizadores es utilizar un **agua del tipo I o II** [Simoes *et al.*, 2021].



Parámetro	Tipo I	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
Conductividad eléctrica Max. [$\mu\text{S}/\text{cm}$ a 25 °C]	0,056	1	4	5
Resistividad eléctrica Mín [$\text{M}\Omega\text{-cm}$ a 25 °C]	18,2	1	0,25	0,2
pH a 25 °C	–	–	–	5,0 – 8,0
TOC máx. [$\mu\text{g}/\text{L}$]	10	50	200	Sin límite
Sodio máx. [$\mu\text{g}/\text{L}$]	1	5	10	50
Silice máx. [$\mu\text{g}/\text{L}$]	3	3	500	Sin límite
Cloro máx. [$\mu\text{g}/\text{L}$]	1	5	10	50

Tabla 4 – Parámetros de calidad de agua de proceso – Fuente: adaptación propia

Desmineralización del agua

La desmineralización es un proceso de intercambio iónico que remueve los sólidos disueltos en las fuentes de suministro de agua. El proceso de desmineralización se utiliza para remover arsénico, bario, cadmio, cromo, flúor, plomo, mercurio, nitratos, selenio, plata, cobre, hierro, manganeso, sulfatos y zinc.

Existen diferentes procesos para obtener de agua desmineralizada, en la industria pueden encontrarse los siguientes:

- ✓ Intercambio iónico
- ✓ Filtración por membranas (ósmosis inversa - RO)
- ✓ Destilación
- ✓ **Electrodialisis**
- ✓ **Electrodeionización (EDI)**

siendo las fases resaltadas las tecnologías más utilizadas a nivel industrial.

Estos procesos utilizan energía eléctrica en vez de energía térmica, dado que no necesitan el cambio de fase para la desalinización; por lo tanto, son acoplables a plantas de generación eléctrica renovable como la eólica o fotovoltaica, como muestra la Figura 28:

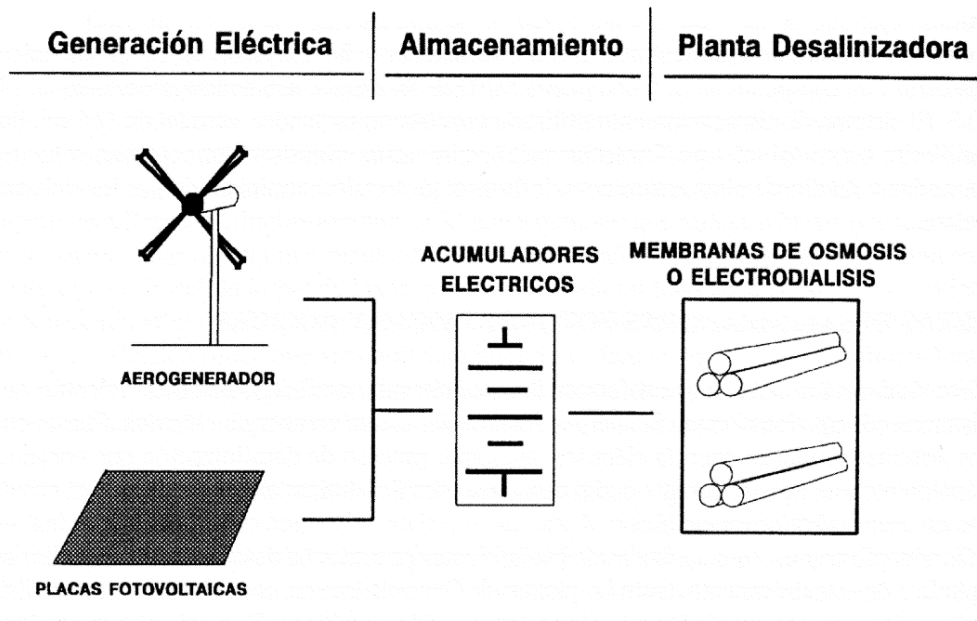


Fig. 28 – Planta desalinizadora no térmica renovable – Fuente: Zarza Moya, 1997

Dada la naturaleza intermitente de la luz solar, su intensidad variable y la necesidad de funcionamiento del proceso de desalinización durante las 24 horas, varias opciones de almacenamiento de energía pueden ser usadas para permitir una operación continua.

Aprovechamiento de aguas residuales

El adecuado tratamiento de aguas residuales industriales y su posterior reutilización para múltiples usos contribuye a un consumo sostenible del agua y a la regeneración ambiental del dominio público hidráulico y marítimo y de sus ecosistemas, sin olvidar que el agua de calidad es una materia prima crítica para la industria [Rodríguez Fernández-Alba *et al.*, 2006].

La posibilidad de tratar y reutilizar el agua residual como materia prima para la electrólisis con fines de generar hidrógeno resulta una alternativa interesante con vistas a no estresar el sistema hídrico de agua dulce, generalmente destinada a consumo humano, y como alternativa a las necesidades de desalinizar el agua de mar.

Según diversas legislaciones y bibliografía sobre el tema, se definen distintos tipos de aguas residuales:



- **Aguas residuales domésticas:** aquellas procedentes de zonas de vivienda y de servicios, generadas principalmente por el metabolismo humano y las actividades domésticas.
- **Aguas residuales industriales:** todas las aguas residuales vertidas desde locales utilizados para efectuar cualquier actividad comercial o industrial, que no sean aguas residuales domésticas ni aguas de escorrentía pluvial.
- **Aguas urbanas:** son las aguas residuales domésticas generadas en la urbe o la mezcla de las mismas con aguas residuales industriales y/o aguas de escorrentía pluvial.

Habitualmente, las aguas residuales se recogen en un sistema colector y son enviadas mediante un emisario terrestre a una planta de tratamiento (denominada EDAR - Estación Depuradora de Aguas Residuales – o PTAR – Planta Tratamiento de Aguas Residuales -).

Diversos compuestos orgánicos e inorgánicos se encuentran en aguas residuales procedentes de instalaciones industriales, y a diferencia de las aguas residuales domésticas, los efluentes industriales contienen con frecuencia sustancias que no se eliminan por un tratamiento convencional, bien por estar en concentraciones elevadas, o bien por su naturaleza química..

Desalinización del agua de mar

Dada la criticidad del recurso agua para la supervivencia y crecimiento de la humanidad y la baja disponibilidad geográfica del agua dulce (sólo el 0,9% está disponible para consumo humano), desde hace muchos años la desalinización del agua de mar es una necesidad de supervivencia (países del golfo Pérsico o Israel) e incluso una aplicación atractiva para las energías renovables, especialmente solar o eólica.

Existen dos grupos de tecnologías aplicables a la desalinización del agua de mar [Hiriart Le Bert, 2007; Zarza Moya, 1997]:

- La desalación térmica o destilación, con cambio de fase del agua; abarca las tecnologías siguientes:
 - ✓ Destilación en múltiple efecto (MED).
 - ✓ Destilación flash multietapa (MSF).
 - ✓ Congelación.
 - ✓ Compresión de vapor.



- ✓ Destilación solar.
- Desalinización mecánica, sin cambio de fase; que comprende a:
 - ✓ Ósmosis inversa (RO)
 - ✓ Electrodialisis (EDI)

Utilización de energías renovables en la desalinización del agua de mar

La desalinización es un proceso donde la utilización de energías renovables tiene fuerte potencial:

- Solar térmica: en los destiladores solares, en forma directa.
- Eólico y/o fotovoltaica: para la generación de energía eléctrica necesaria para los procesos de Ósmosis Inversa y Electrodialisis.

Los destiladores solares (Figura 29) son dispositivos sencillos que aprovechan la radiación solar para producir agua potable a partir de agua de mar; y también se pueden emplear para obtener agua dulce a partir de otras fuentes de agua contaminada o salobre, o agua atmosférica.

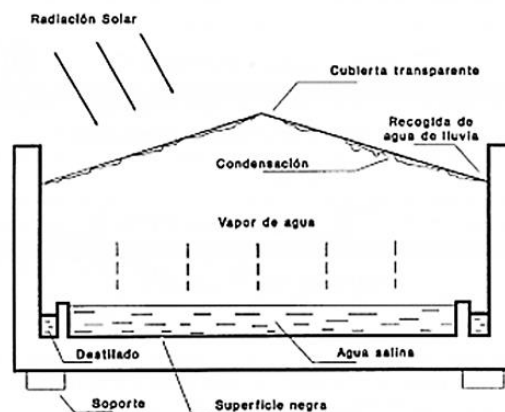


Fig. 29 – Desalinizador Solar Compacto – Fuente: Zarza Moya, 1997

Una variante que permite aprovechar la energía solar en forma concentrada para generar calor de proceso son las plantas de Destilación en Múltiple Efecto (MED) y de Destilación Flash Multietapa (MSF) que utilizan vapor para el proceso de desalinización. Este vapor puede ser generado mediante colectores solares de concentración, como los colectores cilíndricos parabólicos (CCP) o los concentradores solares Fresnel (CSF), ver Figura 30.

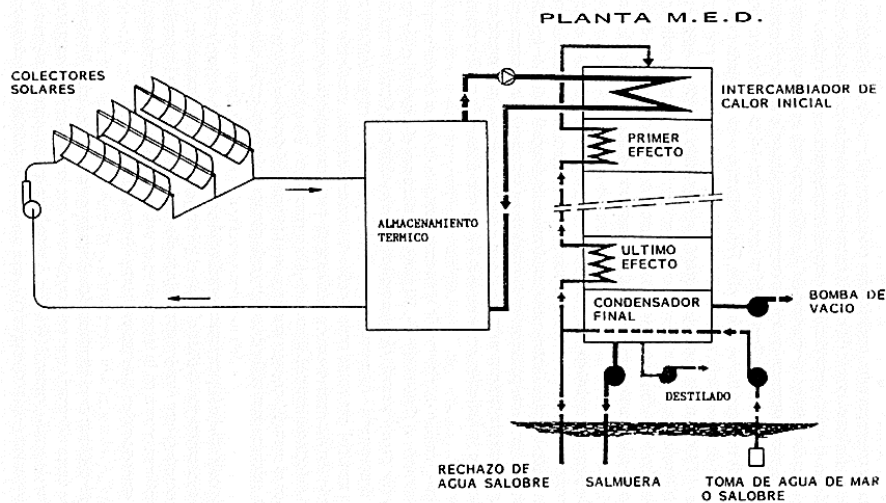


Fig. 30 – Configuración de una desalinizadora solar de concentración - Fuente: Zarza Moya, 1997

c) Biohidrógeno y reformado de biogás/bio.SNG

Otra vía de producción de hidrógeno “verde” es a partir de la transformación de la biomasa. Al utilizar biomasa, ésta sólo emite el CO₂ que ha sido capturado previamente [Al Seadi *et al.*, 2008]; esta es la base del denominado “balance neutro de emisiones de CO₂ de la biomasa”.

Para la **cadena de valor de los combustibles sintéticos** toma importancia la producción de **biogás/gas de síntesis** (Figura 31), sea por:

- ✓ **Degradación anaeróbica:** de materia orgánica, preferentemente de residuos ganaderos o domésticos.
- ✓ **Gasificación o pirólisis:** de biomasa lignocelulósica (madera) o similar.

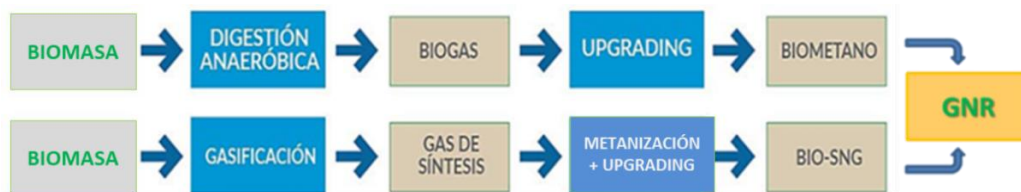


Fig. 31 – Procesos de obtención de gas renovable a partir de biomasa – Fuente: adaptado de

<https://efeverde.com/gas-renovable>

El **biogás** obtenido vía digestión anaeróbica ($CH_4 + CO_2 + H_2S$) es sometido luego a:

- ✓ un proceso de reformado con vapor (SMR) para la obtención del **gas sintético de proceso** (**Syngas**: $H_2 + CO + CO_2 + CH_4$); o



✓ tras el reformado se lo somete a un tratamiento denominado “Reacción de Desplazamiento del Gas con Agua” (*WGSr- Water Gas Shift Reaction*) para convertir el monóxido de carbono en $H_2 + CO_2$ y posterior captura/utilización del CO_2 (CCS/CCU) para obtener hidrógeno.

Para el caso de la pirólisis o la gasificación de la biomasa leñosa, el gas resultante tras el primer paso de **gasificación** ya es un gas de síntesis (**Sintegás: $H_2 + CO + CO_2 + CH_4$**), y a partir de este Syngas comienza un ciclo de transformación hacia los combustibles sintéticos, como se verá más adelante.

Digestión anaeróbica: biohidrógeno, biogás y biometano

Con el término biogás se designa a la mezcla de gases resultantes de la descomposición de la materia orgánica realizada por acción bacteriana en condiciones anaerobias (Figura 32).



Fig. 32 – Proceso de generación de biogás / biometano – Fuente: <https://efeverde.com/gas-renovable>

El biogás puede obtenerse mediante la fermentación anaeróbica de las deyecciones ganaderas, los residuos orgánicos municipales (vertederos), los barros de las depuradoras, los residuos orgánicos industriales y las aguas residuales de fábricas industriales (como las cerveceras, mataderos industriales o plantas de procesamiento de alimentos), aguas estas que tienen mucha más carga de contenido biodegradable que las aguas residuales domésticas [Ripoll *et al.*, 2020].

Los principales componentes del biogás son el metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2), y el valor energético del biogás por lo tanto estará determinado por la concentración de metano.

La descomposición anaeróbica de materia orgánica compleja en metano y dióxido de carbono es un proceso multi-etapa. Las principales etapas son **hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis** [IDEA, 2007; Al Seadi *et al.*, 2008]. La Tabla 5 siguiente resume las distintas características de cada una de las etapas mencionadas que por



simplificación se han agrupado en dos fases (acidogénica, que involucra la de hidrólisis y acidificación; y metanogénica); con los principales compuestos químicos intervinientes:

FASE ACIDOGÉNICA	FASE METANOGÉNICA
<ul style="list-style-type: none"> • Bacterias facultativas (pueden vivir en presencia de bajos contenidos de O₂) • Reproducción muy rápida (alta tasa reproductiva) 	<ul style="list-style-type: none"> • Bacterias anaeróbicas estrictas (no pueden vivir en presencia de O₂) • Reproducción lenta (baja tasa reproductiva)
<ul style="list-style-type: none"> • Poco sensibles a los cambios de acidez y temperatura • Principales metabolitos, ácidos orgánicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Muy sensibles a los cambios de acidez y temperatura • Principales productos finales, metano y dióxido de carbono

Tabla 5 – Detalles de fases en la obtención de biogás – Fuente: IDEA, 2007; Al Seadi *et al.*, 2008

Los procesos involucrados en la fase acidogénica (hidrólisis más acidogénesis) se conocen como “fermentación oscura”; y las fases acetogénesis y metanogénica completan el proceso de “digestión anaeróbica” (ver Figura 33).

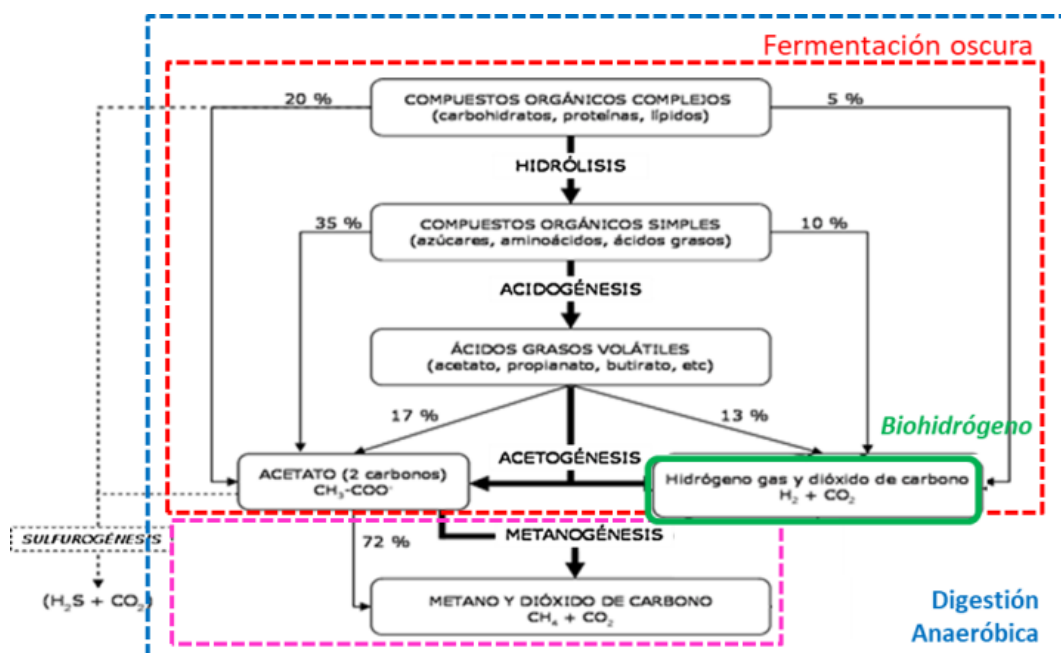


Fig. 33 – Fases de la fermentación oscura y la digestión anaeróbica – Fuente: adaptado de ainia.es

La **digestión anaerobia en doble etapa**, consiste en separar el proceso en dos etapas:

- ✓ en un primer digestor (hidrolítico) se llevan a cabo la hidrólisis y la acidogénesis de la materia orgánica; y



- ✓ en el segundo digester (metanogénico) alimentado con el efluente del digester hidrolítico, tienen lugar las etapas de acetogénesis y metanogénesis.

De las condiciones de operación del primer digester (hidrolítico) - pH, tiempos de retención hidráulica, temperatura, etc. - se obtiene **biohidrógeno** a partir de los residuos orgánicos.

Pirólisis y gasificación de la biomasa

La transformación de los residuos predominantemente sólidos de base lignocelulósicos mediante la incineración térmica con aprovechamiento de energía puede tener dos alternativas: la pirólisis y la gasificación [De Boeck *et al.*, 2009; Van der Drift, A. y Boerrigter, H.; 2006].

- **Pirólisis de biomasa**

Convierte el material en productos sólidos, líquidos y gaseosos. El aceite líquido y el gas pueden ser quemados para producir energía o refinados en otros productos. El residuo sólido puede ser refinado en otros productos como el carbón activado.

El gas sintético obtenido (mezcla de $\text{CO} + \text{H}_2$) puede somete a diferentes reacciones (metanización, reacción Water Gas Shift (WGS) del CO a CO_2) y a un enriquecimiento final, obteniéndose un gas sintético purificado, equivalente al gas natural e inyectable a la red (Figura 34).

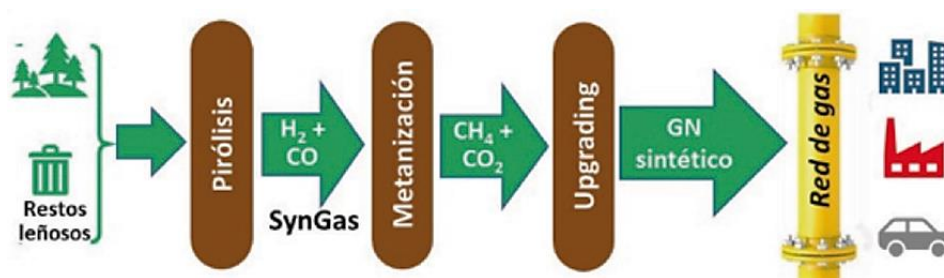


Fig. 34 – Proceso obtención gas sintético por pirólisis – Fuente: <https://efeverde.com/gas-renovable>

O puede ser utilizado para obtener distintos combustibles sintéticos, como se detalla más adelante.

- **Gasificación de biomasa**

El proceso de gasificación consiste en una combustión con defecto de oxígeno en la que se obtiene CO , CO_2 , H_2 y CH_4 , en proporciones diversas según la composición de la materia

prima y las condiciones del proceso. El oxígeno se limita entre un 10 y un 50% del estequiométrico, la temperatura oscila entre 700 [°C] y 1.500 [°C]; y la eficiencia energética puede alcanzar rendimientos del 20 al 30%, dependiendo de la planta de procesamiento, la calidad de la biomasa y del agente gasificante.

Si la reacción se realiza con aire directo, se obtiene un “gas pobre” (gas de gasógeno); por el contrario, si la reacción se realiza con oxígeno y vapor de agua se obtiene un gas de síntesis (H_2 y CO) que puede ser empleado, además de para producir hidrógeno, para obtener combustibles líquidos como metanol y nafta sintética (Figura 35).

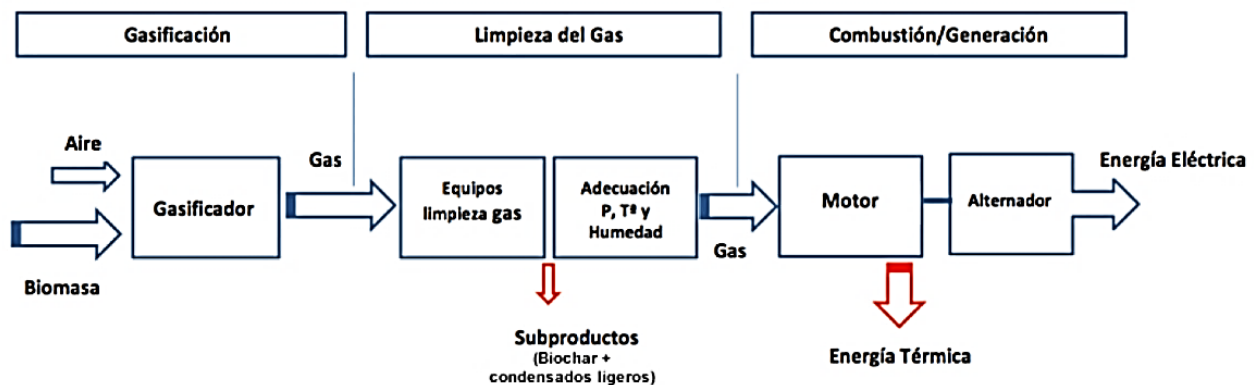


Fig. 35 – Proceso de Gasificación de la biomasa (lecho burbujeante) – Fuente: <https://kernsd.com/gasificacion-con-biomasa/>

7.3.2.- CCUS - Captura y utilización de dióxido de carbono

El segundo componente para la obtención de gas sintético en base al hidrógeno gaseoso es el dióxido de carbono (CO_2).

La captura de CO_2 es una herramienta imprescindible para alcanzar los objetivos de descarbonización mundiales. Se estima que sin su captura no será posible alcanzar cero emisiones netas en 2050, al ser la única tecnología que aporta emisiones «negativas» retirando indefinidamente CO_2 de la atmósfera.

Su aplicabilidad es viable en parques o agrupamientos industriales conectados a centros logísticos próximos a los lugares de almacenamiento.

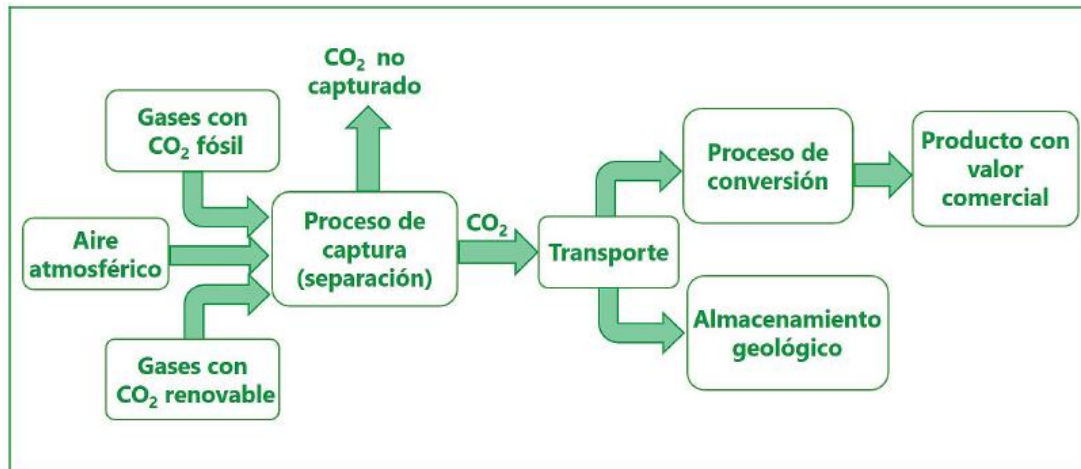


Fig. 36 – CCUS: Captura, uso y almacenamiento del carbono – Fuente: www.aop.es

La Figura 36 anterior muestra un esquema simplificado del proceso CCUS, que consiste idealmente en la separación de CO₂ de una corriente de gases, para transportarlo capturado hasta un lugar de almacenamiento geológico adecuado o a un proceso de conversión que origine un producto con valor comercial.

La siguiente Tabla 6 muestra los distintos tipos de captura disponible [Inodú Chile, 2021].

Acrónimo	CCS ¹	CCU ²	BECCS ³	BECCU ⁴	DACCS ⁵	DACCU ⁶
Finalidad principal	Reducción de emisiones de origen fósil o de procesos de descarbonización	Empleo de CO ₂ capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando CO ₂ de la atmósfera	Empleo de CO ₂ renovable ¹⁷ capturado para sustituir carbono de origen fósil	Contribución a emisiones netas cero, retirando directamente CO ₂ de la atmósfera	Empleo de CO ₂ renovable ¹⁷ capturado del aire para sustituir carbono de origen fósil
Aplicabilidad	Procesos industriales, incluyendo producción de hidrógeno azul, y generación de energía eléctrica y térmica	Transformación, con el concurso de hidrógeno, en combustibles gaseosos y líquidos y en productos químicos ⁸	Procesos de transformación energética de la de biomasa y residuos orgánicos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior	Independiente de otros procesos	Idéntica a la de la CCU, resultando en productos con huella de carbono muy inferior
Eliminación permanente de CO ₂	Si	No	Si	No	Si	No
Descarbonización resultante del proceso	Cero emisiones ¹⁰	~50%	Emisiones negativas ¹¹	Cero emisiones ¹⁰	Emisiones negativas ¹¹	Cero emisiones ¹⁰
TRL ⁹	8-9	E-fuels F-T ¹² 6-8 Metano 6-7 Metanol 7-9	7-8	Captura 7-8 Conversión ídem a CCU	3-4	Captura 3-4 Conversión ídem a CCU
Base del modelo de negocio	Ahorro de derechos de emisión, incentivos y regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación	Incentivos, regulación	Futura competitividad de productos, penalización de los de origen fósil a sustituir, regulación
Contribución a economía circular	No	Si	No	Si	No	Si

Tabla 6 – Tipologías de captura de carbono – Fuente: Inodú Chile energy & sustainability *et al*, 2012

1. CCS: Captura y almacenamiento de carbono, 2. CCU: captura y empleo de carbono, 3. BECCS: Captura y almacenamiento de carbono aplicada a procesos de bioenergía, bioenergía con CCS, 4. BECCU: captura y



empleo de carbono procedente de bioenergía, 5. DACCS: captura directa del carbono del aire para almacenamiento, 6. DACCU: captura directa del carbono del aire para empleo.

Una de cada tres toneladas de CO₂ que la industria necesita dejar de emitir requiere procesos de captura, pues no hay tecnologías alternativas a la fecha. La captura tiene una doble funcionalidad dependiendo de si el CO₂ capturado se destina a almacenamiento geológico, o a su transformación en productos químicos, ecombustibles o materiales inorgánicos.

7.3.2.1.- CCS - Captura, transporte y almacenamiento de CO₂

La cadena completa de CCS incluye las tecnologías que permiten completar las tres etapas correspondientes a:

1. la captura o separación del CO₂ de corrientes de gases que lo contienen, procedentes de procesos productivos,
2. el transporte de la corriente concentrada de CO₂ hasta su punto de inyección, y
3. el almacenamiento de esa corriente en el subsuelo en una formación geológica que impida su reingreso en la atmósfera.

Captura del CO₂

A partir del análisis de los parámetros de funcionamiento de cada proceso o tecnología, se puede comparar la concentración mínima de CO₂ en volumen de la mezcla de gases de entrada para cada tecnología disponible, como muestra la Figura 37 siguiente:

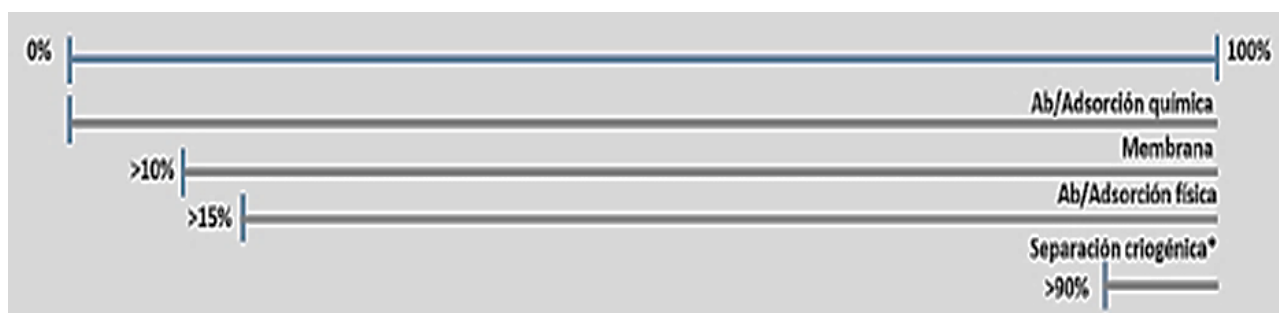


Fig. 37 - Tecnologías de captura según concentraciones de CO₂ en la mezcla de gases de entrada.

Fuente: Cortés Galeano y Navarrete Rubia, 2022

De esta forma, se identifica que [Cortés Galeano y Navarrete Rubia, 2022]:



- ✓ La **absorción y adsorción químicas** son los procesos de captura que pueden utilizarse para un mayor rango de concentración de CO₂ en los gases de entrada (0,04-100% de volumen).
- ✓ La **separación criogénica** no es adecuada para la captura post combustión, sino para gases de alimentación disponibles a alta presión y concentración de CO₂.
- ✓ Dado que la caída de presión es la fuerza motriz del proceso de **separación por membrana**, la corriente de gases de combustión debe comprimirse; esto es difícil y costoso por lo que la separación por membranas es adecuada para flujos de alta presión con alta concentración de CO₂.
- ✓ Los **solventes físicos** tienen poca capacidad de absorción y selectividad para la separación de CO₂, resultando una tecnología no económica para corrientes de concentración de CO₂ diluida.

Para seleccionar la tecnología de captura más adecuada a cada tipo de fuente de emisión es necesario caracterizar la corriente a tratar en base a su localización en el proceso, a la concentración de CO₂ y al destino de la corriente de salida (almacenamiento o empleo). Estas están catalogadas de acuerdo con el tipo de interacción entre el sistema de captura y el CO₂ en la mezcla de gases.

7.3.2.2.- DAC - Captura Directa de CO₂ del aire

Las tecnologías de captura directa del aire (DAC) de CO₂ funcionan de forma similar a las tecnologías de captura de fuentes industriales. La diferencia fundamental entre estos dos sistemas es que las tecnologías DAC deben capturar el dióxido de carbono del aire atmosférico (no de los gases de escape) con concentraciones de dióxido de carbono del orden del 0,04%, la cual se ve afectada por las condiciones climáticas reinantes en el momento.

Tecnologías para la captura directa de CO₂ desde el aire

La concentración ultra diluida de CO₂ en la atmósfera hace que los sistemas que extraen pasivamente estas bajas concentraciones del aire ambiente en condiciones ambientales se centren (Figura 38) en la absorción química (disolución preferente de una especie en un líquido) y la adsorción química (adhesión preferente de una especie a un sólido):

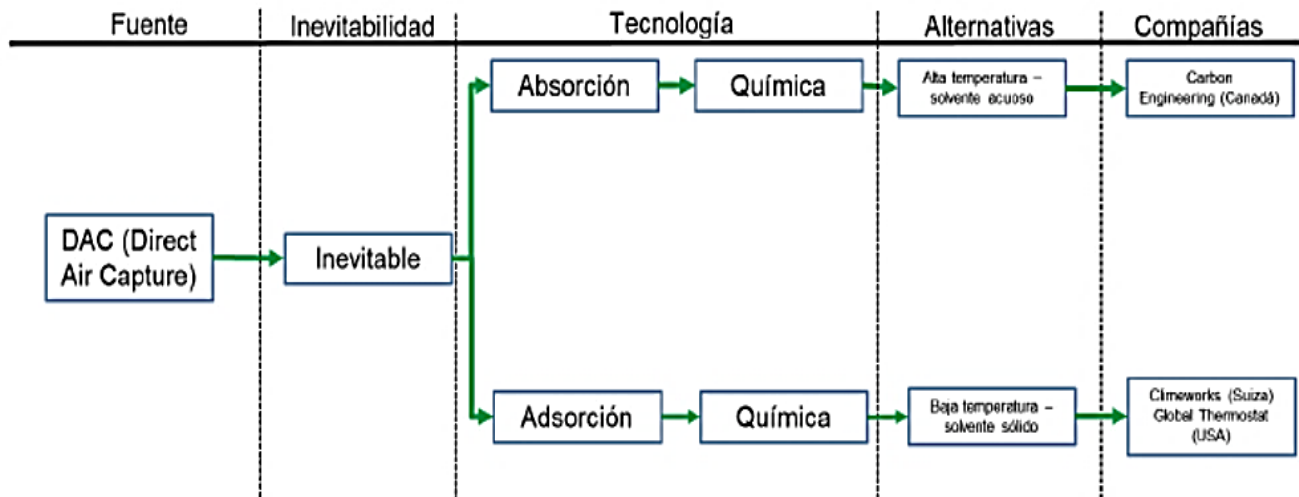


Fig. 38 - Alternativas de captura de carbono desde el aire. Fuente: Cortés Galeano y Navarrete Rubia, 2022

7.3.2.3.- CCU – Captura y Utilización del dióxido de carbono

La segunda línea de trabajo con la captura del CO₂ es el procesamiento del mismo para reciclarlo, es decir, darle un nuevo ciclo de vida (ver Figura 39). Los procesos de conversión pueden ser de dos tipos [Cortés Galeano y Navarrete Rubia, 2022]:

1. Los que conllevan la apertura energéticamente muy intensiva de uno o dos de los enlaces carbono-oxígeno de la molécula de CO₂, incorporando otras moléculas para dar origen a productos de diversa naturaleza.
2. Los que incorporan directamente el CO₂ en sustancias inorgánicas (mineralización para dar origen a carbonatos) u orgánicas (polímeros), con un consumo energético más reducido.

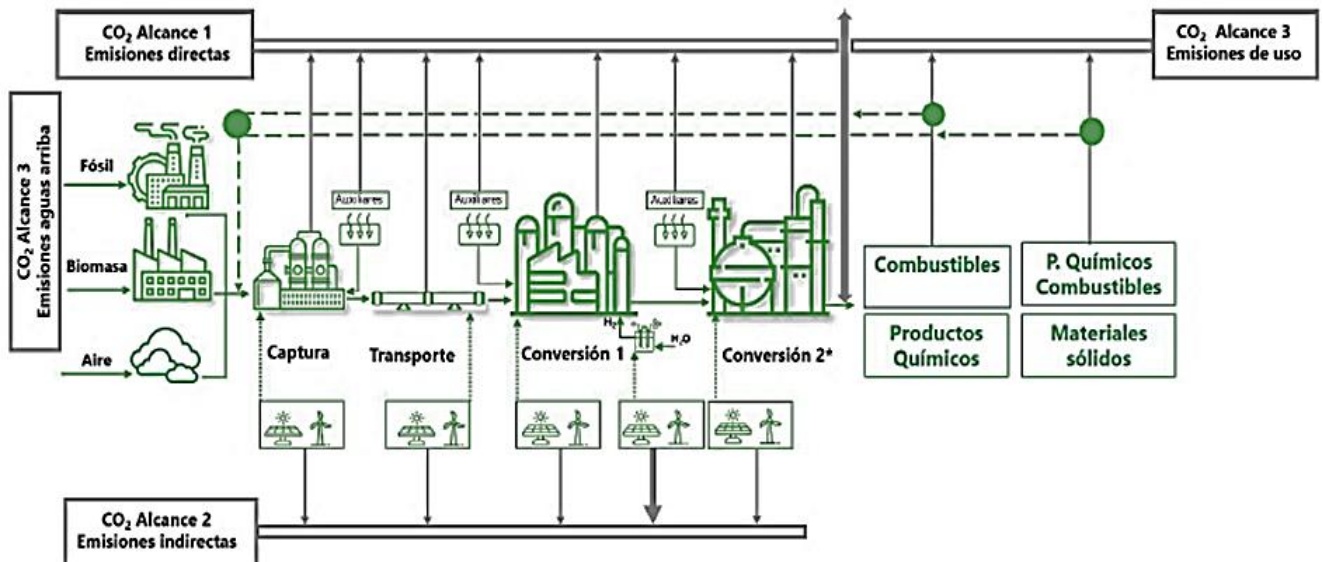


Fig. 39 – Cadena de valor de la CCU – Fuente: Cortés Galeano y Navarrete Rubia, 2022

7.3.3.- Gas sintético (Syngas) para producción de combustibles sintéticos

El Syngas es una mezcla de H_2 y CO , y es la materia prima utilizada para la elaboración de distintos combustibles sintéticos.

Existen distintas vías de obtención del syngas, partiendo de distintas materias primas:

- ✓ Fuentes fósiles: mediante reformado de vapor, oxidación parcial o gasificación (del carbón)
- ✓ Biomasa: mediante gasificación o reciclado químico
- ✓ CO_2 y agua: mediante la electrólisis y reacción Water Gas Shift inversa (*rWGS*)

Hidrogenación del dióxido de carbono

Las distintas vías de conversión del carbono (ver Figura 40) involucran diferentes juegos de reacciones que producen hidrocarburos y otros químicos comerciales, y la vía de conversión química a través de la hidrogenación del CO_2 para lograr un gas de síntesis (syngas) que luego es utilizado para obtener nuevos combustibles toma relevancia.

Estas vías de reacción compiten entre sí; y en particular con los procesos de producción de hidrocarburos líquidos sintéticos (basados en la síntesis Fischer-Tropsch) a partir de gas sintético reformado [Speight, 2016; Mahmoudi *et al.*, 2017] y la reacción de desplazamiento

de gas por agua - *WGSr: water-gas shift reaction* – utilizada para producir hidrógeno, que luego se utiliza para obtener los combustibles sintéticos [Dry, 2002].

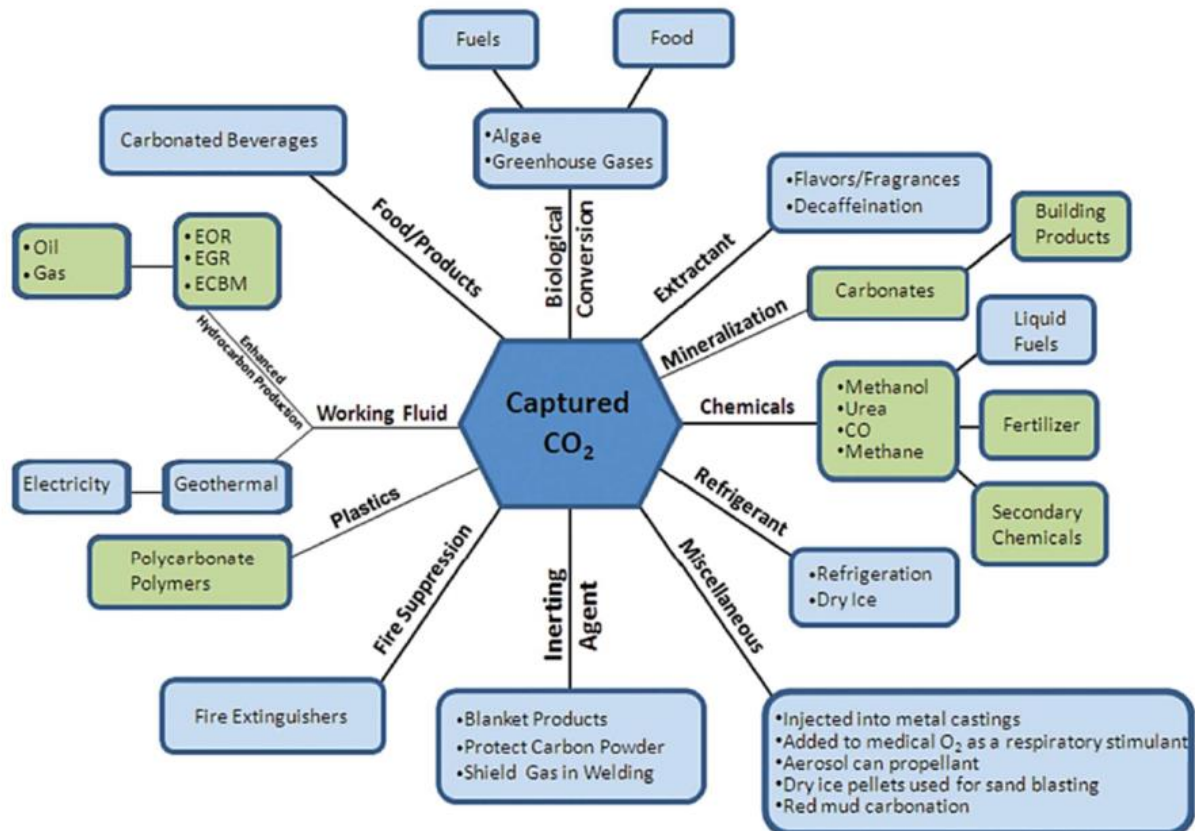


Fig. 40 – Caminos alternativos de usos del CO₂ – Adaptado de: Damiani *et al.* (2012)

El dióxido de carbono y el hidrógeno, con ayuda de catalizadores, reaccionan a través de la **hidrogenación del CO₂**, que puede ocurrir a distintas temperaturas:

- ✓ relativamente bajas (del orden de 250 [°C] máximo) para producir distintos combustibles como monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) y metanol [Tackett B., Gómez E. y Chen, J; 2019],
- ✓ relativamente altas donde se obtiene un gas sintético mediante la reacción inversa de desplazamiento de gas por vapor (*rWGS – reverse water-gas shift reaction*).

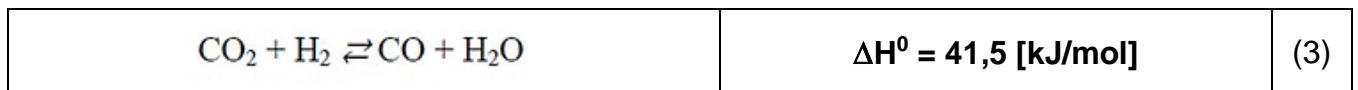
Diversos autores [Lima da Silva *et al.*, 2009; Qian *et al.*, 2016] han establecido algunos parámetros termodinámicos para distintos procesos de hidrogenación del CO₂ (Tabla 7):



Reacción	Fórmula	ΔG (25 [°C]) [kJ/mol]	ΔH (25 [°C]) [kJ/mol]	k (25 [°C])
RWGS	$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons CO + H_2O$	28,6	41,2	$9,67 \times 10^{-6}$
Hidrogenación a metano	$CO_2 + 4H_2 \rightleftharpoons CH_4 + 2H_2O$	- 113,5	- 165,0	$7,79 \times 10^{19}$
Hidrogenación a metanol	$CO_2 + 3H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O$	3,5	- 49,3	$2,45 \times 10^{-1}$
Hidrogenación a etanol	$2CO_2 + 3H_2 \rightleftharpoons 1/2C_2H_5OH + 3/2H_2O$	-32,4	-86,7	$4,70 \times 10^5$
Hidrogenación a ácido fórmico	$CO_2 + H_2 \rightleftharpoons HCOOH$	43,5	14,9	$2,43 \times 10^8$

Tabla 7 – Reacciones y parámetros termodinámicos de distintos procesos de hidrogenación – fuente: elaboración propia

La hidrogenación de CO_2 a CO por medio de la reacción inversa de desplazamiento de gas por vapor (RWGS) para la obtención de syngas es medianamente endotérmica (requiere aporte de energía externa) y se representa con la ecuación (3):



La reacción está favorecida si se realiza a altas temperaturas (la producción de CO se predice a temperaturas superiores a los 700 [°C]).

Por otro lado, la hidrogenación directa de CO_2 para la obtención de alcoholes (metanol/etanol) es una vía de interés industrial, dado que los alcoholes son buenos transportadores de energía (*energy carriers*), de ahí el interés de estudiar la hidrogenación a estos productos [He *et al.*, 2016].

7.3.4.- Transformación del syngas a combustibles sintéticos

La conversión del gas sintético (*syngas*) para obtener químicos de alto valor agregado partiendo de fuentes no petroleras es un camino promisorio dada la variedad de fuentes de obtención del *syngas* [Navarro Yerga, 2021].

Se debe tener presente que la transformación del *syngas* se basa en procesos termoquímicos de base catalítica, donde en función de la temperatura de operación y los catalizadores utilizados se obtienen distintos productos, como muestra la Figura 41.

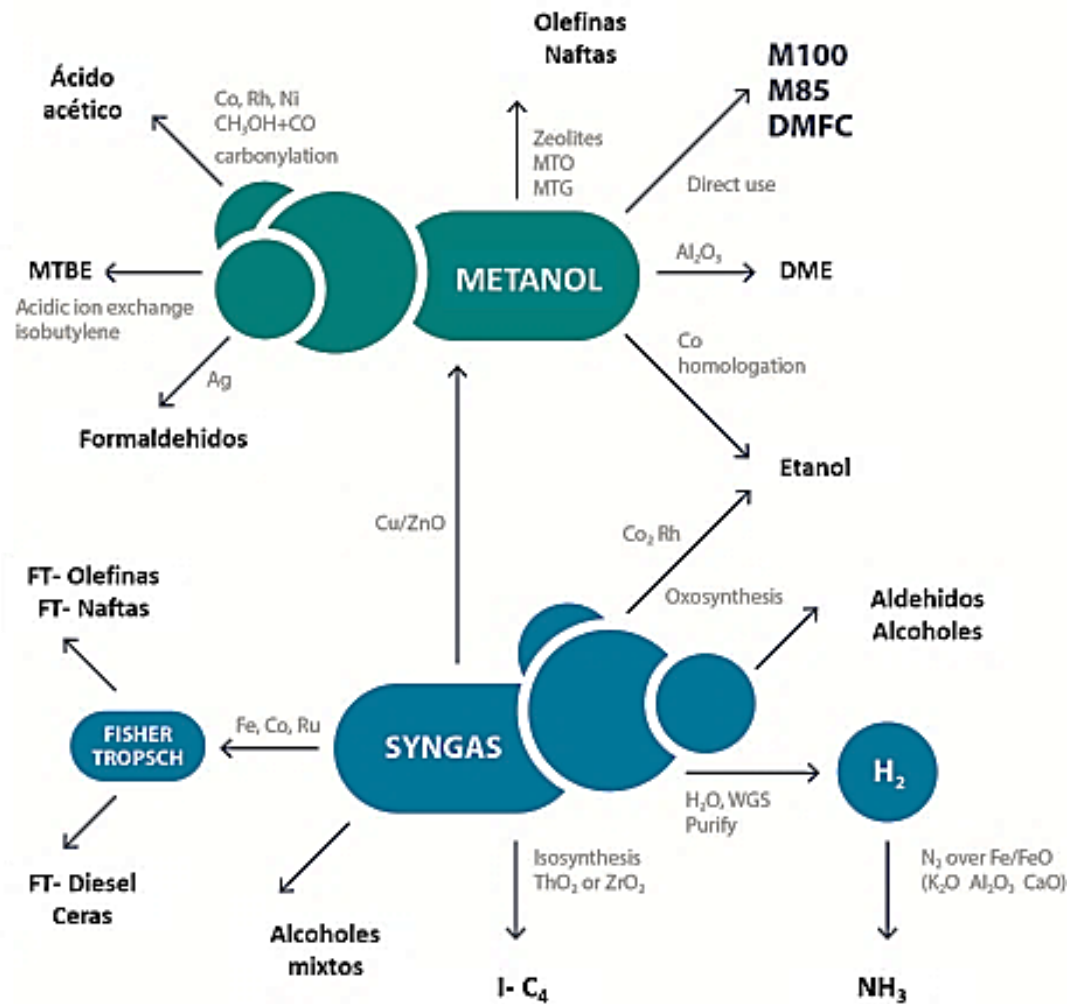


Fig. 41 – Alternativas de combustibles sintéticos – Fuente: adaptación propia

A partir de las olefinas (compuestos con doble enlace de carbono (alquenos) obtenidos desde la síntesis del metanol o a través de la síntesis Fischer-tropsch – que se desarrolla más adelante -) y empleando catalizadores y condiciones de reacción adecuadas, se pueden obtener como productos mayoritarios (ver Figura 42):

- ✓ mezclas de etileno y propileno a través de la metátesis de olefinas, que pueden servir como materias primas para procesos petroquímicos, en particular para la síntesis de polímeros;
- ✓ diésel y combustible aéreo (kerosene), a través de la oligomerización de las olefinas;

- ✓ combustibles a base de alcoholes, a través de la hidratación de las olefinas para lograr una mezcla de etanol, propanol y butanol.

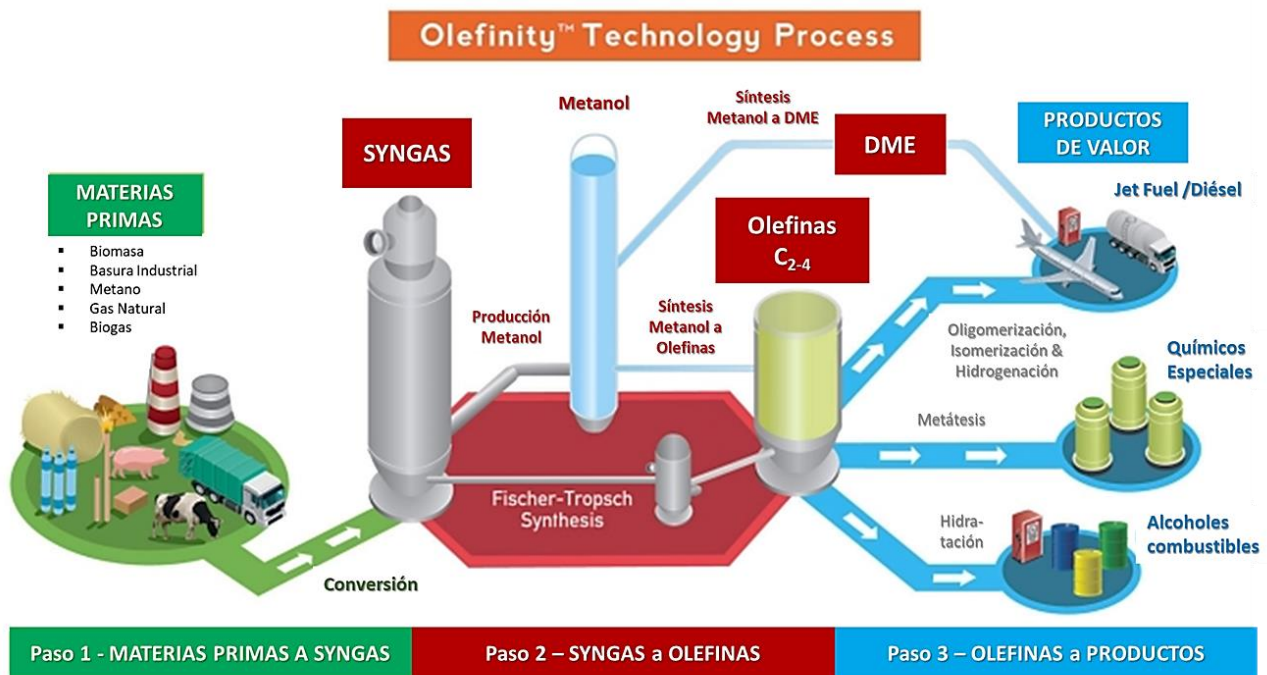


Fig. 42 – Cadena de producción de combustibles sintéticos – Fuente: <http://www.mavericksynfuels.com>

Por un lado, la transformación catalítica del syngas con énfasis en la producción selectiva de alcoholes y ácidos de bajo peso molecular (como el metanol y el ácido acético), el dimetil-éter (DME), aromáticos y combustibles líquidos sintéticos (de cadena C₅₊, simil gasolina natural) requiere menor temperatura gracias a uso de catalizadores apropiados (y selectivos):

Por otra vía, la **síntesis Fischer-Tropsch (FTS)** es un proceso relevante para la obtención de combustibles sintéticos de base no fósil. Los productos primarios de la hidrogenación de los óxidos de carbono son olefinas; algunas parafinas pueden lograrse en forma directa, pero también resultan de una hidrogenación secundaria de las olefinas. [Rytter *et al.*, 2020; citado en Navarro Yerga, 2021].

7.3.4.1.- Conversión del Syngas a metanol

El gas de síntesis que se utiliza como materia prima (CO + H₂) se puede obtener de distintas formas (Figura 43):

- Actualmente el proceso más ampliamente usado para la obtención del gas de síntesis es a partir del reformado del gas natural o SMR.
- También se puede obtener a partir de la combustión parcial de mezclas de hidrocarburos líquidos o carbón, en presencia de agua.
- La generación de biogás (por medio de la digestión anaeróbica) o de sintegás (por medio a la gasificación) de distintas fuentes de biomasa es un camino que continuamente viene ganando fuerza como alternativa “verde” renovable.

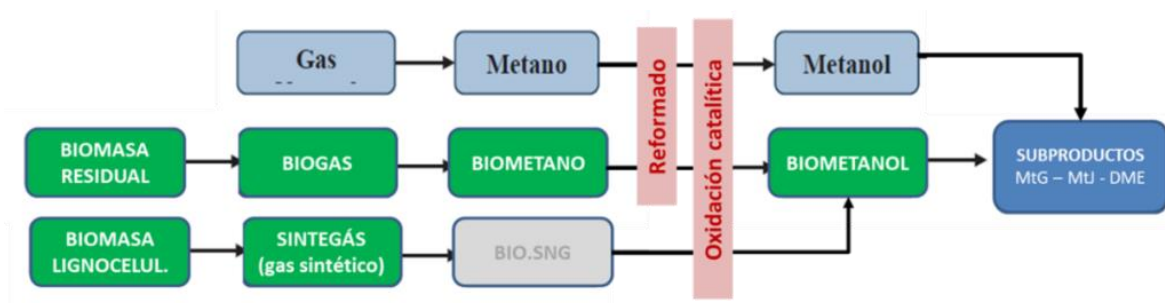


Fig. 43 – Proceso de obtención de Metanol y subproductos. Fuente: adaptación propia

La ruptura del enlace químico C-H del metano para poder asociar la molécula de oxígeno se logra actualmente mediante dos pasos: el reformado de CH_4 y la posterior oxidación catalítica del gas de síntesis. Esta reacción catalítica para la síntesis del metanol se produce a una temperatura de 300 a 400 [°C] y presiones entre 200 y 300 [atm], utilizando catalizadores, como el ZnO o el Cr_2O_3 .

Tecnologías para producción del metanol a partir del gas natural

Las tecnologías de proceso comerciales más importantes para la producción de metanol son tres:

- Proceso de Producción Johnson Matthey- Davy (Ex Tecnología ICI).
- Proceso de Producción de Metanol Lurgi.
- Proceso de Producción de Metanol TOYO Engineering.

En la Tabla 8 siguiente se resumen algunos aspectos a considerar para la selección de la tecnología más adecuada a cada proyecto.



	Tecnología ICI	Tecnología Lurgi Syngas	Tecnología Lurgi Reformado Combinado	Tecnología TOYO Metanol
Proceso de gas de síntesis – Relación H ₂ /CO	Reformado con vapor H ₂ /CO ~ 3 a 4	Reformado auto-térmico H ₂ /CO ~ 2.3 a 3.5	Reformado con vapor + reformado auto-térmico H ₂ /CO ~ 2.02	Reformado con Vapor H ₂ /CO ~2.3 a 3.5
Materia prima	Gas natural	Gas natural e hidrocarburos pesados	Gas natural e hidrocarburos pesados	Gas natural y Nafta
Capacidad de las plantas	Plantas de mediana capacidad (hasta 1800 TM/día)	Plantas de mediana capacidad (entre 1800 a 3500 TM/día)	Plantas de mediana capacidad y gran tamaño (hasta 9000 TM/día)	Plantas de mediana capacidad (hasta 6,000 TM/día)
Experiencia	Es la tecnología pionera a baja presión	Compite con la tecnología ICI, es un proceso mejorado	Es la mejor tecnología respecto a las anteriores, se obtiene la relación adecuada de H ₂ /CO cercana a 2 para producir metanol	19 plantas en Operación. Muchas de ellas ubicadas en Japón.
Consumo de energía	Requiere en su proceso un alto consumo de vapor; por consiguiente, gran cantidad de energía	Requiere un menor consumo de vapor en comparación con la tecnología ICI	Requiere menor consumo de energía en comparación con las tecnologías anteriores, es más eficiente en el uso de energía durante el proceso, consume menos materia prima para una misma producción	Requiere un consumo similar a la tecnología LUIRGI Syngas
Aspecto Económico	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	A condiciones moderadas de severidad, mayor economía en el proceso	Es ideal para lugares donde los yacimientos de gas natural están alejados del lugar de producción	Costo de proyecto intermedio entre ICI y Lurgi syngas
Innovación Tecnológica	Si. Existen mejoras en su proceso	Si. Lurgi está realizando investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas	Si. Lurgi está realizando investigaciones para acoplar otras tecnologías a este tipo de plantas	Tecnología propia, patentada por TOYO Engineering Corp.

Tabla 8 – Comparación de tecnologías de síntesis de metanol – elaboración propia

Tecnologías para la obtención de bio-metanol

Para la generación de **biometanol**, la misma materia prima utilizada para los biocombustibles podría ser aprovechada:

- ✓ Mediante fermentación anaeróbica de biomasa residual semisólida para la generación de biogás, que es purificado para obtener biometano; y a partir del reformado del biometano para luego sintetizarlo, vía una reacción catalítica en reactores.
- ✓ Con la gasificación de la biomasa lignocelulósica, el gas sintético obtenido – sintegás – es utilizado directamente para su oxidación catalítica.

7.3.4.2.- Transformación del metanol a otros combustibles sintéticos

Según detallan Vargas y Castagnola (1992) la obtención de los hidrocarburos a partir del metanol cuenta con casi un siglo de investigación. Chang y Silvestry [1977, citado en Vargas y Castagnola, 1992], estudiaron un nuevo proceso catalítico de la conversión del metanol a los hidrocarburos del rango de ebullición de la nafta sobre la zeolita ZSM-5, una variedad específica de un aluminosilicato cristalino sintético (ver Figura 44).

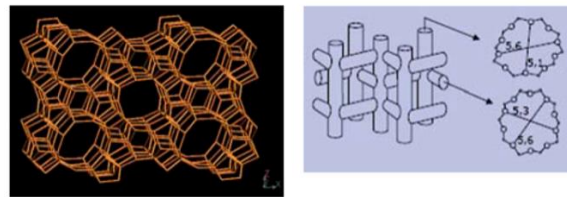


Fig. 44 - Estructura de la zeolita ZSM-5, en la que se muestra la configuración y tamaño de los dos sistemas de canales – Fuente: Martinez y Pariente, 2002

Los centros ácidos presentes en la zeolita son capaces de provocar una serie de reacciones consecutivas del metanol, tal y como se ilustra en la Figura 45 siguiente.

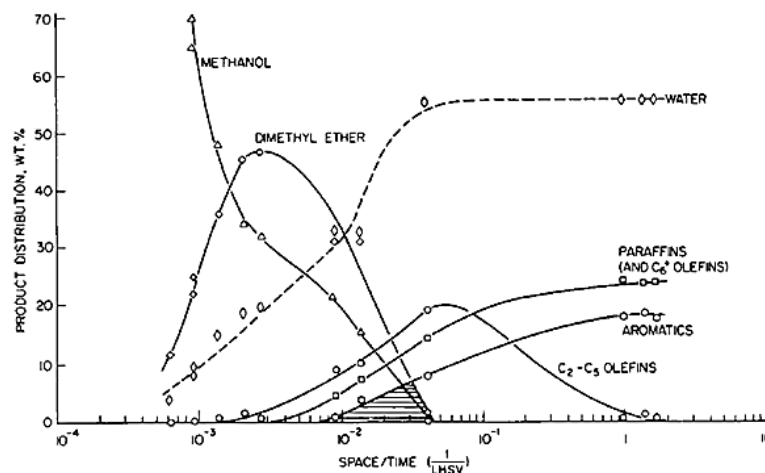


Fig. 45 - Distribución de productos obtenidos en la reacción de metanol sobre un catalizador ZSM-5 en función del tiempo de la conversión. T = 375° C – Fuente: Martinez y Pariente, 2002

El dimetiléter aparece sólo a cortos tiempos de contacto y su contenido pasa por un máximo, indicando que se trata de una especie intermediaria primaria; los siguientes productos aparecen con el incremento del tiempo de contacto [Vargas y Castagnola, 1992].

Esta es la base del proceso **MtG (Methanol to Gasoline)** diseñado y patentado en los años 80 por la ExxonMobil (mostrado en la Figura 46).

Combustible Sintético: Nafta sintética (a partir del metanol)

La nafta (gasolina) sintética puede ser obtenida a través de distintos procesos; los dos más utilizados actualmente son:

- la síntesis del Metanol a Gasolina (MtG) y
- la Síntesis de Fischer-Tropsch

El primero de ellos, conocido como **MtG (Methanol to Gasoline)** - desarrollado y patentado por la ExxonMobil -, convierte al metanol en hidrocarburos consistentes principalmente (en más del 75%) de líquidos de grado nafta natural (C_5 a C_{12}) con una pequeña cantidad de líquidos de gas natural (LPG – C_3 y C_4) y algo de gas natural (C_1 y C_2).

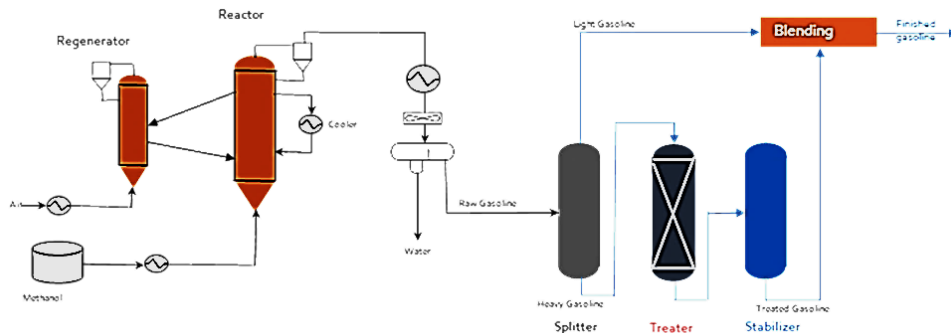


Fig. 46 – proceso MtG (ExxonMobil) – Fuente: <https://www.exxonmobilchemical.com>

Utiliza tecnologías de lecho fijo y lecho fluidizado para sus catalizadores, y la reacción se realiza en dos pasos:

- Deshidratación del metanol para producir dimetiléter (DME).
- Deshidratación del DME para obtener gasolina.

El proceso de deshidratación produce mucha cantidad de agua de descarte (cada 1000 [kg] de metanol se generan 387 [kg] de nafta sintética, 46 [kg] de gases licuados de petróleo, 7 [kg] de fuel gas y 560 [kg] de agua) [Prabir Basu, 2018]. Esta agua podría ser reutilizada para generar hidrógeno nuevamente en el electrolizador, planteando una economía circular.

7.3.4.3.- Síntesis Fischer-Tropsch para obtención de combustibles sintéticos

Otro camino a seguir para la obtención de combustibles sintéticos líquidos es a través del proceso Fischer-Tropsch a partir del syngas. Este proceso (Figura 47) consta de tres etapas principales y una serie de sistemas adicionales:

- En la primera etapa se obtiene el syngas (mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono) por dos posibles vías:
 - Por un camino, el gas natural (o el bio-SNG) reacciona mediante una reacción conocida como WGS (water gas shift) para obtener el syngas.

- Por el otro, se utiliza hidrógeno gaseoso mezclado con CO₂ capturado y mediante una reacción rWGS (reverse water gas shift) se obtiene monóxido de carbono, que es luego mezclado con el hidrógeno gaseoso para obtener el syngas.
- En la segunda etapa, el syngas (H₂ + CO) obtenido es catalíticamente transformado en cadenas lineales largas de hidrocarburos por medio de la síntesis de Fischer-Tropsch:

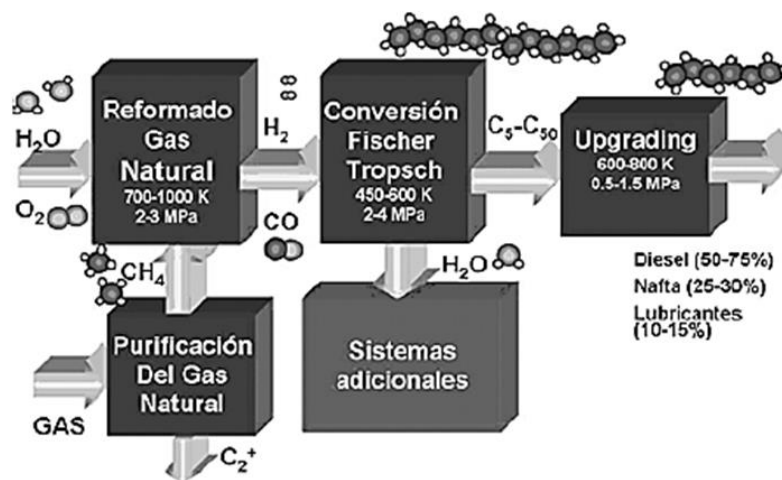
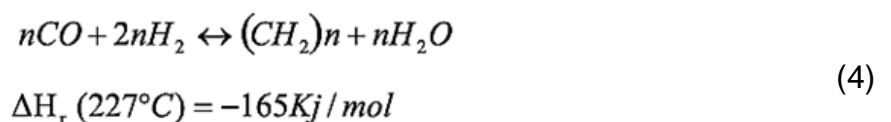


Fig. 47 - Principales Etapas del Proceso FT – Fuente: Angulo et. al, 2005

El resultado de esta reacción es una mezcla de moléculas (llamada **crudo sintético o syncrude**) que contiene de 1 a 50 o más átomos de carbono, que posteriormente son convertidas en productos comerciales, por medio de técnicas convencionales de refinación “upgrading” [Pérez Angulo *et al.*, 2005].

Conversión o Síntesis de Fischer-Tropsch (FTS)

En esta etapa el syngas es convertido por medio de un catalizador de hierro o cobalto, a crudo sintético, siguiendo principalmente la reacción de Fischer- Tropsch, según la ecuación (4):



La síntesis de Fischer-Tropsch (FTS) es una reacción de hidrogenación catalítica de CO muy exotérmica, en la que se obtienen hidrocarburos lineales en un rango amplio de pesos moleculares, pequeñas cantidades de alcoholes lineales primarios de cadena corta y otros

compuestos oxigenados como subproductos, además de CO₂ (que habría que capturar) y H₂O.

La figura 48 muestra dos modelos básicos de procesos FTS (*Fischer-Tropsch Syntesis*):

- ✓ HTFT – proceso Fischer-Tropsch a alta temperatura
- ✓ LTFT – proceso Fischer-Tropsch a baja temperatura

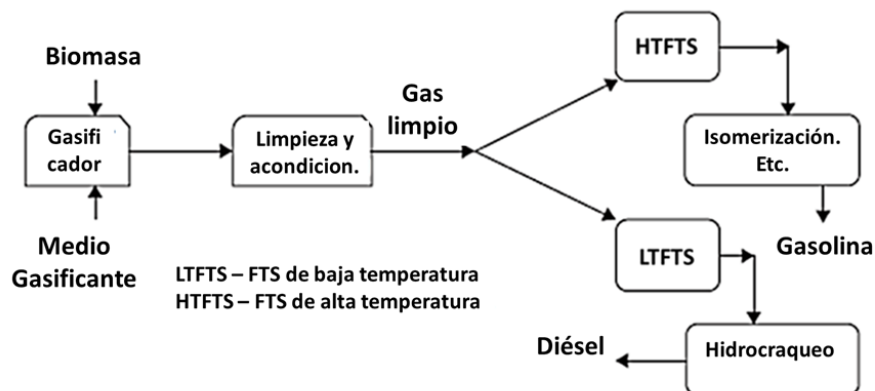


Fig. 48 – Cadenas de productos de la síntesis Fischer-Tropsch – Fuente: Prabir Basu, 2018

Los **procesos HTFT** usan catalizadores de base hierro a 300 – 350 [°C] para producir nafta sintética y olefinas lineales de bajo peso molecular (C₃ – C₁₁). Para maximizar la producción de esta nafta sintética, la combinación óptima es el uso de un catalizador de Fe en un reactor de lecho fluidizado a 340 [°C] [Dry, 2002; citado en Prabir Basu, 2018]. De los productos obtenidos, el 40% se obtiene en condición de **nafta sintética**; y algunos de los productos restantes (olefinas) pueden ser oligomerizados a nafta. Procesos adicionales posteriores, como la hidrogenación e isomerización, pueden ser necesarios para lograr el grado de octanaje requerido para este combustible.

Los **procesos LTFT** utilizan mayoritariamente catalizadores de base cobalto a 200 – 240 [°C] para la producción de ceras lineales de alto peso molecular, que luego son hidrogenados a **diésel sintético** (a través de un proceso de hydrocracking), en un reactor de lecho fijo. El 20% de los productos obtenidos se obtienen en condición de diésel [Dry, 2002; citado en Prabir Basu, 2018].

7.3.5.- Amoníaco como combustible sintético

El **amoníaco (NH₃)** se considera el único compuesto de almacenamiento de hidrógeno libre de carbono que puede abarcar las cadenas de valor del agua, la energía y los alimentos, al

tiempo que permite el almacenamiento de energía a largo y corto plazo a costos más bajos que los de hidrógeno puro [IRENA y AEA, 2022]:

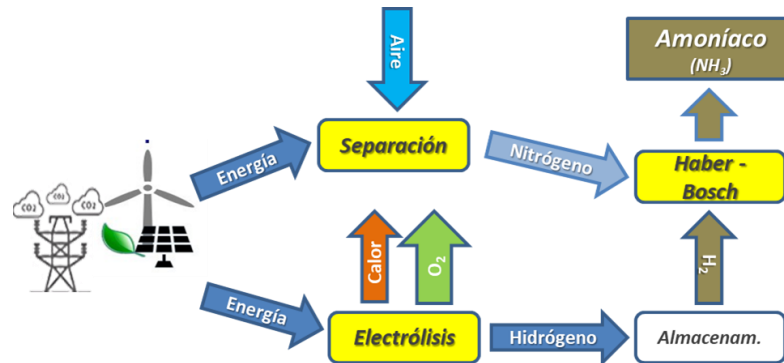


Fig. 49 – Cadena de valor del hidrógeno para la obtención de Amoníaco – Fuente: elaboración propia

La síntesis de amoníaco se genera típicamente a partir de hidrocarburos de origen fósil acopladas al reformado por vapor (SMR), lo que mejoró drásticamente la eficiencia energética.

Como muestra la cadena de valor de la Figura 49, el amoníaco verde se sintetiza y se logra a través del hidrógeno verde y el aire (de donde se extrae el nitrógeno). Para sintetizar amoníaco, el hidrógeno verde puede ser producido in situ con electricidad renovable o transportado al sitio a través de cañerías desde la fuente de obtención de dicho gas.

7.3.5.1.- Obtención del nitrógeno atmosférico

El nitrógeno se produce industrialmente por diversos procesos [www.ifsolutions.com]:

- ✓ Destilación fraccionada del aire líquido.
- ✓ Por medios mecánicos que utilizan aire gaseoso:
 - Membranas poliméricas.
 - Adsorción por oscilación de Presión ó PSA.

7.3.5.2.- Síntesis Haber-Bosch (HB)

A partir del hidrógeno (sea verde o azul) y combinándolo con nitrógeno a través de la **síntesis de amoníaco Haber Bosch (HB)** puede obtenerse **amoníaco (NH₃)**.

El proceso HB (Figura 50) utiliza catalizador de hierro magnetita para convertir la mezcla de nitrógeno e hidrógeno (proporción 1:3) en amoníaco, a temperaturas (250 a 400 [°C]) y presiones elevadas (150 a 300/350 [bar]).

Estas condiciones de proceso son necesarias para activar el triple enlace bastante estable en la molécula de nitrógeno (energía de disociación de enlace de 941 [kJ/mol]); y para lograr suficiente actividad catalítica, la temperatura se incrementa dentro del reactor.

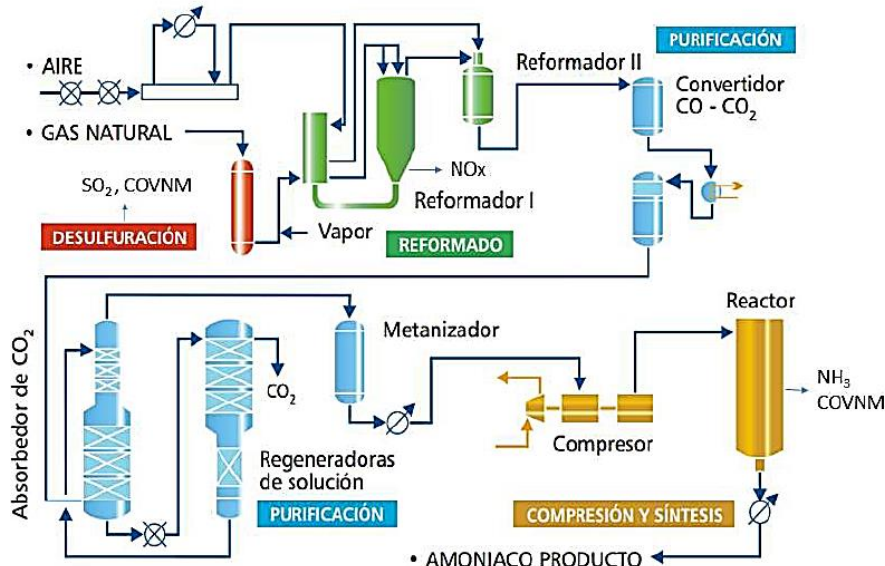


Fig. 50 – Diagrama de Proceso Haber-Bosch – fuente: Fertilberia

La reacción se acelera con un catalizador de hierro (Fe^{3+}), óxidos de aluminio (Al_2O_3) y potasio (K_2O) permitiendo que el equilibrio se alcance con mayor rapidez, resultando en un rendimiento del 10% - 20%, como indica la ecuación (5):



Al ser negativa la entalpía de transformación, se libera calor, por lo que la reacción es exotérmica.

7.3.5.3.- Síntesis electroquímica del amoníaco

El proceso de síntesis electroquímica del nitrógeno (conocido como EAS – Electrochemical Ammonia Synthesis) ha llamado mucho la atención en el siglo presente dado que no involucra emisiones de carbono y los rangos operativos óptimos del proceso ocurren a temperatura y presión atmosférica [Shen *et al.*, 2021; citado en Tomatore *et al.*, 2022].

El proceso electroquímico EAS puede ser realizado mediante la utilización directa de energía eléctrica obtenida de ERNC, con una reacción electrolítica de reducción del N_2 que produce NH_3 , y la fuente del hidrógeno es el agua que se electroliza.

7.4.- Caracterización de los combustibles sintéticos

La desfosilización del sector de transporte es de vital importancia para reducir los efectos climáticos, dado el impacto que producen las emisiones de material particulado y óxidos de nitrógeno junto con el dióxido de carbono, tanto en ambiente como en la salud.

Dada la relativa dificultad de electrificación de los transportes de media y larga distancia, que abarca vehículos pesados como camiones, locomotoras, barcos y aviones, la producción de combustibles sintéticos (e-fuels) a partir de H_2 , CO_2 y biomasa (Figura 51), que permitan ser usados directamente como combustibles alternativos a los de origen fósil actuales, casi sin necesidad de realizar modificaciones al parque automotor ni a la cadena de distribución de combustibles, abre una ventana interesante en pos de la descarbonización del sector.

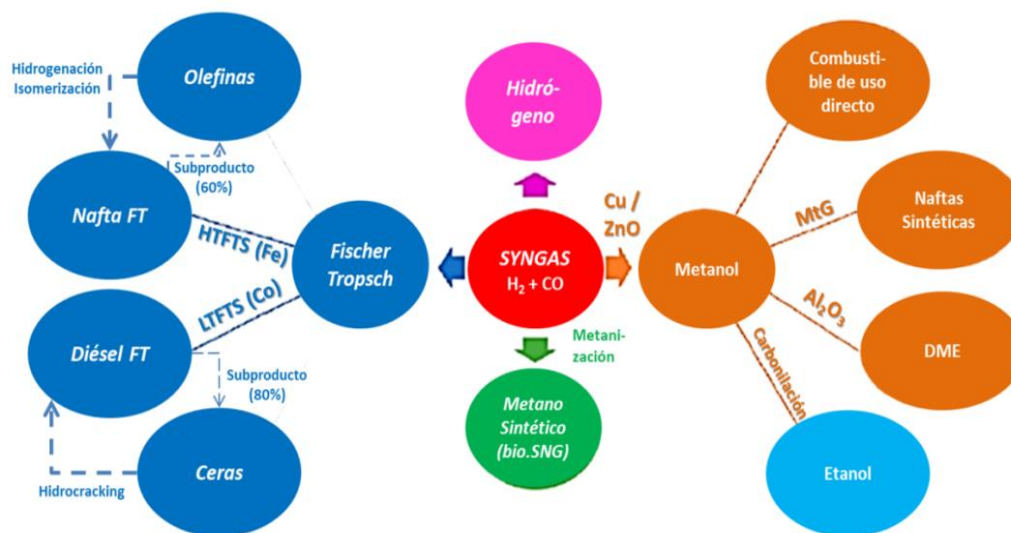


Fig. 51 – Caminos de conversión del syngas – Fuente: adaptación propia

En esta sección se busca comparar diversos combustibles sustentables (en especial, e-fuels) con su equivalente fósil para validar su potencial utilización en los motores actuales:

- Nafta vs (bio-)etanol, nafta sintética (gasolina FT y gasolina MtG) y (bio-)metanol
- Diésel vs diésel sintético (diésel FT), DME, (bio-)metanol, HEFA/HVO, biodiésel (FAME)
- Kerosene Jet vs kerosene FT, kerosene MtJ, HEFA Biojet

Los combustibles que se analizarán pueden ser considerados como combustibles puros (“*net fuel*”) o mezclados (“*blend*”), donde el combustible sintético es utilizado principalmente



para ser mezclado (“blended”) con los combustibles fósiles convencionales, en proporciones generalmente definidas por marcos legales nacionales y/o técnicos.

Otra definición importante relacionada con la posibilidad de utilizar el combustible en forma directa en los motores, es la clasificación “*Drop-in*” vs “*Near-drop-in*”:

- **Combustible “*drop-in*”**: representa a aquel combustible (sintético) que por sus propiedades y características permite su uso directo en los motores de combustión sin necesidad de cambios en los mismos (o con cambios menores no estructurales).
- **Combustible “*Near-drop-in*”**: indica que, para que el combustible pueda ser utilizado, se requieren cambios tecnológicos y/o modificaciones a los equipos existentes.

Los combustibles “*drop-in*” clásicos son las naftas y diésel fósiles, incluso aquellos que son mezclados con biocombustibles como el bioetanol o con biodiésel. Con el desarrollo tecnológico de nuevos motores, también los combustibles oxigenados, como el metanol y el DME –dimetil-éter–, se han convertido en alternativas de nuevos combustibles de uso directo [Richter *et al.*, 2021].

7.4.1.- Propiedades comparativas con combustibles fósiles convenciones y normas técnicas de referencia

7.4.1.1.- Hidrógeno como combustible

En términos de densidad energética, el hidrógeno es el más eficiente de todos los combustibles posibles, en base gravimétrica. Tiene propiedades físicas y químicas únicas comparadas con otros combustibles de uso automotriz, como se muestra en la Tabla 9 siguiente [Yip *et al.*, 2019]:



Property	Hydrogen	CNG	Gasoline	Diesel
Carbon content (mass%)	0	75 ^e	84	86
Lower heating value (MJ/kg)	119.7	45.8	44.8	42.5
Density ^{a,b} (kg/m ³)	0.089	0.72	730-780	830
Volumetric energy content ^{a,b} (MJ/m ³)	10.7	33.0	33 × 10 ³	35 × 10 ³
Molecular weight	2.016	16.043 ^e	~110	~170
Boiling point ^a (K)	20	111 ^e	298-488	453-633
Auto-ignition temperature (K)	858	813 ^e	~623	~523
Minimum ignition energy in air ^{a,d} (mJ)	0.02	0.29	0.24	0.24
Stoichiometric air/fuel mass ratio	34.5	17.2 ^e	14.7	14.5
Stoichiometric volume fraction in air (%)	29.53	9.48	~2 ^f	-
Quenching distance ^{a,c,d} (mm)	0.64	2.1 ^e	~2	-
Laminar flame speed in air ^{a,c,d} (m/s)	1.85	0.38	0.37-0.43	0.37-0.43 ^g
Diffusion coefficient in air ^{a,b} (m ² /s)	8.5 × 10 ⁻⁶	1.9 × 10 ⁻⁶	-	-
Flammability limits in air (vol%)	4-76	5.3-15	1-7.6	0.6-5.5
Adiabatic flame temperature ^{a,c,d} (K)	2480	2214	2580	~2300

^a at 1 bar, ^b at 273 K, ^c at 298 K, ^d at stoichiometry, ^e methane, ^f vapor and ^g n-heptane.

Tabla 9 – Propiedades comparadas del H₂ con otros combustibles automotrices – Fuente: Yip *et al.*, 2019

A diferencia de los otros combustibles, su combustión sólo genera vapor de agua (y óxidos de nitrógeno). Con la temperatura de auto-ignición más alta y el número de octanos RON ≥ 130, el hidrógeno funcionaría como un combustible que presenta muy baja posibilidad de pistoneo. Sin embargo, su mínima energía para la ignición en aire estequiométrico es de un orden de magnitud menor que los combustibles hidrocarburados, lo que permitiría que el hidrógeno se encienda fácilmente en presencia de puntos calientes o residuos en la cámara de combustión, pudiendo también ser un factor conducente a la preignición del combustible antes de ingresar a la cámara; esto no sólo puede llevar al pistoneo del motor sino que además de perder el control de la dinámica de la combustión puede generar daño mecánico a los componentes. Por otro lado, la distancia de extinción (*quenching distance*)⁶ es muy baja respecto de los otros combustibles, por lo que se generarían mayores gradientes térmicos sobre las paredes de los cilindros, y las pérdidas térmicas podrían ser mayores [Yip *et al.*, 2019].

Las curvas que correlacionan la densidad energética volumétrica [kWh/dm³] con la presión en [MPa] (Figura 52) muestran valores muchos más altos para el hidrógeno licuado [Krainz *et al.*, 2004]:

⁶ La distancia de extinción (*quenching distance*) representa la mínima distancia entre dos superficies planas y paralelas que permiten la propagación espacial de una llama laminar. Describe las propiedades de extinción del combustible cuando se lo utiliza en un motor de combustión interna.

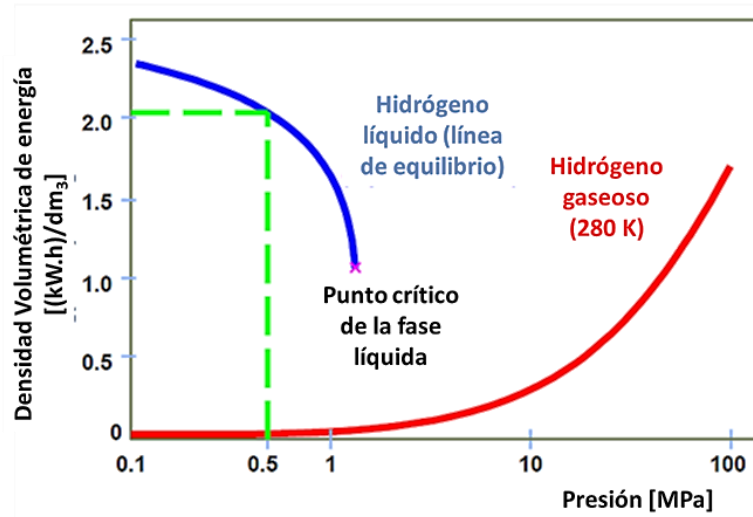


Fig. 52 – Densidad energética del hidrógeno – Fuente: Kreinz *et al.*, 2004

Como muestra la Tabla 10 siguiente, el hidrógeno es el combustible con el valor calorífico más alto, entre aquellos utilizados en el sector de transporte, contabilizando 120 [MJ/kg] independientemente de la forma en que es almacenado. El otro gas utilizado para el transporte, el metano, presenta un valor calorífico mucho más bajo (del orden del 50%) respecto del hidrógeno, y puede también ser almacenado en forma comprimida o licuada [Durzyński Z., 2021].

Combustible	Composición	Energía [MJ/kg]	Energía [MJ/dm ³]	Densidad [kg/m ³]	Presión almac. [bar]	Temperat. almac. [°C]
Diesel	C ₉ – C ₂₂	41	34	820-845	Ambiente	Ambiente
Nafta	C ₄ – C ₁₂	43	32	710-770	Ambiente	Ambiente
GTL	C ₉ – C ₂₂	43	34	775	Ambiente	Ambiente
LPG	C ₃ (propano) C ₄ (butano)	46	25	540	2-8	Ambiente
CNG	C ₁ (metano)	50	9	160-190	200-250	Ambiente
LNG	C ₁ (metano)	50	21	400-500	8	-170 / -130
CGH2	H ₂	120	4,2	28-40	250-700	Ambiente
CcH2	H ₂	120	9,6	80	280	-220
LH2	H ₂	120	10	68	4	-240

Tabla 10 – Comparativa de combustibles para transporte – Fuente: Adaptado de [Durzyński, 2021]

GTL: Gas to liquids; LPG: gases licuados de petróleo; CNG: gas natural comprimido; LNG: gas natural licuado; CGH2: hidrógeno gaseoso comprimido; CcH2: hidrógeno crio-comprimido; LH2: hidrógeno licuado

Si se comparan los indicadores de desempeño entre los combustibles citados y las baterías (Figura 53), se puede visualizar que la energía específica (verde: [kWh/kg]; naranja: [kWh/m³]) de las baterías de ion-Li son sustancialmente menores que la del H₂ licuado o comprimido, y ambos están muy alejados de los valores de los combustibles convencionales, con valores de 8,9 [kWh/kg] 4 veces mayor al hidrógeno [Kircher *et al.*, 2011].

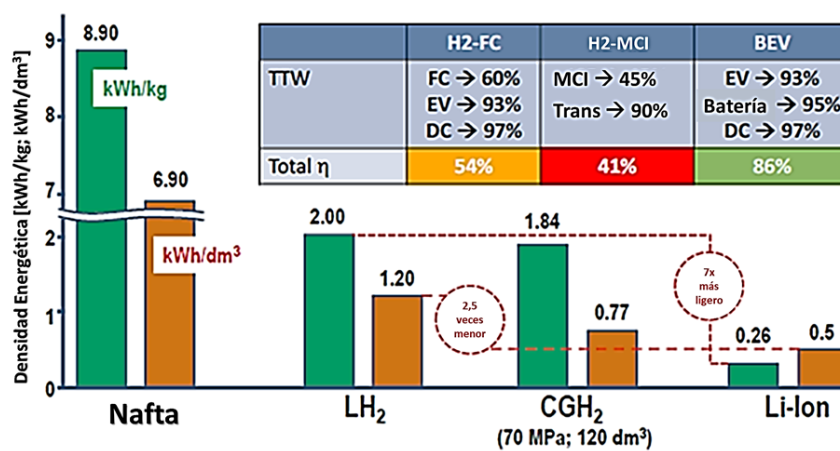


Fig. 53 – Comparación de energías específicas – Fuente: Kircher *et al.*, 2011

Si se comparan las energías específicas volumétricas, se llega a relaciones similares. El beneficio de utilizar hidrógeno se deriva de la comparación entre los motores de combustión interna y las celdas de combustible, como combustible cero emisiones, junto con la eficiencia de los sistemas de impulsión de los vehículos.

Un inconveniente de los combustibles gaseosos (incluso en estados comprimidos y licuados) es que requieren mayores volúmenes de almacenamiento respecto a igual masa de combustibles líquidos. El hidrógeno puede ser almacenado en estado gaseoso comprimido (a 70 [MPa] máximo) en tanques de material compuesto (Figura 54), o como gas licuado.

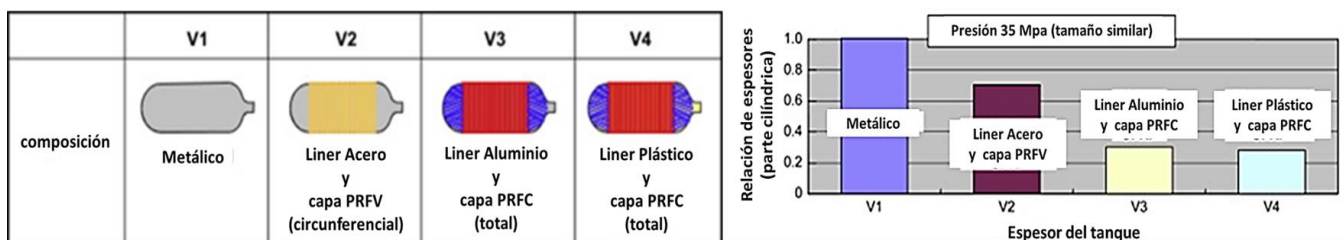


Fig. 54 – Tanques de almacenamiento de H₂ comprimido – Fuente: adaptado de Composites World, 2021.



7.4.1.2.- Combustibles tipo nafta (fósil)

La nafta (gasolina en otros países de habla hispana, EUA y Canadá; *petrol* en Gran Bretaña o bencina en Europa) es un derivado por destilación del petróleo crudo, que se utiliza principalmente como combustible en la mayoría de los motores de combustión interna de encendido por chispa. Es una mezcla de hidrocarburos que tiene punto de ebullición por debajo de los 180 [°C], o 200 [°C] como máximo.

La composición química de la mezcla define las propiedades de la misma. Más allá de la variabilidad en su composición, el producto obtenido raramente puede ser utilizado en forma directa, por lo que el último paso del proceso es el mezclado (*blending*) que resulta clave para poder obtener el producto buscado [Speight, 2008]. Es común entonces tener distintas clases de nafta, con el fin de cumplir los requerimientos de estándares como el ASTM-D4814 y cuestiones legales, así como especificaciones particulares de tipo local, en función de condiciones climáticas y legislaciones.

En la Tabla 11 se compara la nafta fósil con algunos combustibles sintéticos alternativos:

Propiedad	nafta / gasolina	nafta FT	MtG	(bio-)metanol	(bio-)etanol
Tipo	Puro	Puro		Puro o mezcla	Mezcla
	Drop-in	Drop-in		Near-Drop-in	Near-Drop-in
Estándar	ASTM D4814 EN 228	EN 228		ASTM D5797	ASTM D7862
Octanaje	RON ≥ 95 MON ≥ 85	RON ≥ 95 MON ≥ 85		RON = 109 MON = 89	RON = 109 MON = 90
Presión Vapor [psi]	8 – 15	8 – 15		4,6	2,3
Temp. Inflam. [°C]	≤ -35	≤ -35		9	12
T. Autoignic. [°C]	495	495		897	793
PCI [MJ/l]	30 – 33	30 – 33		65	78
Temp ebullic [°C]	210	210		65	78
Densidad [kg/m3]	720 – 775	720 – 775		792	810

Tabla 11 – Comparación de propiedades de la nafta y combustibles alternativos – fuente: elaboración propia

Índice RON: octanaje en laboratorio / Índice MON: octanaje en condiciones de carretera



Y a continuación se realiza una breve descripción de cada combustible alternativo citado:

a) Nafta Sintética FT (Fischer-Tropsch) y MtG (Methanol-to-Gasoline):

La nafta es un líquido inflamable transparente, que se usa principalmente en motores de combustión interna con encendido a chispa. Este tipo de combustible puede producirse por dos vías: la reacción de síntesis Fischer-Tropsch o como derivado del metanol.

Para el caso de la síntesis FT, la nafta sintética es el primero de los tres posibles combustibles que pueden obtenerse de la reacción, en función del tiempo de reacción, para luego ser separados por destilación; y para alcanzar el alto número de octanos requerido (RON) debe ser refinada con procesos de isomerización y alquilación para la purificación del “crudo FT”.

Para el caso del proceso MtG, también se parte del syngas para la producción de metanol que luego es sometido a distintos procesos de refinado, dependiendo del catalizador utilizado y el proceso de control que se aplique.

Producida de acuerdo con las especificaciones EN-228 o ASTM-D4814, la nafta sintética puede ser utilizada como un combustible neto, sin necesidad de realizar modificaciones en los motores o sus componentes [Richter *et al.*, 2021].

b) Metanol

El metanol es un alcohol, incoloro, neutro, polar e inflamable. Es mezclable con agua, otros alcoholes, ésteres y la mayoría de los solventes orgánicos; y relativamente soluble en grasas y aceites [Methanex Corporation, 2006 - Technical information & safe handling guide for methanol, versión 3.0.; 2006].

Un mayor nivel de octanaje y calor de vaporización cuando se lo compara con la nafta, permite que sea un buen candidato para motores de alta relación de compresión y grandes salidas de potencia, dado que permite un aumento de los niveles de compresión de los motores y la mayor energía de vaporización puede aminorar la carga de la mezcla aire-combustible que ingresa al motor, incrementando así la eficiencia volumétrica y favoreciendo la entrega de potencia útil [Arapatsakos *et al.* (2003), citado en Zhen y Wang, 2015].

Por otro lado, los alcoholes presentan temperaturas de auto-ignición más elevadas que la nafta, lo que los hace más seguros de transportar y almacenar.



Si bien el metanol tiene la mitad de la densidad volumétrica respecto de los combustibles líquidos fósiles (nafta y gasoil), es un excelente combustible en sí mismo, pudiendo ser usado en mezclas con nafta (E85 - 85% metanol y 15% nafta) o en un 100% como combustible puro (M100). En los **motores de combustión a chispa**, el metanol puede ser considerado un combustible directo dada su alta temperatura de autoignición y el calor latente de vaporización, ya sea utilizado puro o como mezcla con nafta [Verhelst *et al.*, 2019].

c) Etanol

Actualmente, para que los vehículos de explosión puedan funcionar con etanol es necesaria una serie de modificaciones, que incluyen el depósito, las conducciones de combustible, los inyectores, el sistema informático de gestión del motor y el sistema anti-sifón. Actualmente, los vehículos denominados *Flexible Fuel Vehicles (FFV)* disponen de un sensor que detecta la relación etanol/nafta y en función de la mezcla ajustan la carburación del motor.

El etanol, como combustible único, es utilizado principalmente en Brasil y Argentina. Su uso con temperaturas inferiores a 15°C puede dar lugar a problemas de encendido, y para que esto no ocurra el método más común es añadirle una pequeña parte de nafta: mezcla E85: 85% de etanol y 15% de nafta, a costa de un 30% menos de rendimiento.

El etanol tiene un octanaje (índice RON) mucho mayor que la nafta – en torno a 110 – lo que hace que no se queme de forma tan eficiente en los motores convencionales. El uso continuado de combustibles con una alta proporción de etanol, como el E85, produce corrosión en el metal y deterioro en las piezas de goma.

Los motores de encendido pueden funcionar con mezclas de hasta el 25% de alcohol deshidratado sin que sean necesarias modificaciones en el motor. No obstante, su rendimiento varía respecto al combustible convencional.

7.4.1.3.- Combustibles tipo diésel/gasóleo

El combustible diésel es uno de los destilados del petróleo crudo, que aparece con temperaturas entre 180 [°C] y 380 [°C]. Dependiendo del uso, existen distintos grados de diésel (ASTM D975: grados vehiculares Nro. 1-D – climas fríos -, Nro. 2-D – climas cálidos- y el grado industrial Nro. 4-D –motores fijos de carga sostenida-) y la diferencia está en la cantidad de contenido aromático, que reduce el número de cetanos.



Dentro de la definición amplia de combustible diésel, existen muchas combinaciones de características (volatilidad, calidad de encendido, viscosidad, densidad, estabilidad). Una propiedad principal del combustible diésel es el número de cetanos, que se relaciona con la tendencia al “pistoneo” del motor, con una escala de 100 a 15 según el estándar ASTM D-613 y con la calidad de ignición del combustible, según el mismo estándar [Speight, 2008].

En la Tabla 12, se compara el diésel de origen fósil con algunos de los combustibles sintéticos alternativos: diésel sintético FT, DME, (bio-)metanol, biodiésel (FAME) y HVO/HEFA (*hydroprocessed esters and fatty acids*):

	diesel	FT diesel	DME	(bio-) Metanol	biodiésel (FAME)	HVO/ HEFA
Tipología	Puro	Puro	Puro	Puro / mezcla	Puro / mezcla	Puro
	Drop-in	Drop-in	Near-Drop-in	Near-Drop-in	Drop-in	Drop-in
Estándar	ASTM D975 EN 15940	ASTM D975 EN 15940	ISO 16861	ASTM D5797	EN 14214	EN 15940
Número Cetanos	≥ 51	≥ 51	≥ 55	5	51	70
Punto Inflam. [°C]	≥ 55	≥ 55	(- 42,2)	9	101	55
PCI [MJ/l]	35	36	18,44	16 – 20	38	43
Temp Ebullic [°C]	85 – 360	85 – 360	(- 24,8)	78	S/D	S/D
Densidad [kg/m ³]	800 – 840	765 – 810	Gas	792	880 – 900	S/D

Tabla 12 – Comparación de propiedades entre alternativas al gasoil – Fuente: elaboración propia

Y a continuación se realiza una breve descripción de cada combustible alternativo comparado.

a) Diésel sintético FT:

El **diésel sintético FT** es un combustible puramente parafínico, apto para ser utilizado en forma directa en motores diésel livianos y pesados (incluyendo motores navales), cumpliendo los parámetros del estándar EN 15940, dado que muchos de ellos son similares a los del combustible diésel de origen fósil, salvo la densidad (que resulta más liviana en el sintético por la ausencia de componentes aromáticos); esto requiere que los fabricantes ensayen en banco aquellos motores destinados a funcionar con diésel sintético puro. En el



caso de corte de diésel fósil con variantes sintéticas, el estándar EN 590 define las propiedades que la mezcla debe cumplir.

La principal característica de un combustible para motores de combustión interna, es la propiedad de autoignición, condición deseada en los motores de encendido por compresión (ciclo Diésel o ciclo Dual-Sabathé) que utilizan combustibles tipo diésel [Gauci y Arkoudeas, 2020]. La determinación de la tendencia a la autoignición en los combustibles diésel se determina a través del número de cetano (ASTM D613): a mayor valor, menor tiempo de retardo, mayor tendencia a obtener combustión completa y menor presencia de monóxido de carbono y material particulado. El número de cetanos puede mejorarse mediante el uso de aditivos, como nitratos orgánicos o peróxidos.

Por otro lado, la ausencia de compuestos aromáticos tiene un efecto positivo relacionado con la emisión de material particulado, haciendo que sea considerablemente menor que en el caso de la variante fósil. Esto ofrece una posibilidad adicional de que el catalizador de los gases de escape pueda reducir en forma más efectiva las emisiones de NOx, típicas de este tipo de combustibles.

En los motores diesel, el combustible es inyectado directamente a la cámara de combustión que tiene aire comprimido a alta temperatura en su interior al momento de la entrada del combustible; por lo que se requiere un mayor grado de lubricidad para evitar el desgaste.

b) Diésel sintético HVO/HEFA (hidrobiodiesel):

Los combustibles hidrogenados HVO/HEFA no deben confundirse con el llamado “biodiésel”, ya que se producen a través de la hidrogenación de los ésteres y ácidos grasos (Figura 55).

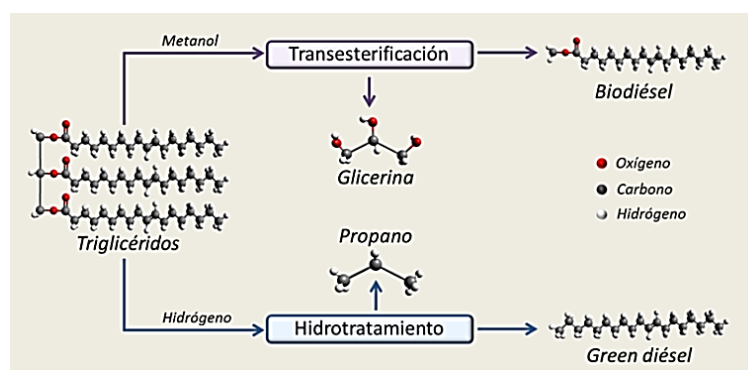


Fig. 55 – Procesos de conversión de triglicéridos en combustibles sintéticos – Fuente: adaptada de

<https://biorrefineria.blogspot.com>



Durante el proceso de producción, los combustibles HEFA se obtienen mediante la reacción de los aceites vegetales o la grasa animal con hidrógeno, en presencia de catalizadores.

El oxígeno presente se remueve en la etapa de hidrodeshidrogenación para luego craquear las moléculas parafínicas en el proceso de hidrocraqueo/isomerización, con temperaturas entre 300 [°C] y 390 [°C]; para el caso específico del HEFA, el hidrocraqueo de las largas cadenas de moléculas es más severo que para el HVO.

Los combustibles HEFA pueden ser utilizados en motores diésel sin la necesidad de ser mezclados con su variante fósil (“*drop-in*”), e incluso pueden ser utilizados como combustibles de aviación, mezclados con kerosene hasta en un 50%.

c) DME (Dimetil-Eter):

El Dimetil-Eter (DME, H_3COCH_3) es un gas incoloro con potencial uso como combustible, propulsor y parte importante de varios procesos industriales. Se obtiene a través de la conversión catalítica del syngas ($\text{CO} + \text{H}_2$) en metanol (CH_3OH), para luego deshidratarlo sobre un catalizador ácido sólido a base de alúmina para crear DME y agua.

Es uno de los combustibles alternativos más importantes para los motores diésel, principalmente dada la ausencia de compuestos aromáticos (de enlaces C-C) en el combustible, que evitan la formación de hollín, comparado tanto con el combustible fósil y el diésel sintético como con otros combustibles oxigenados.

La utilización del DME en motores de combustión requiere que el mismo esté en condición de gas licuado [Van Zeebroeck, 2002]. Sin embargo, la densidad y viscosidad del líquido está fuera del rango de los parámetros estándar de un combustible diésel, y mientras que el alto contenido de oxígeno en el DME ayuda a la reducción del hollín y particulado, por el otro lado esto puede causar un incremento en las emisiones de otras sustancias peligrosas, como aldehídos y cetonas, al mismo tiempo que conlleva un menor poder calorífico. Puede tener alguna incompatibilidad con ciertos materiales, por lo que deben realizarse ajustes (e incluso ensayos específicos) en las tecnologías de los motores para el uso adecuado de este combustible en forma pura [Speight, 2008].

d) Metanol

Para la transición energética en el sector del transporte, en especial el marítimo y el ferroviario, el metanol puede ser una molécula clave por varias razones:



- ✓ ofrece la posibilidad de un uso flexible como combustible alternativo en distintos motores,
- ✓ es una molécula a partir de la cual se pueden generar diversos combustibles sintéticos,
- ✓ según las investigaciones actuales admite el uso como combustible puro y como mezcla.

En los **motores de combustión interna a compresión** debe ajustarse la inyección del alcohol para el correcto funcionamiento del motor [Verhelst *et al.*, 2019]; en forma similar a lo que se realiza en motores diésel que operan a gas natural, se inyecta metanol en forma separada de un flujo vaporizado de combustible diésel que se utiliza como generador de calor (por compresión) y permite la combustión posterior del alcohol (ciclo dual o de Sabathé).

e) Biodiésel (FAME):

El éster metílico de ácidos grasos (*FAME – fat acid methyl ester*), más conocido como **biodiésel**, se produce a partir de lípidos de aceites vegetales (de palma, soja, colza o algas), grasas animales u aceite alimenticio usado, a través de un proceso de transesterificación (los triglicéridos de la materia prima reaccionan con el catalizador – metanol –) formando una mezcla de ésteres de ácidos grasos y glicerina.

El biodiésel tiene la ventaja de una menor huella de carbono comparado con el motor a gasoil (sólo 38 a 48 g CO_{2e}/MJ contra 85-87 g CO_{2e}/MJ [Fridell *et al.*, 2019; citado en Alfa Laval, 2021]), pudiendo reemplazar el gasoil o fuel-oil en motores de baja a media velocidad, tales como los navales. Sin embargo, es más utilizado como combustible de corte (blend), dado que el biodiésel puro puede verse comprometido por las bajas temperaturas y afectar a los motores de tecnología antigua.

Dada la práctica de utilizar combustibles con corte de biodiésel, la ISO desarrolló el estándar ISO 8217 para poder tener una mayor tolerancia y requerimientos adicionales en las especificaciones de este tipo de combustible. Este estándar define distintos grados de destilados de combustible diésel (denominados grados DF) que contienen hasta un 7% en volumen (7.0 v/v%) de biodiesel; este último, debe cumplir las especificaciones determinadas por el estándar EN 14214 (Europa) o el ASTM D6751 (EUA).

7.4.1.4.- Combustibles de aviación

El crecimiento del transporte aéreo desde la introducción de los motores a reacción en 1950 se basó esencialmente en el uso de combustible derivado del petróleo. El transporte aéreo



depende en forma sustancial de este combustible de alta densidad de energía, dado que el kerosene (queroseno) contiene la mayor cantidad de energía química por unidad de volumen de todos los combustibles y por unidad de peso de todos los combustibles líquidos.

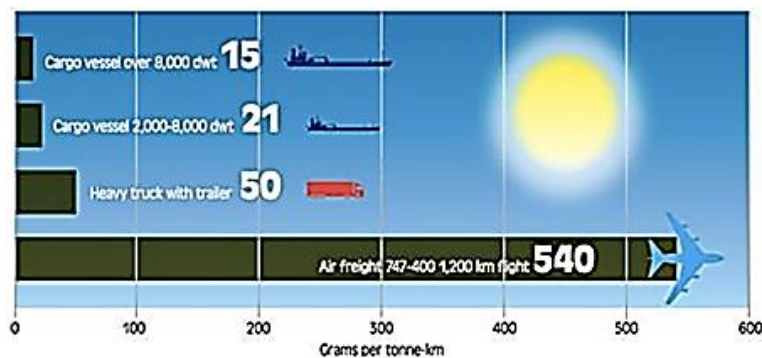


Fig. 56 - Emisiones de CO₂ para distintos medios de transporte - Fuente: UNFCCC, 2021.

Aunque la eficiencia del combustible de aviación ha mejorado en un 70% respecto a sus inicios debido a los avances conseguidos en tecnología e ingeniería de los motores a reacción, las emisiones de CO₂ derivadas de la aviación (ver Figura 56) continúan aumentando en un 2-3% cada año debido al incremento de la demanda en el transporte aéreo.

Los combustibles sostenibles (tanto biocombustibles como sintéticos) pueden ofrecer una solución a estos problemas. Existen varias vías para obtenerlos, pero hasta el momento sólo cuatro procesos han sido certificados por la ASTM [Schaefer, A., 2016], ver Tabla 13:

Combustible alternativo	Acrónimo	Materia prima	Aprobación	Año certificación	Límite de mezcla
Fischer-Tropsch Synthetic Paraffinic Kerosene	FT-SPK	Gas de carbón	ASTM D7566	2009	50 % v/v
Hydroprocessed ester and fatty acids	HEFA	Aceites vegetales y grasas animales	ASTM D7566	2011	50 % v/v
Synthesised Isoparaffinic Kerosene	SIP	Azúcares	ASTM D7566	2014	10 % v/v
Alcohol to Jet Synthetic Paraffinic Kerosene	ATJ-SPK	Biomasa lignocelulósica	ASTM D7566	2016	30 % v/v

Tabla 13 – Comparación entre combustibles sintéticos aeronáuticos – fuente: adaptada de Schaefer, 2016.



7.4.1.5.- Análisis comparativo de las tecnologías para reemplazo del combustible diésel.

Dado que el foco de este trabajo está en las alternativas de combustibles sostenibles para ser utilizados en el transporte pesado (ferroviario y/o marítimo) la Tabla 14 plantea una comparativa general de las ventajas y desventajas entre las distintas alternativas descriptas:

	Diésel	Biodiesel	Metanol	Amoniaco	Hidrógeno	Gas natural	Biogás
Estado para su uso	Líquido				gaseoso (almacenado como líquido criogénico)		
Tipo	Fósil	Carbono neutral	Carbono neutral	Carbono neutral	Carbono neutral	Fósil	Carbono neutral
Condición almacenamiento	Tempertura y presiones ambiente	Tempertura y presiones ambiente	Tempertura y presiones ambiente	(- 34) [°C] o 10 [bar]	(- 253) [°C]	(- 162) [°C]	(- 162) [°C]
Tamaño relativo almacen.	1	1	2,3	4,1	7,6	2,3	2,3
CAPEX relativo	1	1	≈ 1,15	≈ 1,20	Muy caro	≈ 1,3	≈ 1,3
Costo del combustible y disponibilidad	Bajo costo y reservas disponibles	Disponibilidad variable de materia prima y problema con seguridad alimentaria	Alto costo relacionado con la captura del CO ₂ , si aplica	Caro, pero subapreciado como combustible carbono neutral	Costos de producción razonables pero altos costos de almacenamiento y transporte	Bajo costo y reservas disponibles	Baja producción masiva debido a disponibilidad de materia prima

Excelente Aceptable Indeseable

Tabla 14 – Alternativas al combustible diésel – Fuente: adaptación de Korean Register of Shipping

Comparando las características operativas de estas alternativas (Tabla 15), se tiene:



Tipo de combustible	Densidad Energética LHV [MJ/kg]	Densidad energética [GJ/m ³]	Costo de producción [€/MJ]	Presión de almacenamiento [bar]	Temperatura de almacenamiento [°C]
Gas Oil Marino	42,7	36,6	No aplicable	1	20
Metano liq.	50,0	23,4	2,3	1	-162
Etanol	26,7	21,1	3,6	1	20
Metanol	19,9	15,8	2,6	1	20
Amoníaco liq.	18,6	12,7	1,8	1 o 10	- 34 o +20
Hidrógeno liq.	120,0	8,5	1,8	1	-253
Hidrog. comp.	120,0	4,7	1,7	700	20

Tabla 15 – Comparación de combustibles – Fuente: <https://thrust.enviu.org/2020/03/19/7-reasons-why-ammonia-is-a-game-changer-for-the-maritime-industry/>

7.4.2.- Tecnologías para utilización de los combustibles sintéticos: motor de combustión interna (MCI) y celda de combustible (FC)

Al momento de ser consumidos, los combustibles sintéticos pueden estar en estado líquido o gaseoso, y eso implica el uso de distintas tecnologías para su aprovechamiento:

- **Motor de combustión interna:** utiliza combustibles líquidos. En el caso de los motores de encendido a compresión (ciclo diésel) que no utilizan chispa para el encendido, cuando se usen combustibles en estado gaseoso, se modifican algunas condiciones de operación para asegurar que el gas enciende (habitualmente se inyecta una pequeña cantidad del combustible líquido atomizado dentro del flujo de gas). La eficiencia típica de un motor de combustión interna es de 30% a 35% (para diesel lentos, 50% a 55%).
- **Celdas de combustible:** Una pila de combustible es un dispositivo que convierte la energía química en energía eléctrica. Requiere de una fuente continua de combustible, como hidrógeno, metanol u otros, y de oxígeno. Seguirán produciendo electricidad mientras se disponga de combustible. Las pilas de combustible de hidrógeno se han utilizado para suministrar energía a satélites, cápsulas espaciales, automóviles, embarcaciones y submarinos. El voltaje es de aproximadamente 0,9 [V] y su eficiencia típica es de aproximadamente 40% a 60% (dependiendo del tipo de pila).

7.4.2.1.- Motor de combustión interna

Un motor de combustión interna está formado por un conjunto de pistones que adquieren un movimiento lineal alternativo de vaivén (subida y bajada) dentro de sus respectivos cilindros, gracias a la combustión y explosión del combustible líquido (nafta o gasoil) [Heywood, 2018].

Básicamente, existen dos ciclos que caracterizan a los motores de combustión:

- ❖ **motor Otto, o de combustión por chispa** (usan nafta como combustible), a volumen constante,
- ❖ **motor Diesel, o de combustión por compresión** (basados en el uso del combustible diésel), a presión constante.

Independientemente del combustible y su método de encendido (por chispa o por calor por compresión), estos motores funcionan generalmente con ciclos de 4 tiempos (aunque existen motores de 2 tiempos, como en motos, motores de uso industrial, barcos, locomotores o centrales de generación), ver Figura 57. La diferencia en la cantidad de tiempos en los que se cumple el ciclo de la combustión implica cambios en la configuración de los elementos del motor (camisas y válvulas, principalmente).

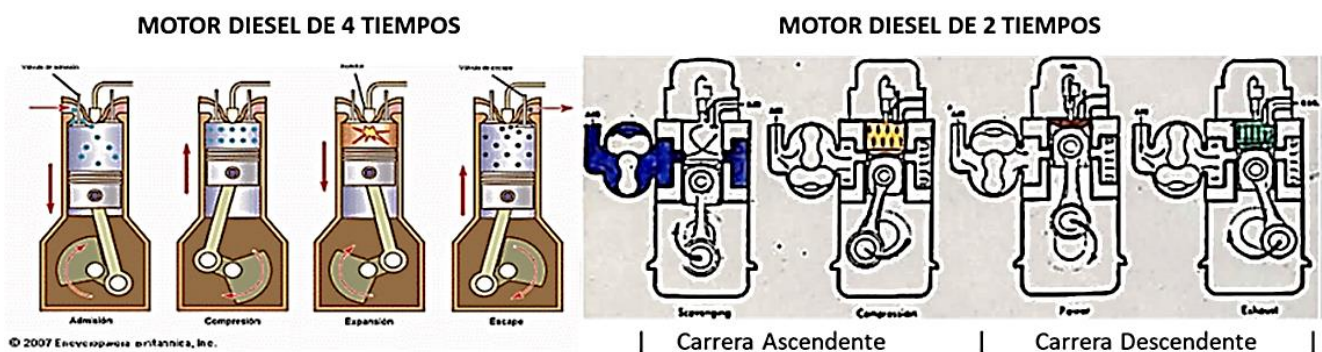


Fig. 57 – Diagramas de combustión Diésel de 4 y 2 tiempos – Fuente: adaptada de Internet

Dadas las diferencias operativas en términos de potencia mecánica generada y torque asociado, rango de velocidades óptima y temperaturas de trabajo, cada tipo de motor tiene aplicaciones diferentes:

- **Motores de encendido/combustión por chispa (ciclo Otto, nafteros)**
 - ✓ **Naftero - 2T:** tuvo aplicación en las motocicletas, motores de ultraligeros (ULM) y motores marinos fuera-borda hasta una cierta cilindrada, habiendo perdido mucho



terreno en este campo por las normas anticontaminación. Sólo se utilizan actualmente en equipos de poca potencia (motosierras, pequeños grupos electrógenos).

- ✓ **Naftero - 4T:** motocicletas de todas las cilindradas, automóviles, aviación deportiva y motores fuera de borda.
- **Motores de encendido/combustión por compresión (ciclo Diésel, gasoleros)**
 - **Diésel - 2T (“diésel lentos”):** domina en las aplicaciones navales de gran potencia, hasta 100.000 [CV], tracción ferroviaria y sistemas de generación eléctrica estática.
 - **Diésel - 4T (“diésel ligeros”):** con mayores velocidades que los de 2T, se usan en transporte terrestre pesado, automóviles, aplicaciones navales hasta una cierta potencia, e incipientes en la aviación deportiva.

La zona interna del motor donde ocurre la combustión se denomina “**cámara de combustión**”. Para los **motores Diésel** (objeto de análisis en este trabajo, dado su uso en equipos industriales pesados) el diseño de esta cámara depende del tipo de inyección de combustible utilizada: directa o indirecta, como se muestra en la Figura 58.

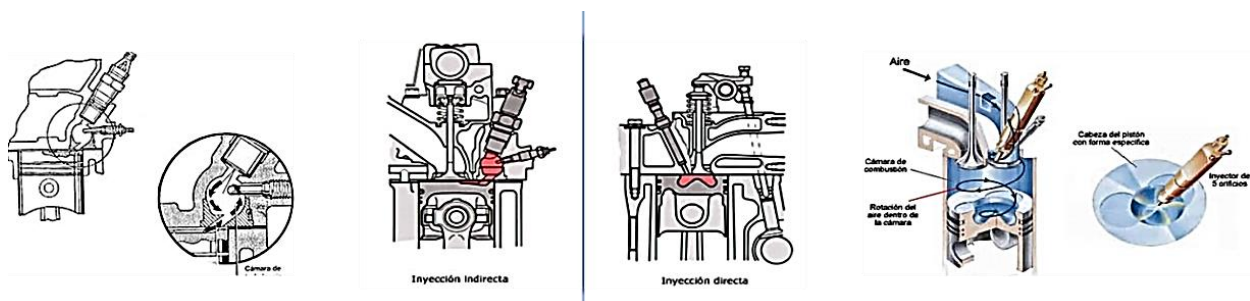


Fig. 58 – Modos de inyección de combustible Diésel – Fuente: adaptado de www.ingenieromarino.com

- ❖ **Inyección Indirecta:** la inyección se realiza en la precámara de combustión y esta se une al resto de la cavidad volumétrica por un estrechamiento que amortiza la violencia de la combustión, aunque su principal cometido es favorecer la turbulencia para una mejor combustión.
- ❖ **Inyección Directa:** se inyecta combustible directamente en la cámara de combustión, mejorando la combustión a la vez que se reduce el consumo de combustible, teniendo además un mejor arranque en frío.

El rendimiento depende del tipo de motor y de sus condiciones de operación (Figura 59), pudiendo alcanzarse rendimientos térmicos de hasta 55% para el caso de los motores diésel

“lentos” (utilizados en el transporte pesado), mostrando una sustancial estabilidad a diferentes valores potencia del motor (a diferencia de otros equipos, como las turbinas de gas o vapor), ya que los rendimientos son menos sensibles a las variaciones de régimen y carga.

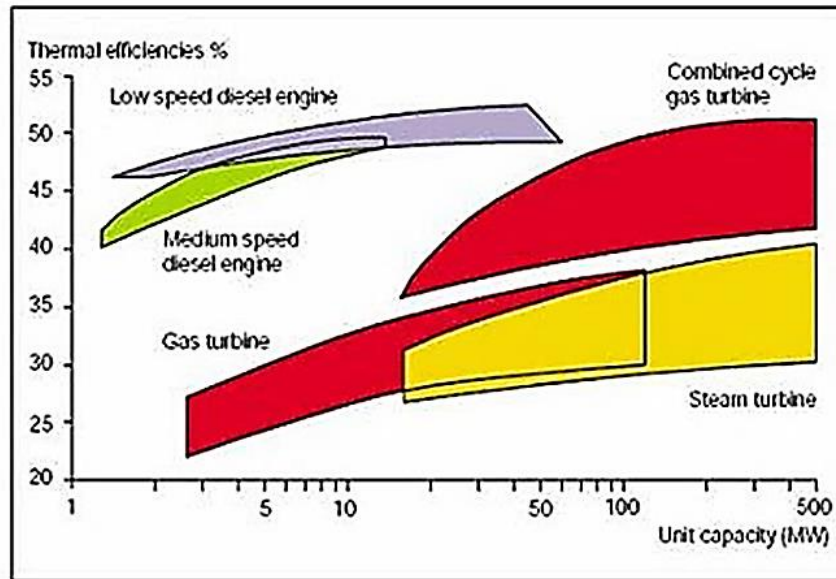


Fig. 59 – Rendimientos térmicos versus potencia – fuente: www.ingenieromarinero.com

Para los casos en que se utilicen gases combustibles (como el gas natural) en motores diésel medianos o grandes, se debe hacer una modificación el sistema de inyección de combustible, dado que la sola compresión del gas no alcanza para hacer que el mismo encienda, como muestra la Figura 60.

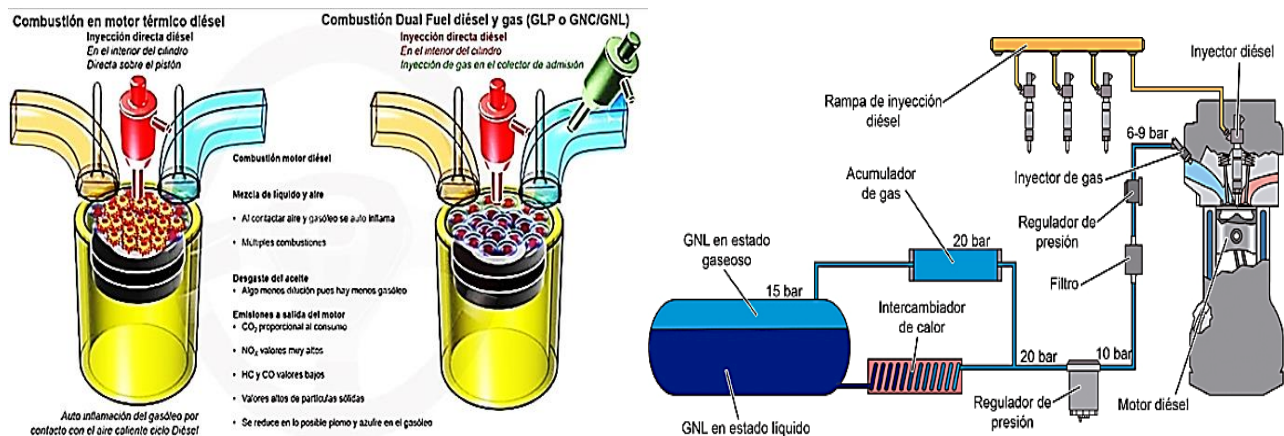


Fig. 60 – Representación de los modos de inyección de combustible en diésel – Fuente: youtube.com

Para ello, se inyecta en la corriente de gas (directamente en la cámara de combustión) un porcentaje muy bajo (del orden del 5%) de combustible fósil para lograr la combustión. Esto hace que el ciclo termodinámico del motor cambie, y pase a llamarse “ciclo dual o ciclo Sabathé”. Comparado con el ciclo Diesel, el ciclo dual presenta un rendimiento algo superior en todo el rango de relaciones de compresión y este ciclo es aplicable para el uso del hidrógeno, como se grafica en la Figura 61 siguiente:

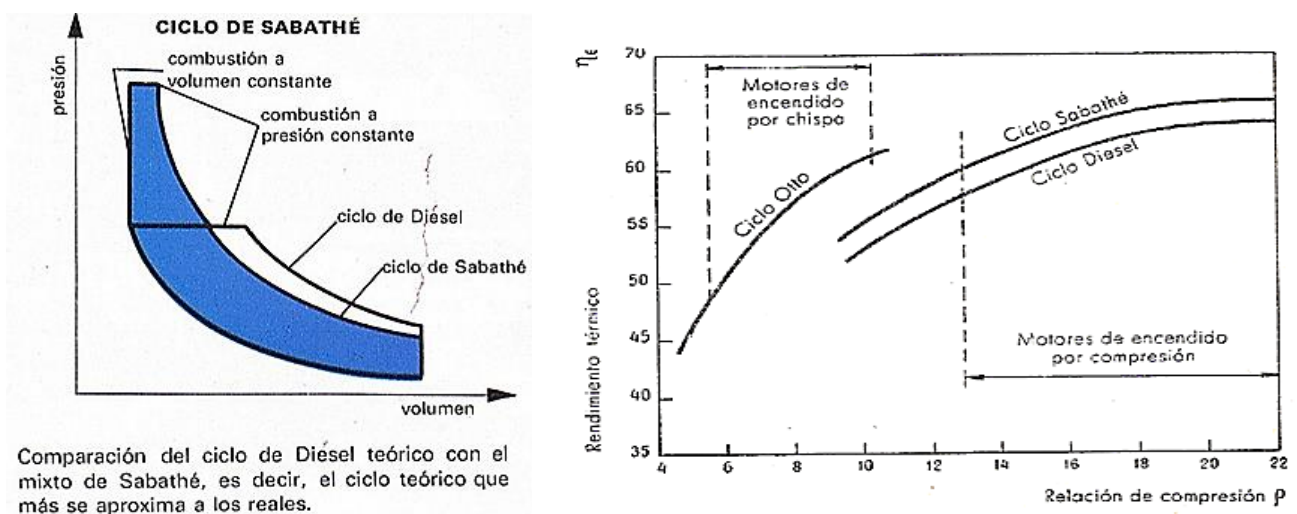


Fig. 61 – Ciclo termodinámico y rendimientos de un motor dual – Fuente: Castillo Neira, inédito

Actualmente, los desarrollos para uso directo de hidrógeno como gas combustible primario en motores de combustión interna avanzan en varios frentes con proyectos como:

- Toyota (<https://elperiodicodelaenergia.com/toyota-desarrolla-motorizaciones-de-hidrogeno-a-traves-de-la-competicion/>),
- Aston Martin (<https://www.motorpasion.com/tecnologia/toyota-no-esta-sola-este-motor-combustion-hidrogeno-para-competicion-400-cv-promete-rugir-2023>)
- MAN (<https://www.man-es.com/discover/buildung-a-hydrogen-engine>) y
- Universidad de Nueva Gales del Sur (https://www.elconfidencial.com/tecnologia/novaceno/2022-10-11/hidrogeno-diesel-combustion-reduccion-co2_3504233/)

que muestran el interés en el uso de este combustible sintético.

Algo similar ocurre con el metanol, donde empresas como MAN (<https://www.man-es.com/marine/products/two-stroke-engines/man-b-w-me-lgim>) o Rolls-Royce

(<https://confluenciaportuaria.com/destacada/rolls-royce-lanzara-motores-compatibles-con-metanol/>) avanzan en esa línea de trabajo.

7.4.2.2.- Celda de combustible

El mecanismo de las celdas de combustible - concebidas por primera vez por William Grove en 1.839 - fue invertir el fenómeno de electrólisis; es decir, si una corriente eléctrica, al pasar por agua, disocia ésta en sus componentes - hidrógeno y oxígeno - entonces al juntar estos componentes debería producirse electricidad [Elkafas *et al.*, 2023].

Una pila de combustible es un dispositivo que genera potencia eléctrica convirtiendo hidrógeno en electricidad a través de una reacción electroquímica; proveen potencia instantánea y son una fuente verde de energía, ya que genera bajas a cero emisiones contaminantes.

Básicamente, las celdas de combustible tienen dos electrodos (ánodo y cátodo) y, entre ellos, un electrolito que conduce especies con carga eléctrica desde un electrodo al otro, mientras un agente catalizador controla la velocidad de la reacción. El proceso básico es que el hidrógeno entra al ánodo, donde una reacción electroquímica separa los electrones formando iones de hidrógeno con carga neta positiva; esta carga se difunde por el electrolito y los electrones fluyen por un circuito externo como corriente eléctrica (ver Figura 62).

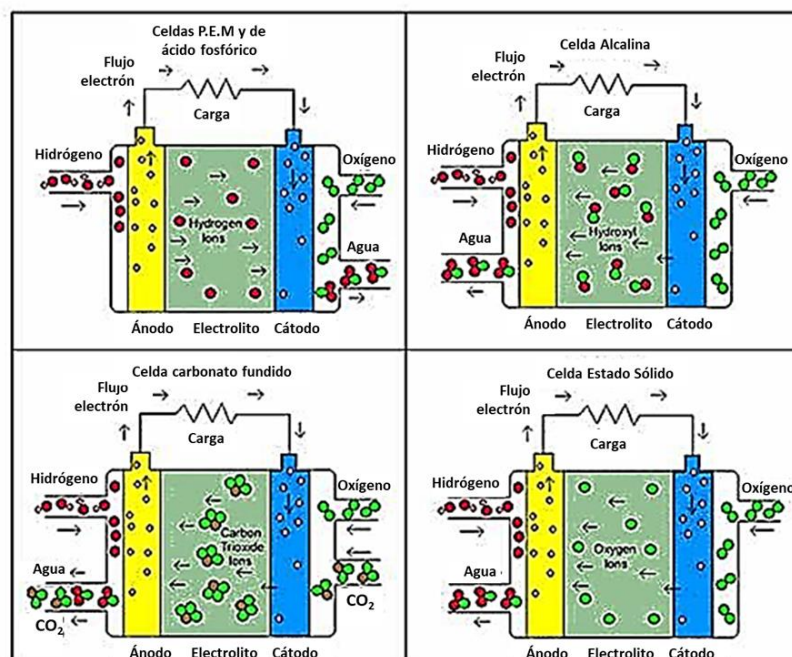


Fig. 62 – Tipos de celdas de combustible – Fuente: adaptado de Elkafas *et al.*, 2023



En las celdas PEM en particular, en el cátodo los iones de hidrógeno se combinan con los electrones y el oxígeno del aire produciendo agua, como se puede apreciar en el esquema ubicado arriba a la izquierda de la Figura 62. En otros tipos de celdas, los iones fluyen desde el cátodo al ánodo, donde se recombinan con hidrógeno produciendo agua.

En todos los tipos de celdas, hay un flujo de electrones externos generando la corriente eléctrica respectiva.

El electrolito desempeña un rol fundamental, ya que debe permitir el flujo de iones entre los dos electrodos. El proceso descrito es de índole electroquímica, no de combustión; por lo tanto, no hay pérdida de energía calórica por combustión, lo que redundaría en un proceso de generación eficiente. Las celdas tienen una configuración como la indicada en las figuras: una unidad genera 1,6 V, y varias de ellas conectadas en serie producen la tensión y la potencia generada de trabajo requerida.

Sus ventajas son muy grandes ya que el único producto que genera es agua y el rendimiento energético es mucho mayor que el obtenido en una máquina térmica a partir de la misma reacción química. La eficiencia de las celdas de combustible es típicamente de aproximadamente 40% a 60%, que es mayor que la del típico motor de combustión interna (25% a 35%), como se muestra en la Tabla 16 siguiente:

	Motor alternativo: diésel	Generador de turbina	Fotovoltaica	Turbina de viento	Celda de combustible
Rango de capacidad	500 kW – 50 MW	500 kW – 5 MW	1 kW – 1 MW	10 kW – 1 kW	200 kW – 2 MW
Eficiencia	35%	29 - 42%	6 - 19%	25%	40 - 85%
Costo de capital (\$/kW)	200 – 350	450 - 870	6600	1000	1500 - 3000
Costo de operación y mantenimiento (\$/kW)	0.005 - 0.015	0.005 - 0.0065	0.001 - 0.004	0.01	0.0019 - 0.0153

Tabla 16 – Comparación desempeño distintas tecnologías de generación - Fuente: Alvarado *et al.*, 2019

Una celda de combustible está compuesta por 4 partes (Figura 63):

- *Stack* o apilamiento de celdas (generación de potencia)
- Estructura (*BOP – Balance of plant*)
- Sistema de Administración de energía (EMS)



- Cartucho (cartridge)

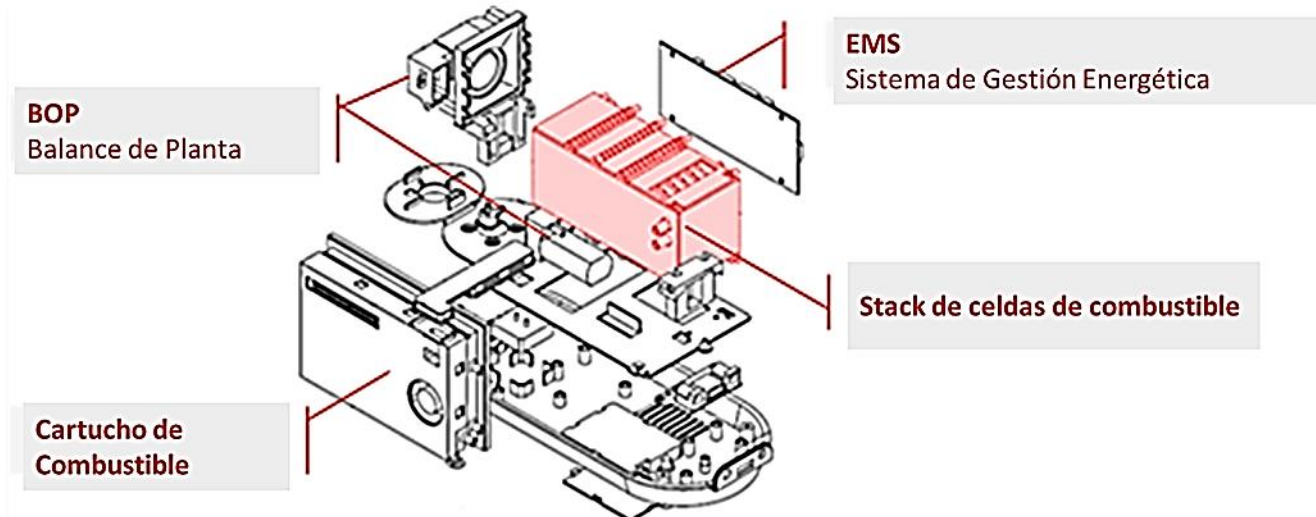


Fig. 63 – Celda de combustible – Fuente: http://www.antig.com/technology/technology_fuel_cells.html

El desempeño óptimo del sistema depende del balance entre la temperatura y el flujo de aire a través del *BOP*, junto con algoritmos y sensores del *EMS* que inciden en la calidad de la reacción que ocurre dentro del *stack* de la celda.

Tipos de celdas

- **Celdas AFC (alcalinas)**: genera energía eléctrica por medio de un electrolito alcalino de hidróxido de potasio (KOH) en solución base agua. La temperatura de funcionamiento de las celdas AFC, se encuentra en el rango de 60 a 90 [°C]; y la eficiencia eléctrica de la AFC, es de aproximadamente 60%. En promedio, pueden generar electricidad con una potencia de hasta 20 kW.
- **Celdas PEM (Membrana Intercambiadora de Protones)**: Trabajan con un electrolito con forma de membrana flexible y porosa al flujo de iones. Alcanzan eficiencias superiores al 50% y operan con temperaturas internas cercanas a los 80 [°C]. Las potencias generadas por un arreglo de estas celdas están entre 50 y 200 [kW], y su principal limitación es que el hidrógeno debe estar altamente purificado, por lo que requieren catalizadores fabricados con platino, elevando los costos.

Actualmente se está experimentando en el uso del metanol como combustible directo (la celda se identifica como **DMFC**, Figura 64)), sin necesidad de inyectar hidrógeno puro, lo que simplificaría la operación continua.

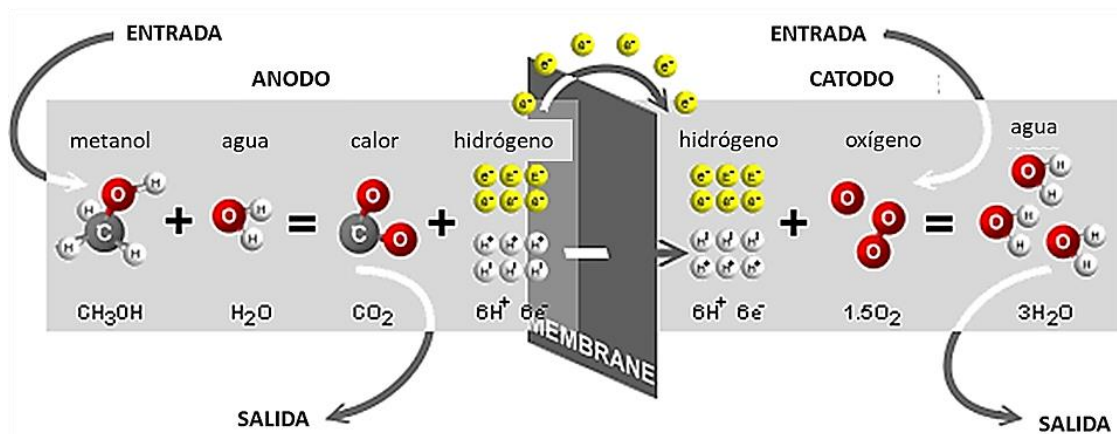


Fig. 64 – Funcionamiento de una celda directa de metanol – fuente: Edlund, 2011

- **Celdas SOFC (celda de óxidos sólidos):** Usan cerámicas y compuestos metálicos como electrolitos, alcanzando eficiencias de un 60%, pero operan a altas temperaturas, cercanas a los 1.000 [°C]. Las potencias generadas son del orden de 100 [kW], y una de sus ventajas es que por la temperatura de operación no requieren de hidrógeno puro.
- **Celdas MCFC (celda de carbonatos fundidos):** Usan electrolitos a alta temperatura (650 [°C]), con un 70% de eficiencia en la conversión de energía. Es común encontrarlas con potencias de 2 [MW]
- **Celdas PAFC (celda con ácido fosfórico):** Alcanzan eficiencias del orden de 80% y operan a temperaturas cercanas a los 200 [°C]. Las potencias de salida van desde los 200 [kW] hasta los 2 [MW] y tienen la particularidad de operar con combustible con un alto grado de impurezas; hasta un 1,5%.

En la Tabla 17 siguiente se comparan los distintos tipos de celdas con sus características operativas y eficiencias asociadas:



	AFC	PEM	SOFC	DMFC	MCFC	PAFC
Nombre	Alcalina	Membrana de intercambio protónico	Óxidos sólidos	Metanol directo	Carbonatos fundidos	Ácido fosfórico
Carga	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻	H ⁺
T °C	90-100°C	50-120°C	700-1000°C	50-100°C	600-700°C	150-200°C
Eficiencias	60-70%	60%	60%	40%	45-50%	40%
Electrolito	KOH disuelto en agua	Membrana de polímeros	Óxidos sólidos	Membrana de polímeros	Carbonatos fundidos	Ácido fosfórico
Combustible	H ₂	H ₂	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	Metanol	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	H ₂
Potencia	20 kW	50 – 200 MW	100 kW	50 – 200 MW	2 MW	0,2 – 2 MW

Tabla 17 – Comparación de parámetros operativos de las celdas de combustible – Fuente: adaptación propia

7.4.3.- Análisis del ciclo de vida (LCA) y evaluación económica (LCC) de los combustibles

La metodología del **Análisis de Ciclo de Vida (LCA – Life Cycle Assessment)** es una técnica que investiga y evalúa los impactos ambientales de la “vida” de un combustible: desde la obtención de la materia prima, su procesamiento, el transporte, su uso y fin de vida. Se basa en la aplicación de los estándares ISO 14040 y 14044 como guías de implementación.

El análisis incluye todos los aportes a los distintos procesos (químicos, energía, insumos, etc.) que permiten la obtención del mismo y su uso posterior. El conjunto de todos estos pasos se conoce como **metodología LCA** o como **Análisis CTG** (de la cuna a la tumba – *Cradle-to-Grave*), y se muestra en la Figura 65 siguiente:

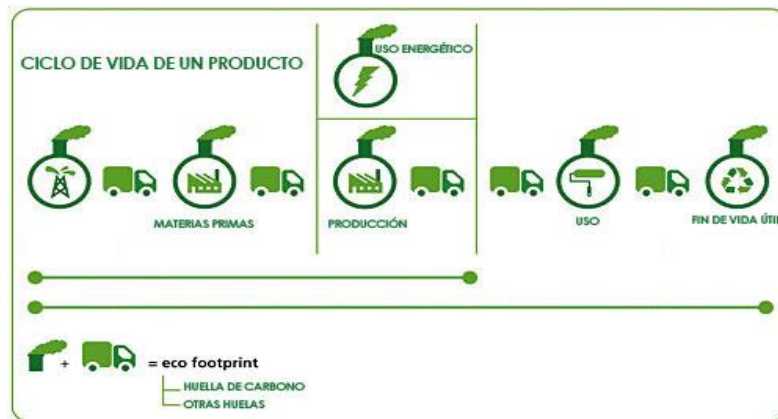


Fig. 65 – Cálculo de la huella de carbono de un producto – Fuente: <https://www.ismedioambiente.com>

La metodología **WTW** (*Well-to-Wheels*, “del pozo a las ruedas”, Figura 66) se refiere a un análisis completo del impacto ambiental y las emisiones de gases de efecto invernadero de un vehículo a lo largo de todo su ciclo de vida, considerando todas las etapas, desde la extracción de materias primas hasta el uso de combustible o energía en el propio vehículo. Este enfoque tiene en cuenta no sólo las emisiones directas de un vehículo en movimiento (*TTW* - “del Tanque a las Ruedas”), sino que también considera las emisiones asociadas con la producción, el transporte y la distribución del combustible (*WTT* - “del Pozo al Tanque”).

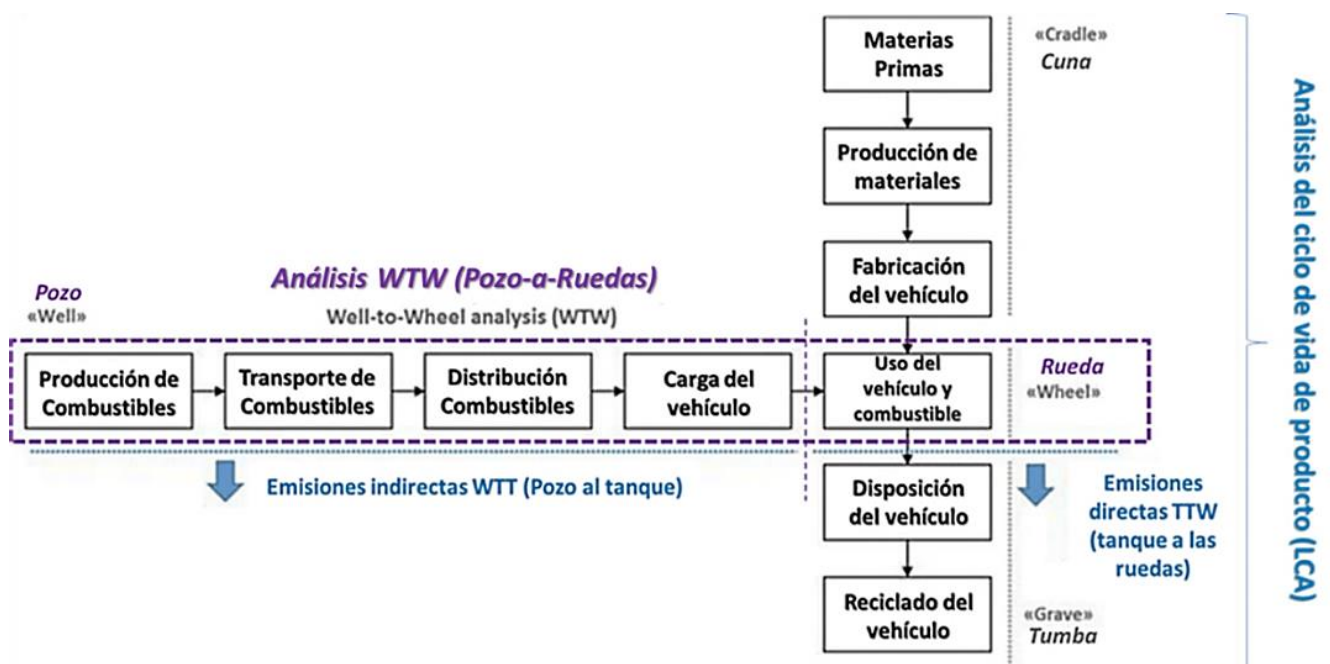


Fig. 66 – Metodología LCA vs WtW – Fuente: Adaptación propia



El desarrollo del análisis del ciclo de vida del combustible (WtW) permite calcular su intensidad de emisiones por cada unidad de combustible, en términos energéticos; su unidad de evaluación es gramos de dióxido de carbono equivalente por MJ de energía (insumida + generada) [gCO_{2eq}/MJ]; y en esa evaluación no sólo se considera el carbono efectivamente emitido, sino que se calcula el efecto invernadero equivalente (como si fueran dióxido de carbono) de los otros componentes de las emisiones; para esta evaluación es aplicable el estándar ISO 14067 – Gases de Efecto Invernadero.

Este cálculo puede compararse con el valor de emisiones del combustible fósil de referencia, y de esta forma comparar no sólo combustibles, sino también procesos de producción.

Para ello, el ciclo WtW se divide en dos segmentos:

- producción y transporte del combustible (conocido como **WtT – Well to Tank** o “Pozo al tanque”; o **WtP – Well to Pump**, “del pozo a la bomba”);
- consumo del combustible (identificado como **TtW – Tank to Wheels** o “Del tanque a las ruedas”; o **PtW – Pump to Wheels**, “de la bomba a las ruedas”).

Aplicando dicho criterio, en la siguiente Tabla 18 se presentan los niveles de emisiones (para ambos segmentos) de los eco-combustibles analizados en este trabajo de tesis, en función de su proceso de obtención y tecnología de consumo (motor de combustión interna o celda de combustible):



PROYECTO DE TESIS:

Alternativas para la Producción de Combustibles Sintéticos en la zona de Bahía Blanca y potencial uso en el transporte pesado

		Emisiones			Materia Prima	Emisiones de Carbono Equivalente [gCO2eq/MJ]								Tecnología de combustión	¿Requiere cambio tecnológico?	Disponibilidad Comercial
		Principales	Niveles NOx	Niveles PM		Combustión			Producción		Ciclo de Vida (WTW)					
						IPCC 2006 (*)	GREET (*)	GHGenius (*)	GREET (*)	GHGenius (*)	GREET (*)	GHGenius (*)				
Motores de combustión a compresión	Diésel	CO ₂ , NO _x , PM, aromáticos	Alta	Alta	Crudo	74,1	75,8	75,2	19,0	21,7	94,8	96,9	M.C.Interna	N/A	Estandar o Superior	
	Diésel Sintético	H ₂ + CO ₂ - Syngas	-	Baja	Gas Natural (GTL)	-	73,2	72,2	41,6	32,4	114,8	104,6	Motor de Combustión Interna	No, si cumple con EN228/590	Mezcla de bajo a medio %	
					Agua Tratada + Energía Renovable	73,2			Electrólisis baja T°: -8,3 Electrólisis alta T°: -3,3		Electrólisis baja T°: 64,9 Electrólisis alta T°: 69,9					
					Biomasa (BTL)	-	-	1,9	-	18,3	-	20,2			Mezcla de ALTO porcentaje	
	Metanol (fuente: USDoT)	Aldehidos	Baja	Baja	Metano (GN) Biometano (BM) biomasa lefiosa (BL)	-	82,7	-	GN: 12,52 BM: -40,0 BL: 4,83	-	GN: 95,22 BM: 42,7 BL: 87,53	-	Motor de Combustión Interna	Cambio en sistema de inyección y cámara de combustión Uso de materiales resistentes a la corrosión química		M85 (M100)
						-	-	-	-	GN: 12,52 BM: -40,0 BL: 4,83	-					
	DimetilEter	Aldehidos	Baja	Baja	Metanol	-	67,1	-	36,9	-	104,0	-	M.C.Interna	Cambios Mayores	DME	
	Biodiésel (FAME)	CO ₂ , NO _x	Alta	Baja	Aceites vegetales, grasa animal	-	76,7	1,9	62,4	6,7	139,1	8,6	M.C.Interna	No, si cumple con EN/ASTM	Mezcla B100	
Aceite Hidrogenado (HVO)	CO ₂	-	Baja	Aceites vegetales, grasa animal	-	73,5	1,9	-44,2	27,2	29,3	29,1	M.C.Interna	No, si cumple con EN228/590	Mezcla de bajo porcentaje Mezcla de ALTO porcentaje		
Etanol	CO ₂ (NO _x)	Baja	Baja	Biomasa (BTL) Gas Natural (GTL)	-	71,2	-	-64,5	-	6,7	-	M.C.Interna	Ajustes menores	Mezcla E85		
A chispa o a compresión	Hidrógeno	H ₂ O (NO _x)	Baja	-	Gas Natural (SMR) Agua (electrolítico) Biomasa (BioH2)	GN (SMR): 85 / Electrólisis (renovable): 25 / Bio.SNG: 21							M.C.Interna	Ajustes en inyección y cámara	CH ₂ / LH ₂	
						Los valores referenciales de este proceso fueron tomados de Koroneaset al., 2004										
	Amoniaco	NO _x	Alta	Baja	G. Nat. (SMR) + N ₂ Electrólisis + N ₂ Bio.SNG+ N ₂	G. Nat. (SMR): 38 / Electrólisis (renovable): 3,5 / Bio.SNG: 35							Celda de Combustible	NO	Hidrógeno gaseoso	
						Los valores referenciales de este proceso fueron tomados de Razon y Valera-Medina, 2021										
	Biometano	CO ₂ (NO _x)	Según tecnología	Baja	Biomasa (BTG)	56,1	57,6	2,9	-40,6	5,8	17,0	8,7	M.C.Interna	Ajustes menores	BioGNC BioLNG	
Gas Natural	CO ₂ (NO _x)	Según tecnología	Baja	Fósil	-	73,2 (Lic.) 57,6 (Comp.)	59,9 (Lic.) 58,9 (Comp.)	41,6 (Lic.) 25,9 (Comp.)	13,2 (Lic.) 10,4 (Comp.)	114,8 (Lic.) 83,5 (Comp.)	72,5 (Lic.) 69,3 (Comp.)	M.C.Interna	Ajustes menores	GNC / LNG		

Fuentes: IPCC 2006 (*) - Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - Vol. 2 Energía
GREET (*) (Greenhouse gases Regulated Emissions, and Energy use in Transportation model - EUA) - VTT (2012). Fuel and Technology Alternatives for Buses
GHGenius (*) (spreadsheet-based model for life cycle assessment of transportation fuel - Canada) - VTT (2012). Fuel and Technology Alternatives for Buses
Zang et al. (2021) - Life Cycle Analysis of Electrofuels: Fischer-Tropsch Fuel Production from Hydrogen and Corn Ethanol Byproduct CO₂
Razon y Valera-Medina (2021) - Life Cycle Analysis of Electrofuels: Fischer-Tropsch Fuel Production from Hydrogen and Corn Ethanol Byproduct CO₂
Koroneaset et al. (2004) - Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes.

Tabla 18 – Niveles de emisiones de carbono equivalente de distintos eco-combustibles y tecnologías de utilización – Fuente: elaboración propia



En los análisis planteados por los estándares de la serie ISO 14040 para la evaluación del ciclo de vida de los productos, no se plantea la consideración de los aspectos económicos de dicho ciclo de vida. Para ello, se puede utilizar otra herramienta: el análisis de costos del ciclo de vida, conocida como **LCC (Life Cycle Cost analysis)**.

Esta herramienta permite evaluar la efectividad relativa de los costos de las distintas alternativas de inversión, para la toma de decisiones de negocios. Cabe destacar que los “ciclos de vida” considerados en el LCA y el LCC tienen alcances distintos:

- el LCC considera el *ciclo de uso económico del bien*, sin considerar la etapa de disposición/reciclado,
- el LCA abarca desde el ciclo de vida completo.

En la sección 8.1.7 se presenta el análisis LCC de 4 eco-combustibles seleccionados, mediante el desarrollo de distintos escenarios, utilizando la herramienta de simulación.



8.- ANÁLISIS Y RESULTADOS

8.1.- Análisis de recursos para obtención de combustibles sintéticos en la zona de bahía blanca

Como menciona la Agencia Internacional de Energía [<https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>], la descarbonización progresiva de la producción actual de hidrógeno (utilizado en las industrias de refinado de combustibles, producción de amoníaco para fertilizantes o metanol, junto con la industria siderúrgica) puede ser el puntapié inicial para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones.

También es fundamental el desarrollo de tecnologías de movilidad sostenible en el transporte de carga por carretera (principal actividad logística) junto con la limitada infraestructura ferroviaria y el comercio naval a través de su infraestructura portuaria.

La organización PtX Hub International identificó a la Argentina como un país con alto potencial de producir productos PtX (*Power-to-X*) basado en las fuentes de energías renovables, lo que posibilitaría el aumento de las exportaciones de valor agregado, mejorando la balanza comercial, y al mismo tiempo contribuir a la descarbonización del país y del mundo en general [www.ptx-hub.org].

Esta organización ha identificado mediante un análisis FODA las variables claves en relación a la producción de H₂ y PtX en Argentina [GIZ, 2023], mostradas en la Tabla 19:

Fortalezas	Debilidades
<p>Abundancia de recursos naturales</p> <p>Disponibilidad de tierras</p> <p>Existencia de centros de consumo que permitirían el desarrollo de proyectos demostrativos de producción a escala industrial</p> <p>Existencia de infraestructura portuaria y experiencia de comercialización internacional</p> <p>Centros de investigación de larga data y renombre</p>	<p>Situación macroeconómica actual y ambiente restringido para las inversiones</p> <p>Falta de marco jurídico estable</p> <p>Falta de una ley de desarrollo del hidrógeno, una estrategia nacional y una hoja de ruta (nota ⁷)</p> <p>Ausencia de un esquema de certificación de origen para la energía renovable que es volcada a la red eléctrica</p>

Nota ⁷: al momento de desarrollar este trabajo de Tesis, la Estrategia Nacional del Hidrógeno y la Hoja de Ruta ya se encuentran desarrolladas y publicadas (<https://www.argentina.gob.ar/noticias/estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno>)



Oportunidades	Amenazas
<p>Argentina está posicionada como uno de los mayores exportadores potenciales de H₂ de bajas emisiones y sus derivados</p> <p>Crecimiento económico y creación de empleo</p> <p>Costos de producción de hidrógeno decrecientes a nivel mundial</p> <p>Creciente demanda internacional de hidrógeno</p> <p>Colaboración técnica internacional</p>	<p>Competencia con potenciales exportadores de hidrógeno y derivados</p> <p>Incertidumbre relacionada con potenciales demandantes (prospectos) y contratos de suministro a largo plazo</p> <p>Incertidumbre en la concreción de los objetivos del Balance Cero de Emisiones 2050 (NZE)</p> <p>Consideraciones de seguridad en relación a la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno y sus derivados sintéticos</p>

Tabla 19 – Análisis FODA para el desarrollo de la economía del hidrógeno en Argentina – Fuente: GIZ, 2023

Argentina tiene diversos recursos naturales en abundancia: vastas tierras fértiles para la agricultura y cadenas alimentarias relacionadas; gas natural; energías solar, eólica e hidroeléctrica; junto con depósitos de litio y uranio. La economía se basa básicamente en la exportación de materias primas tipo *commodities* y la posibilidad futura de exportar moléculas verdes abre una opción muy interesante [GIZ, 2023].

Como cita el informe de la GIZ (2023), en el mediano y largo plazo, Argentina podrá producir grandes cantidades de hidrógeno de bajas emisiones (azul y verde) a bajos costos, gracias a las fuentes de energía eólica, predominantemente en la Patagonia, las de origen solar fotovoltaico en la zona norte y las reservas de gas natural en la zona oeste (Vaca Muerta es la segunda reserva natural de *shale-gas* del mundo).

8.1.1.- Modelo de producción de PtX renovable (PtX Hub International – GIZ)

El PtX Hub International contempla 4 dimensiones interrelacionadas como base de su modelo sustentable para la producción de PtX:

Dimensión Ambiental	Dimensión Económica
<p>Energía</p> <p>Carbono</p> <p>Agua</p> <p>Uso de la tierra</p> <p>Biodiversidad</p> <p>Recursos (materias primas esenciales)</p>	<p>Crecimiento desacoplado</p> <p>Valor agregado local</p> <p>Empleo</p> <p>Matriz energética</p> <p>Innovación, I+D, Transferencia de tecnología</p> <p>Infraestructura</p> <p>Economía circular</p>



Dimensión Social	Gobernanza
Pobreza energética + Acceso Derechos humanos Normas laborales Empleos, habilidades y capacitación Salud y seguridad Transición justa	Situación política Cooperación multisectorial + multinivel Transparencia + Estado de derecho Ambiente de negocios Propiedad Participación de las partes interesadas

En relación a las fuentes de energía, según la administradora del mercado eléctrico argentino (CAMMESA S.A.), existen 9 áreas energéticas en el país y que se muestran en el siguiente mapa (Figura 67):

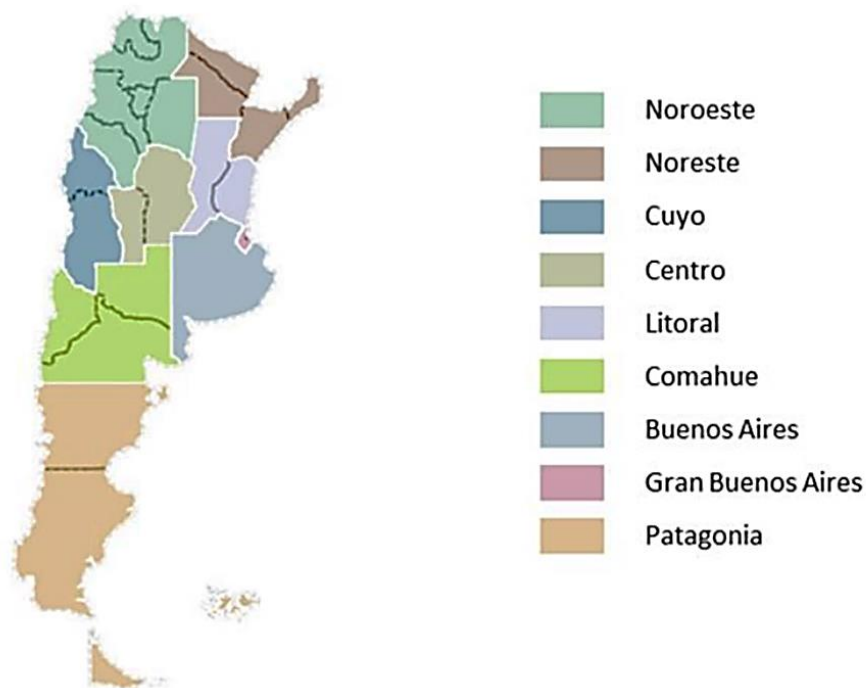


Fig. 67 – Áreas energéticas de la Argentina – fuente: CAMMESA, citado en GIZ, 2023

En cada una de estas áreas existen infraestructuras de generación de potencia convencionales, así como diversas ERNC en función de las distintas variables naturales que predominan en cada zona, como se mostrará más adelante.

Si bien existen diversas tecnologías en uso, las resaltadas en el siguiente listado son las consideradas por el PtX Hub como las más relevantes para el análisis de desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno y PtX renovables:



- **renovables:** hidroeléctrica fuera de ríos y reservorios, **solar (fotovoltaica y de concentración), eólica en costa (onshore)**, biomasa y basura;
- **no renovables:** nuclear, **centrales de gas a ciclo abierto y ciclo combinado, centrales a hidrógeno a ciclo abierto y ciclo combinado**, carbón;
- **almacenamiento y conversión:** **baterías**, hidráulica de rebombeo, **conversión energética a hidrógeno**;
- **transporte:** **transferencias netas de energía entre zonas**, transferencias netas de energía con países vecinos.

Debe tenerse presente que, como se indicara anteriormente, la mayoría de las fuentes de ERNC se encuentran alejadas de los centros de consumo industriales, ubicados en las zonas central y costera (este) de la Argentina [GIZ, 2023].

Sin embargo, la zona de Bahía Blanca cuenta con altos potenciales de generación de energía renovable de tipo eólica principalmente, así como a partir de la biomasa y presenta una mayor cercanía – comparado con la zona patagónica - de esta localidad a los centros de consumo industrial (ubicados sobre la costa este de la provincia de Buenos Aires), junto con la infraestructura desarrollada del puerto de mayor calado de la Argentina (Puertos de Ing. White y Galván) con vistas a la exportación de productos de valor agregado.

Por esta razón, el objetivo de este trabajo de tesis es analizar las características geográficas, disponibilidad de recursos e infraestructuras de la zona de Bahía Blanca para la implantación de un Hub de producción de hidrógeno y productos PtX de acuerdo con las 4 dimensiones del modelo sustentable de H₂ + PtX del PtX Hub Internacional.

8.1.2.- Análisis de escenarios para hidrógeno de bajas emisiones (LCH₂) y PtX en Argentina (GIZ)

En el estudio de escenarios para la descarbonización y ubicación (de hubs) para hidrógeno de bajas emisiones (LCH₂) y PtX en Argentina [GIZ, 2023], el PtX International Hub modelizó un escenario en relación al H₂ que puede resumirse en los siguientes conceptos:

a.- Consumo y demanda actual: se considera una situación constante a lo largo del año, principalmente en base a las necesidades industriales. En 2021, el mercado fue de aproximadamente 331 mil toneladas, concentrada principalmente en cuatro sectores:



- Producción de amoníaco para la producción de fertilizantes
- Producción de metanol, utilizado en la industria petroquímica y la fabricación de biodiesel
- Procesos de hidrotreatmento de la industria del refinado de combustibles
- Producción de hierro esponja

b.- Impulsores de producciones futuras: dentro de los vectores analizados, los impulsores por sector serían:

✓ **Sector industrial:**

- crecimiento de los sectores citados anteriormente, asociados con el crecimiento del PBI,
- sustitución de importaciones especialmente en las industrias del fertilizante y la siderúrgica, donde la tendencia mundial se orienta al consumo de productos más “verdes”,
- uso de hidrógeno para generación de calor a alta temperatura para procesos industriales, aún incipiente pero con perspectivas de desarrollo.

✓ **Sector transporte:** la navegación, junto con la aviación, tienen acotadas las posibilidades de electrificarse para contribuir a la descarbonización global, y esto representa una gran oportunidad para los combustibles verdes basados en el hidrógeno (*e-fuels*). El sector de transporte doméstico está avanzando hacia la movilidad eléctrica; igual que el transporte terrestre carretero, pero también tiene peso el uso del gas natural licuado como alternativa a los combustibles fósiles. Y la Unión Europea ha considerado la posibilidad de uso de combustibles sintéticos en vehículos automotores después del 2035 (https://www.elconfidencial.com/mundo/2023-03-25/europa-alemania-veto-prohibicion-combustion_3599561/).

✓ **Corte de combustibles fósiles:** el estudio citado no contempla el uso del hidrógeno para ser mezclado con los combustibles fósiles.

✓ **Generación de energía:** utilizado en las turbinas a gas, el hidrógeno otorga flexibilidad a los sistemas de generación y representa una opción de almacenamiento de energía.

✓ **Exportaciones:** como resultados de las estrategias de descarbonización global, Argentina tiene la oportunidad de exportar productos PtX (como amoníaco) así como



productos basados en el uso de H₂ verde, como el acero, y aprovechar los ajustes mundiales relacionados con los mecanismos de emisión de carbono. En relación al mercado global del hidrógeno, se prevé una alta polarización con Latinoamérica, Australia, Medio Oriente y el norte de África como exportadores y con la Unión Europea, Japón y Corea como importadores netos.

c.- Producción: relacionada con la producción actual de hidrógeno (basadas en el reformado de metano con vapor o SMR), las tendencias actuales apuntan al desarrollo de las tecnologías acopladas al SMR para la captura del carbono (CCS) – H₂ azul - y la instalación de electrolizadores – H₂ verde – que permitirían reducir los costos totales para satisfacer la demanda local, en paralelo con las capacidades de transporte de energía/hidrógeno entre las distintas regiones y las áreas energéticas (ver Figura 68).

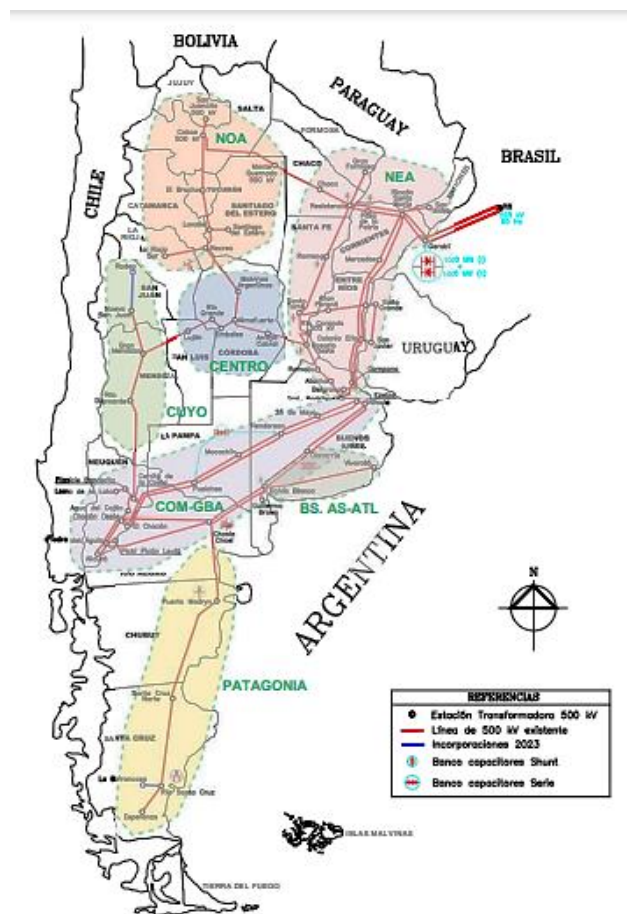


Fig. 68 – Áreas energéticas y sistema de transporte interconectado – Fuente: Cader, citado en www.rionegro.com.ar/energia.



Debe tenerse en cuenta que las capacidades actuales de transporte de **energía eléctrica** del Sistema Interconectado Nacional están saturadas, lo que requeriría inversiones que permitan su expansión [<https://www.rionegro.com.ar/energia/transporte-para-energias-renovables-la-mayor-parte-de-argentina-se-encuentra-al-limite-de-su-capacidad-2338127/>]. La alternativa a esta saturación está en la posibilidad de la infraestructura dedicada, llamada *Off-grid Facility*. La **electrólisis off-grid**, donde se construye y conecta una instalación renovable (eólica y/o solar de potencia) específicamente para la alimentación de los electrolizadores con energía renovable, es una posibilidad para avanzar con el economía del hidrógeno y PtX hasta tanto la infraestructura de transporte actual se incremente [GIZ, 2023]. Por el lado del suministro de gas natural, utilizable para la producción de hidrógeno azul – con captura de carbono -, existe un plan nacional de desarrollo de nueva infraestructura (ver Figura 69), que involucra ocho etapas de expansión, estando la primera de ellas puesta en marcha (gasoducto PNK, 2023). Esta obra aumenta considerablemente el transporte de gas hacia la Pcia. de Buenos Aires; y en la localidad de Salliqueló, este nuevo gasoducto conecta al que llega a Bahía Blanca, ampliando la capacidad de transporte a dicha localidad y su polo industrial [<https://energiaonline.com.ar/las-otras-ocho-obras-que-se-haran-en-el-sistema-de-gasoductos/>].

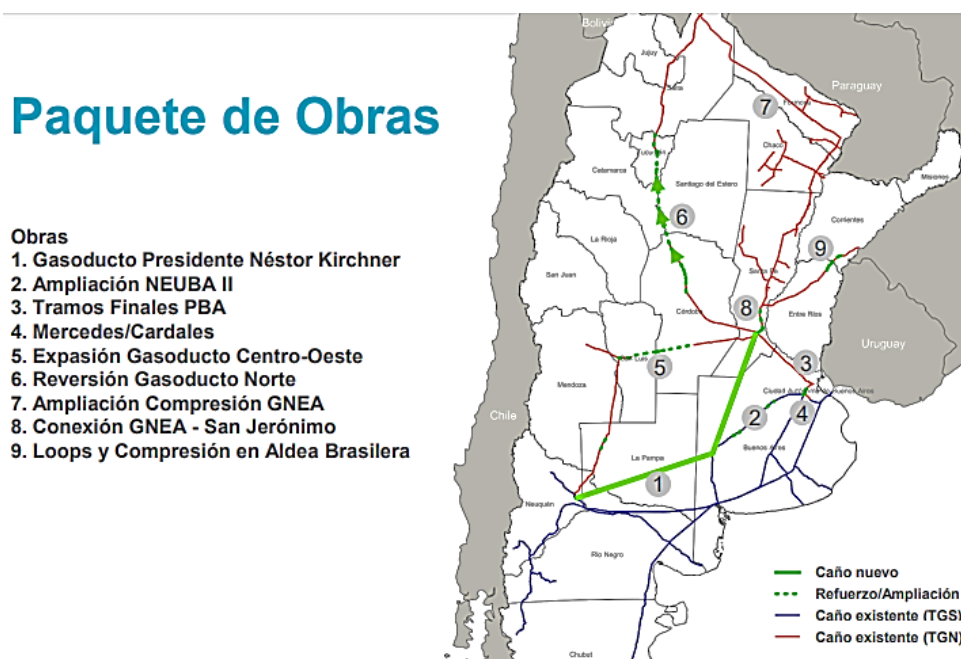


Fig. 69 – Red de gasoductos troncales de Argentina. Fuente: energiaonline.com



d.- Almacenamiento: el almacenamiento en estado gaseoso a presiones elevadas y el criogénico (en estado líquido a muy bajas temperaturas: - 240 [°C]) son las dos tecnologías más maduras internacionalmente a escala comercial.

El **almacenamiento gaseoso**, pensado para condiciones estacionarias, requiere grandes espacios, dado el volumen del hidrógeno aún a altas presiones (700 [bar]); el **almacenamiento criogénico** está considerado para las etapas de transporte, aunque requiere grandes cantidades de energía para lograr este estado y condiciones especiales para el sistema de transporte del mismo (ver Figura 70).

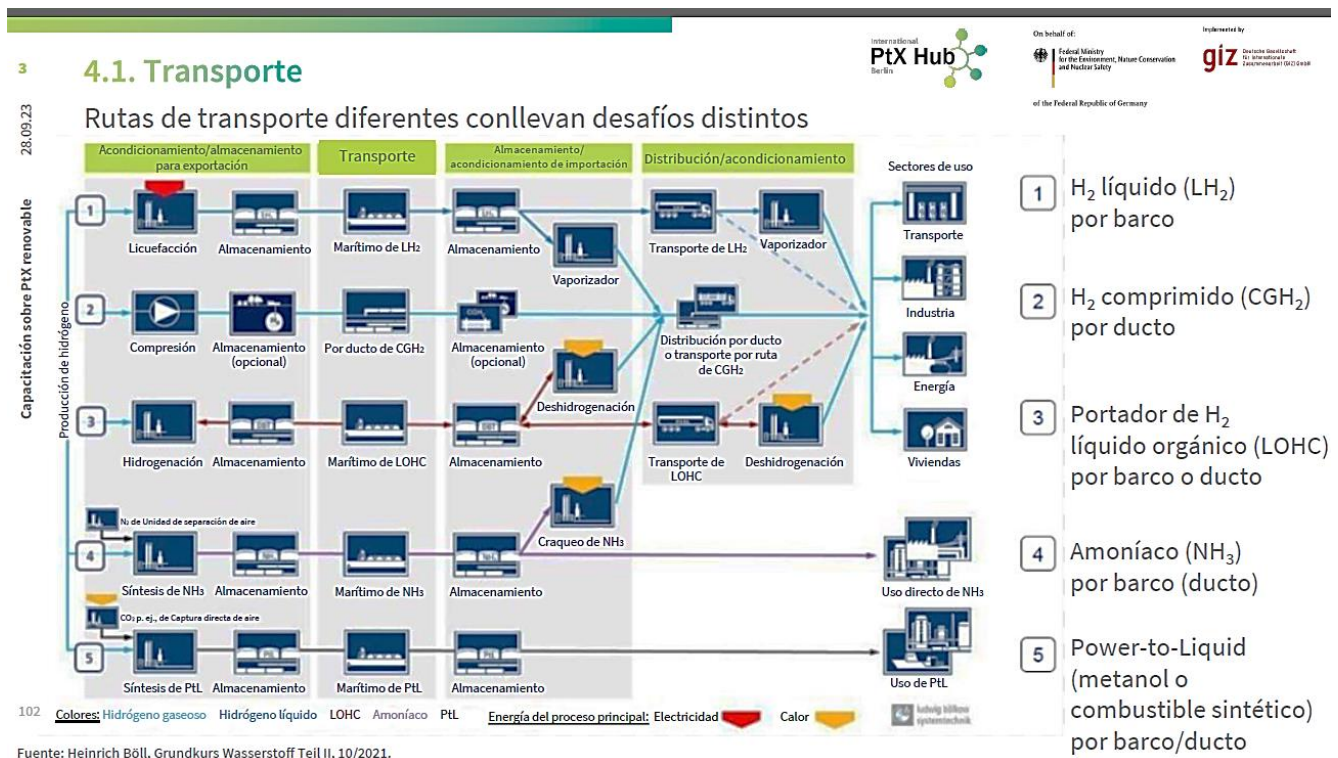


Fig. 70 – Vías de producción, transporte y utilización de hidrógeno – Fuente: Capacitación sobre PtX renovable – GIZ, 2023

El almacenamiento en cavernas de sal (de baja existencia en Argentina) o en pozos depletados de gas/crudo están siendo desarrolladas técnicamente, y aún no se considera que pueda ser adoptada ampliamente [GIZ, 2023].

8.1.3.- Matriz energética argentina y energías renovables – potencial de generación

La matriz energética 2021 de la Argentina muestra que las energías renovables (ERNC) participan con un 10% del total (solar, eólica, minihidráulica y otras renovables) y para el desarrollo potencial de estas fuentes se puede considerar [GIZ, 2023]:

- **Crecimiento estimado:** el potencial de crecimiento se estima en 700 [GW] para eólica y en 6 [TW] (6000 [GW]) para solar.
- **Caracterización regional:** los proyectos eólicos se espera que se desarrollen principalmente en la zona patagónica, en la provincia de Buenos Aires y en la zona del Comahue, donde hay disponibilidad del recurso y áreas de tierra. Para el caso de los solares, las áreas con mayor potencial están en el Noroeste y Cuyo.
- **Límites industriales:** el crecimiento potencial de las fuentes eólica y solar es superior a las capacidades de instalación de las mismas dentro de los próximos 30 años, en función de las actuales tecnologías y capacidades de fabricación y montaje.

En el estudio realizado por Sigal, Leiva y Rodriguez (2014) la distribución de potencialidades de fuentes renovables en territorio argentino plantea consideraciones similares a las del estudio del GIZ (2023), pero tiene en cuenta también el potencial de la biomasa (que es considerada como la fuente más utilizable para la obtención de dióxido de carbono para la obtención de los e-fuels). Este trabajo plantea que la Argentina, dada su extensión territorial y la versatilidad geográfica, tiene un alto potencial de generación de hidrógeno renovable.

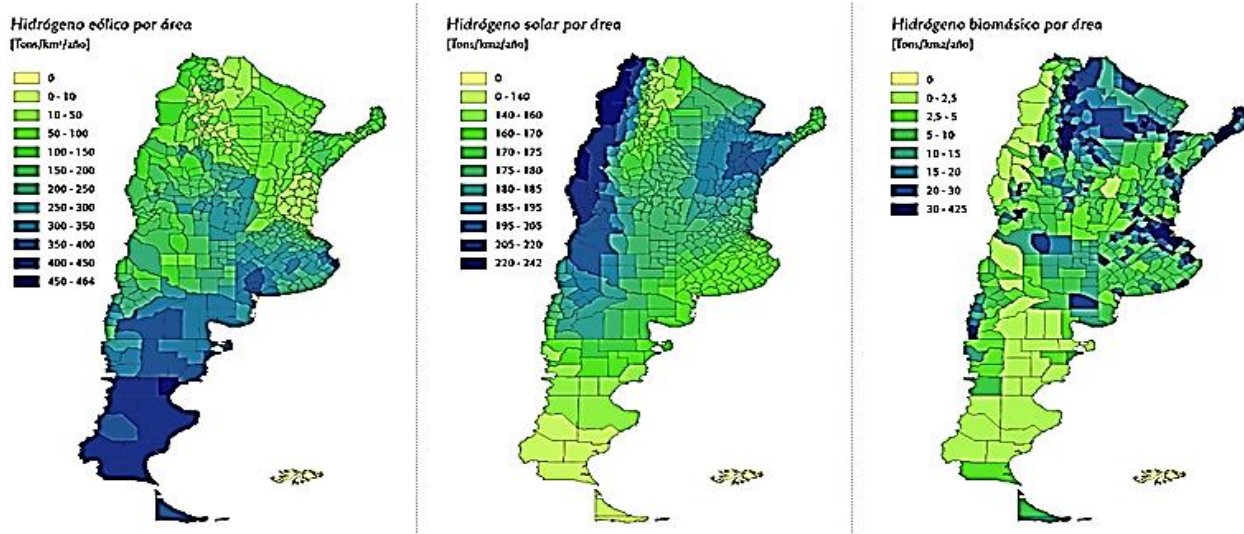


Fig. 71 - Potencial de producción de hidrógeno en Argentina. Fuente: Sigal *et al.*, 2014



Desarrollan diversos mapas con el potencial en forma global y según el recurso renovable que se analice (Figura 71) y considera que el costo del hidrógeno estaría en el orden del doble del costo de la nafta, con la salvedad que 1 kg de H₂ equivale a 4 litros de nafta.

Para la evaluación del recurso eólico, se utilizaron las bases del Sistema de Información Geográfico Eólico – Mapa Nacional Eólico (desarrollado por el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos y el Centro Regional de Energía Eólica de la provincia de Chubut), y para los cálculos se consideraron una tasa de producción electrolítica de 52,5 [kWh/kg H₂] basada en la utilización de turbinas eólicas de marca IMPSA modelo IWP-23 de 2,1 [MW] nominal y considerando que por cada kilómetro cuadrado de tierra podría instalarse hasta 5 [MW] de generación eólica. Para calcular la energía eólica generable, se utilizó la distribución Weibull de cada sitio de generación, integrada a lo largo de la curva de capacidad de dicha turbina eólica. Como resultados, se genera el mapa mostrado más arriba y que muestra a las zonas patagónica y sur bonaerense (Figura 72), junto con la parte sur de la Pcia. de Córdoba, como las de mayor potencial para la electrólisis basada en energía eólica, con valores superiores a los 200 [t/km²/año]:

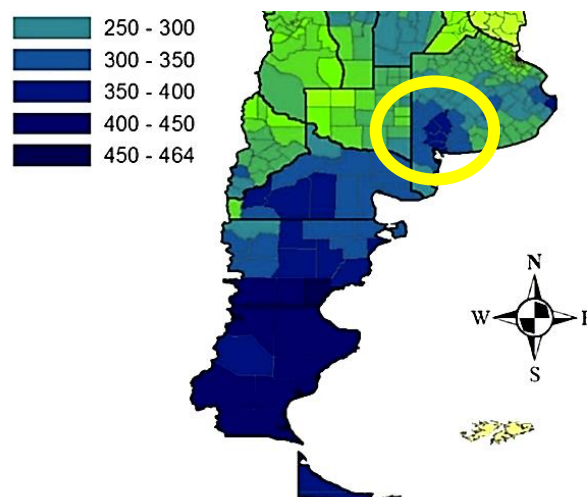


Fig. 72 – Áreas de mayor potencial de energía eólica (se indica resaltada la zona de Bahía Blanca, al sur de la Pcia de Bs As, - Fuente: Adaptada de Sigal *et al.*, 2014

Para el recurso solar, y tomando una eficiencia de producción similar al caso eólico de 52,5 [kWh/kg H₂], se utilizaron las bases de datos del Atlas Solar de Argentina [Grossi Gallegos y Raúl Righini, Universidad Nacional de Luján] y la utilización de paneles fotovoltaicos de 222



[W] de potencia nominal, con una superficie de 1,63 [m²] y una eficiencia de conversión de 13,6%, dando como resultado que las áreas de mayor capacidad de producción de H₂ a base de energía solar se encuentran en las zonas cercanas a la Cordillera de los Andes, desde Mendoza hasta Salta (para la zona de Bahía Blanca, la capacidad estimada no supera las 180 [t/km²/año], ver figura 73).

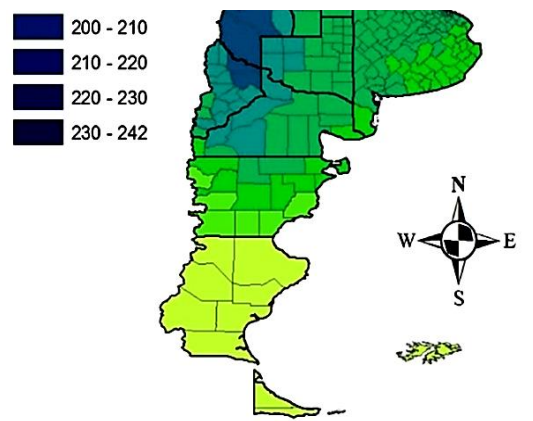


Fig. 73 – Potencial de producción de H₂ vía energía solar - Fuente: Adaptado de Sigal *et al.*, 2014

Por último, para el caso de la biomasa (Figura 74), se utilizaron como referencia análisis espaciales de las producciones y consumos de la misma, desarrollado por la FAO, un equipo interministerial y el INTA, utilizando una metodología denominada WISDOM [*Woodfuel Integrated Supply/Demand Overview Mapping*; FAO, 2009 – citada en Sigal *et al.*, 2014]. El mapa resultante para la zona austral de la Argentina se muestra en la siguiente figura, con valores potenciales para la zona de Bahía Blanca de 15 a 20 [t/km²/año]:

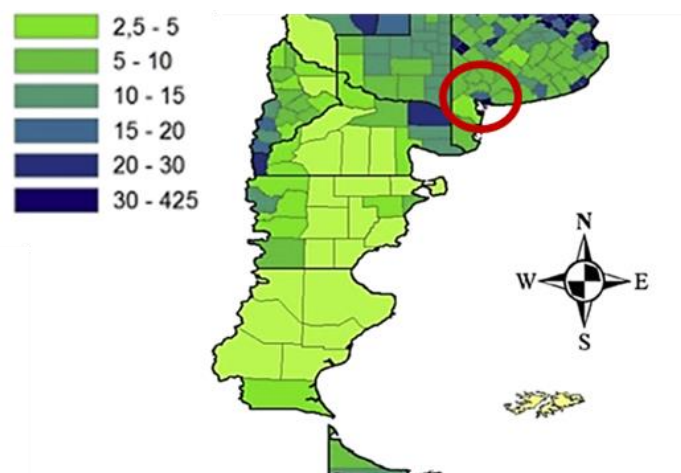


Fig. 74 – Potencial de producción de H₂ basado en biomasa - Fuente: Adaptado de Sigal *et al.*, 2014



Como resultado del análisis desarrollado por Sigal *et al.* (2014), la zona sur del país tiene un gran potencial de desarrollo de hidrógeno renovable basado en eólica; y la zona de Bahía Blanca presenta un potencial adicional de obtención de dióxido de carbono de origen natural (biomásico) que puede utilizarse para la producción de combustibles sintéticos (Figura 75):

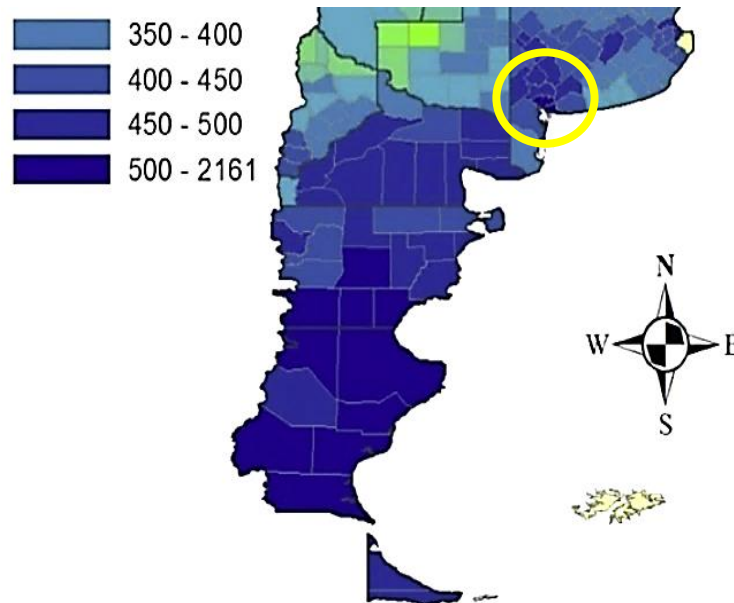


Fig. 75 – Potencial de producción de H₂ renovable - Fuente: Adaptado de Sigal *et al.*, 2014

Los costos nivelados de la energía (LCOE) para las fuentes solar-fotovoltaica y eólica pueden estimarse [GIZ, 2023] de acuerdo con los siguientes gráficos (Figura 76):

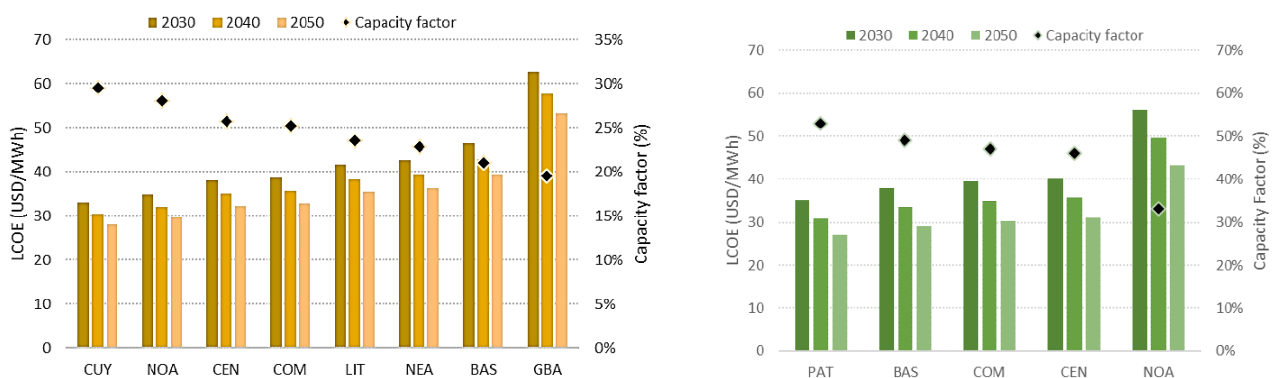


Fig. 76 – Costos nivelados de energía LCOE, según fuente renovable (izq, solar; der., eólica) – Fuente: GIZ, 2023.

Planteadas las proyecciones de producción energética por tipo de tecnología hacia el escenario Net Zero 2050, la GIZ resalta en su informe que las energías renovables, y en



especial la eólica, son más competitivas que sus equivalentes, basadas en gas natural (incluso en ciclo combinados), como se muestra en la Figura 77.

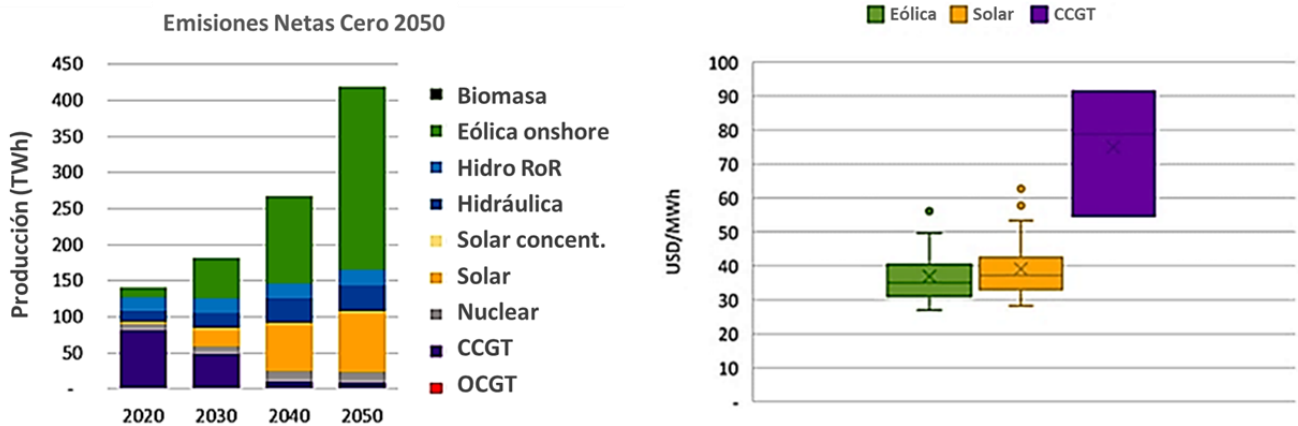


Fig. 77 – Izq: capacidades de generación estimadas; der: costo nivelados de energía – Fuente: GIZ, 2023.

Actualmente, la producción de hidrógeno se realiza mediante el reformado con vapor (SMR) y se estima que para el 2030 irá tendiendo hacia el proceso con captura de carbono (SMR+CCUS) y, posteriormente, al proceso electrolítico (verde, si la energía tomada de la red proviene de fuentes renovables). Con la suficiente participación de las energías renovables en la matriz energética y acompañada por la aplicación de impuestos a la generación de emisiones de carbono (*Carbon Tax*) a partir de 2040 la electrólisis on-grid (tomando energía de la red interconectada) comienza a ser competitiva para desplazar al proceso SMR; esto provocaría una disminución en los valores de venta del hidrógeno producido (y sus derivados) [GIZ, 2023], como muestra la Figura 78 siguiente:

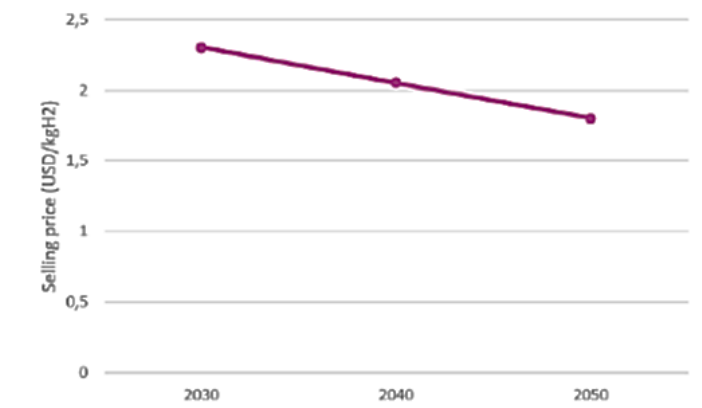


Fig. 78 – Valor de venta del hidrógeno – Fuente: GIZ, 2023



En relación a la producción de hidrógeno desde biomasa y su posterior conversión a combustibles derivados por reacción con CO₂, en el informe de IRENA sobre las perspectivas del H₂ en el marco de la transición energética [IRENA, 2022] se menciona como un tipo de H₂ bajo en carbono al que se produce por gasificación de biomasa con captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés), que puede generar emisiones negativas de CO₂. Se aclara que no se lo incluye en el informe por darse prioridad a otros métodos de producción más desarrollados. El informe de DNV incluye como bajo en carbono al H₂ producido a partir de biogás o biomasa en la tabla 3.1 [DNV, 2022] (Figura 79):

TABLE 3.1
The colours of hydrogen and resulting GHG emissions

	Colour of hydrogen	Feedstock	Production technology	Direct GHG emissions ^a kg CO ₂ e/kg H ₂	Indirect GHG emissions ^b kg CO ₂ e/kg H ₂
Produced using electricity	Green	Renewable electricity, water and/or steam by thermolysis	Electrolysis	-	>0 ^c
	Yellow	Grid electricity, water		-	<1 - 30 Depends on the carbon intensity of the grid mix
	Pink	Nuclear electricity, water		-	>0 ^c
Produced using fossil fuels	Grey	Natural gas	Methane reforming	9 - 11	0.5 - 4
	Brown	Lignite	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Black	Black coal	Gasification	18 - 20	1 - 7
	Blue	Natural gas or coal	Methane reforming with CCS Gasification with CCS	0.5 - 4	0.5 - 7
	Turquoise	Natural gas	Pyrolysis	Solid carbon (by-product)	0.5 - 5
	Green	Biogas or biomass	Reforming with or without CCS Gasification with or without CCS	Possibility of negative emissions with CCS	1 - 3
Other	Red	Nuclear heat, water	Thermolysis	-	>0 ^c
	Purple	Nuclear electricity and heat, water	Thermolysis and electrolysis	-	>0 ^c
	Orange	Solar irradiance, water	Photolysis	-	>0 ^c
	Green	Waste wood, plastic, municipal solid waste	Thermochemical	Possibility of negative emissions with CCS	Not assessed as variables in the value chains are too great to accurately represent the GHG equivalent emissions

Fig. 79 – Colores de hidrógeno y su generación de CO₂ – Fuente: DNV, 2022



La producción de H₂ desde biomasa y bioresiduos ha ganado interés debido a la gran disponibilidad de recursos, y a la madurez de las tecnologías de conversión termoquímicas. Sin embargo, se requiere trabajar en el monitoreo y purificación del hidrógeno, a fin de optimizar el proceso y cumplir con las especificaciones de uso final del mismo [González Martínez, M. *et al.*, 2023].

En el informe ETIP [Ahlström, J. M., 2021] se incluye al H₂ generado a partir de procesos termoquímicos de biomasa con un TRL 7 (demostración del prototipo del sistema en un entorno operativo), Figura 80. Hay pocas plantas a escala piloto para la producción de H₂ desde biomasa, por reformado, gasificación o pirólisis. De acuerdo a la referencia de Bazzanella *et al.* (2019), la gasificación de biomasa debería alcanzar un TRL 9 (Technology Readiness Level) en 2030, correspondiente a una aplicación extensiva [Frauenhofer, 2022].

Table 3. Indicative biomass to hydrogen efficiency and yield for all considered processes.

Fossil	Reference	Efficiency [LHV]	Yield [kgH ₂ /kg feedstock]	Technology Readiness Level (TRL)
SMR (NG)	[14]	N.a	0.019	9
Coal gasification	[14]	N.a	0.023	9
Biological pathways				
Dark fermentation	[63]	0.044	0.066	5
Photo fermentation	[63]	0.049	0.071	4
Electrochemical pathways				
Bio electrolysis	[85]	0.015-0.1	0.059	3
Water Electrolysis (nuclear)	[14]	N.a	0.059	9
Thermochemical pathways				
DFB gasification	[44]	0.061	0.078	7
O ₂ gasification	[49]	0.065	0.1	7
Entrained flow gasification	[44]	0.078	0.086	7
Pyrolysis	[67]	n.a	0.12	7
SCWG	[74]	0.02	0.043	4

Fig. 80 – Estado de avances tecnológico de diversas tecnologías para obtención de H₂ – Fuente: Ahlström, J. M., 2021

El informe de bioenergía de IEA [Binder, M. *et al.*, 2018] analiza dos posibles vías de producción de H₂ por gasificación de biomasa: “*steam gasification*” y “*sorption enhanced reforming*”. Ambas rutas aparecen como promisorias, con eficiencias “biomasa a H₂” hasta



69%, basado en hidrógeno licuado (LHV). El estudio tecnoeconómico resulta en que el H₂ podría venderse hasta 2,7 [EUR·kg⁻¹] (o 79 [EUR·MWh⁻¹]). Se señala la necesidad de contar con políticas de soporte y subsidios gubernamentales, especialmente en los primeros 15 años de desarrollo hasta la madurez del mercado. Al evaluar los encadenamientos productivos señalan que las unidades operacionales de “*upgrading*” ya están probadas y disponibles en el mercado. Finalmente, el espectro de materias primas debería ensancharse en el futuro, para aumentar la flexibilidad del proceso y mejorar la viabilidad económica global.

Como lo plantea el PtX Hub en el análisis de escenarios [GIZ, 2023], la producción de derivados PtX para la demanda local incluye usos del hidrógeno para el refinado de combustibles y sectores industriales específicos como fertilizantes, metanol y la siderúrgica. La posibilidad de reemplazo de importaciones y el crecimiento del PBI se consideran vectores que impulsarán el crecimiento de estas demandas actuales, pero a largo plazo el uso de hidrógeno para el refino se considera que disminuirá notablemente, al electrificarse el transporte doméstico; y al mismo tiempo la utilización de combustibles sintéticos para los transportes pesados (ferroviario, naval, aeronáutico) y los productos PtX se proyectan para ser aplicados en los sectores de transporte naval y aeronáutico, en forma de amoníaco y e-fuels. Sin embargo, se visualiza la necesidad de contar con incentivos para promover su desarrollo (como los impuestos a la emisión de CO₂).

8.1.4.- Zona Bahía Blanca - materias primas disponibles y tecnologías de procesamiento

Resumiendo las características principales de la ciudad, desarrolladas al inicio de este trabajo, se puede plantear que Bahía Blanca:

- ✓ se encuentra en la convergencia de los gasoductos provenientes de las principales cuencas gasíferas. Existen tres centrales de generación termoeléctrica conectadas al SADI que generan 1300 [MW], y también tiene una posición estratégica en la red de transporte de alta tensión,
- ✓ es un nodo vial que conecta al puerto con su zona de influencia a través de seis rutas y una importante red de ferrocarriles,



- ✓ es un punto neurálgico del sector primario en el sudoeste bonaerense, donde concentra y recibe la producción agrícola-ganadera de la región,
- ✓ tiene una zona portuaria (que comprende los puertos de Ing. White y Pto. Galván) de aguas profundas única en el país, para la carga y descarga de productos petroquímicos, inflamables y cereales,
- ✓ cuenta con un importante complejo petroquímico instalado en el área portuaria (el tercero del país) y un parque industrial líder en el interior de la provincia,
- ✓ existen diversos parques eólicos en la zona cercana (3 de ellos a menos de 30 km de distancia).

Basándonos en las dimensiones citadas del Modelo de Producción Sustentable de PtX del PtX Hub Internacional, se analiza cada una de ellas en relación a la zona bajo estudio.

8.1.4.1.- Dimensión ambiental (Figura 81)

Como cita dicho modelo [GIZ, 2023]: “La producción de PtX requiere diferentes insumos: electricidad, agua, carbono, otros materiales. La forma en que se obtienen y gestionan es extremadamente importante para determinar la sostenibilidad ambiental del producto final”.


Dimensión Ambiental	
	La producción de PtX requiere diferentes insumos: electricidad, agua, carbono, otros materiales. La forma en que se obtienen y gestionan es extremadamente importante para determinar la sostenibilidad ambiental del producto final.
Energía + Carbono	El suministro eléctrico de PtX siempre debe ser RENOVABLE + ADICIONAL . Priorizar fuentes de carbono que garanticen un ciclo cerrado de CO ₂ . Limitar y eliminar en forma progresiva el uso de fuentes puntuales industriales.
Agua, Tierra + Biodiversidad	El uso de los recursos hídricos no debe agravar el riesgo hídrico regional. Las plantas desalinizadoras deben respetar estándares estrictos para la gestión de la salmuera. Aunque las tecnologías PtX requieren menos uso de la tierra que otras tecnologías comparables, la energía renovable sí la requiere y deben evitarse las áreas con potencial de biodiversidad.
Recursos + Reciclaje	CRM: Reducción de la demanda de materias primas escasas a través de estrategias de prevención, extensión de la vida útil y reciclaje.
Riesgos de contaminación + Seguridad	La producción, el transporte y el almacenamiento de PtX deben respetar estrictos estándares de seguridad y de no contaminación. Las emisiones vinculadas al transporte y el almacenamiento deben incluirse al evaluar la huella de carbono de PtX.

Fig. 81 – Dimensión ambiental del modelo sustentable PtX – Fuente: GIZ, 2023



a) Dimensión Ambiental – Variable: Energía y carbono

- ✓ **El suministro eléctrico de PtX siempre debe ser RENOVABLE + ADICIONAL. Priorizar fuentes de carbono que garanticen un ciclo cerrado de CO₂. Limitar y eliminar en forma progresiva el uso de fuentes puntuales industriales.**

a.1.- Energía eléctrica renovable

Tomando como base los estudios de potencialidad desarrollados por Sigal *et al.*, (2014) podemos plantear que Bahía Blanca tiene un alto potencial relacionado principalmente con la energía eólica para la generación de potencia necesaria, así como con la biomasa como fuente de carbono renovable.

Potencial Eólico BB	Potencial Biomasa BB	Potencial generac. H ₂ BB
350 – 400 [t/km ² /año]	15 – 20 [t/km ² /año]	400 – 450 [t/km ² /año]

Aprovechando el potencial eólico, en la zona cercana al municipio existen actualmente 11 parques eólicos (Figura 82) que aportan energía a la red nacional. Según datos de CAMMESA detallados en Di Prátula *et al.* (2023) e informes de Cammesa [<https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable>] la generación anual de potencia eólica y los factores de carga son (Tabla 20):

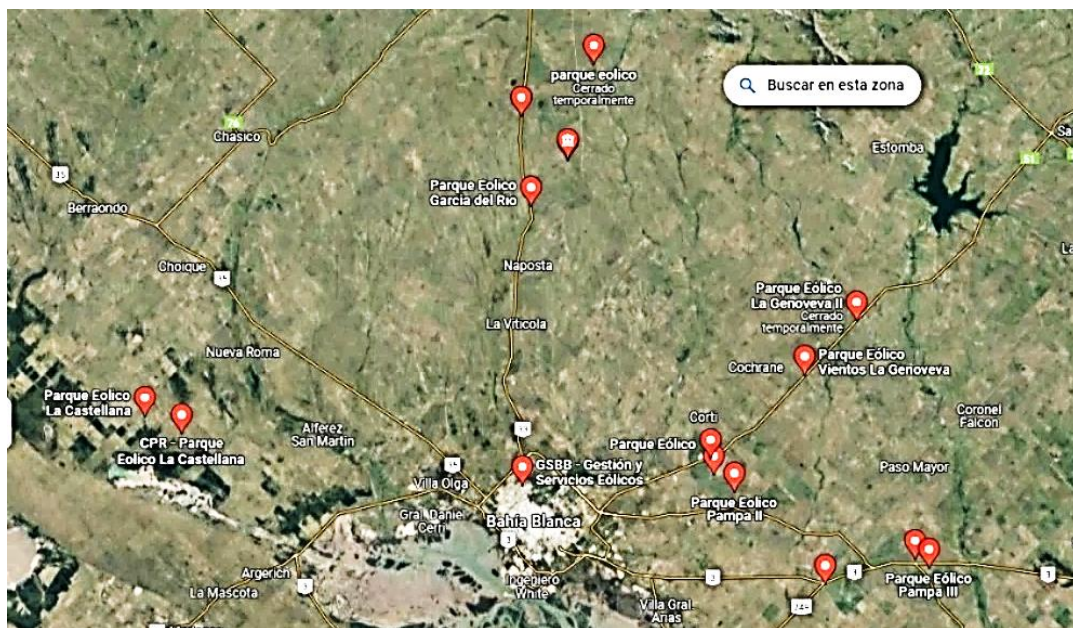


Fig. 82 – Ubicación de parques eólicos en la zona de Bahía Blanca – Fuente: Google Maps

Parques eólicos en el Partido de Bahía Blanca							
Denominación	Potencia Nom. [MW]	Año 2020		Año 2021		Año 2022	
		Pot. Med.	F.C.	Pot. Med.	F.C.	Pot. Med.	F.C.
Corti (Cebreiro)	100	46,5	46,6	41,9	41,9	44,6	44,6
La Genoveva I	88,2	37,3	43	42,8	48,6	44,6	50,6
La Genoveva II	41,8	21,7	51,9	20,4	48,9	21,8	52,1
García del Río	10	5,7	57	5,3	53,2	5,3	53,3
Pampa Energía	50,4	23,6	46,8	24,5	48,6	26,3	52,2
Parques eólicos cercanos a Bahía Blanca (distancia menor a 50 km)							
Denominación	Potencia Nom. [MW]	Año 2020		Año 2021		Año 2022	
		Pot. Med.	F.C.	Pot. Med.	F.C.	Pot. Med.	F.C.
La Castellana I	100,8	49,8	49,4	47,5	47,1	49,3	48,9
La Castellana II	15,2	8,37	55,3	7,72	50,8	7,1	46,4
La Energética I y II	100	44,4	44,4	50,1	50,1	51,6	51,6
Mataco y San Jorge	203,4	86	24,7	110,5	54,11	105,1	51,7
De la Bahía / Pampa Energía III	50,4	27,6	54,8	24,5	57,9	28,5	56,5

Tabla 20 – Potencia instalada y capacidades de carga de parques eólicos cercanos a Bahía Blanca

Referencias - Pot. Med.: potencia media medida [MW] / F.C.: factor de carga

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Cammesa y Di Prátula *et al.* (2013)



Haciendo la sumatoria de las potencias desarrolladas en 2022 tanto por los parques eólicos del partido como aquellos cercanos a menos de 50 km de distancia (y asumiendo que el 100% estuviese destinado a la electrólisis, a una tasa de conversión de 52,5 [kWh/kg H₂] según lo reportado por Sigal *et al.* (2014) - citado también en CGPBB *et al.* (2023) -, se podrían generar aproximadamente unas **62.300 [t H₂/año] de tipo electrolítico** (Tabla 21) [Nota: para el cálculo de las horas anuales disponibles para generación se consideran tiempos fuera de servicio (entre paradas de mantenimiento y paradas imprevistas) equivalentes a 10 días calendario por parque]:

Ubicación de los parques eólicos	Potencia Generada Media [MW]	Total de horas anuales de generación [Nota (2)]	Energía Generada Media anual [GWh]	Producción anual de H ₂ electrolítico [t H ₂]
Partido de Bahía Blanca	142,6	8520	1214,95	23.141,9
A menos de 50 km	241,6	8520	2058,43	39.208,2

Tabla 21 – Potencial de generación de H₂ electrolítico en Bahía Blanca – Fuente: elaboración propia

Si se considera la superficie del partido de Bahía Blanca (2.300 [km²]) y el potencial de generación de hidrógeno vía recurso eólico planteado por Sigal *et al.* (2014) en 350 – 400 [t/km²/año], se puede plantear que la máxima producción potencial de hidrógeno electrolítico podría rondar las 920.000 [t H₂/año], por lo que existe mucho potencial para la generación de este tipo de hidrógeno.

Debe tenerse presente que la ubicación de los parques eólicos requiere que la potencia sea transmitida hasta la planta de producción electrolítica y que la capacidad de transporte hacia el nodo Bahía Blanca se encuentra saturada; por lo que una opción de utilización de estas fuentes renovables requiere que sea del tipo **off-grid**, lo que también cumpliría con la premisa de **potencia adicional** planteada por el Ptx Hub.

En relación con la producción de **bio-hidrógeno desde el biogás** (obtenido por transformación de la biomasa o derivado del tratamiento de residuos orgánicos y lodos), el trabajo de análisis desarrollado por CGPBB *et al.* (2023) considera un potencial de producción de unas **3.400 [t H₂/año]**, y se muestra en la Tabla 22 siguiente:



Tabla 3.2: Producción potencial de hidrógeno a partir de biogás.

		Consumo CH ₄ (Nm ³ /h)	Producción máxima (ton H ₂ /año)	Producción real (ton H ₂ /año)	kg H ₂ real/ Nm ³ alim
E5	Resener I	225 (9.000*)	647	356	0,119
E6	RSU+lodos BB	976 (35.160*)	2.809	1.545	0,132

* Alimentación Biogás (Nm³/día)

Tabla 22 – Producción potencia de H₂ a partir de biogás – Fuente: CGPBB *et al.* (2023)

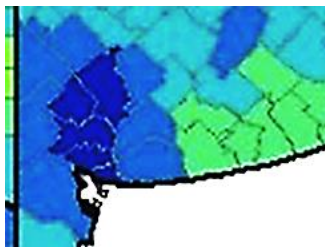

Si se considera la superficie del partido de Bahía Blanca (2.300 [km²]) y el potencial de generación de bio-hidrógeno planteado por Sigal *et al.* (2014) en 15 a 20 [t/km²/año], se puede plantear que la máxima producción potencial de biohidrógeno podría rondar las 46.000 [t H₂/año].

En resumen, de las estimaciones de producción a nivel del partido de Bahía Blanca (Tabla 23), partiendo de las capacidades de generación actuales y las estimaciones planteadas por Sigal *et al.* (2014), la zona de Bahía Blanca presenta un alto potencial para la generación de hidrógeno renovable (debe tenerse presente que el potencial de obtención de hidrógeno electrolítico es 20 veces mayor al potencial del H₂V biogénico):

Fuente de producción	Según capacidades actuales	Según estimaciones potenciales (Sigal <i>et. Al.</i> 2014)
Recurso eólico	62.300 [t H ₂ /año]	920.000 [t H ₂ /año]
Biomasa/biogás	3.400 [t H ₂ /año]	46.000 [t H ₂ /año]

Tabla 23 – Producción potencial de H₂ renovable zona Bahía Blanca – Fuente: Elaboración propia

Este potencial puede incrementarse si se consideran las superficies de aquellos partidos cercanos a Bahía Blanca, con potenciales eólico y biomásico según lo reportado por Sigal *et al.* (2014):

Potencial eólico (350 – 400 [t/km ² /año])	Potencial biomásico (2,5 – 5 [t/km ² /año])
 <p>(Bahía Blanca) Puerto Rosales Tornquist Saavedra Cnl. Suárez</p>	 <p>Cnel Dorrego Cnel Pringles Tornquist Saavedra Cnl. Suárez Puan</p>

a.2.- Fuentes de carbono

Tal como se plantea en el modelo sustentable de PtX [GIZ, 2023], las fuentes de obtención del carbono pueden ser (ver Figura 83):

- ✓ (captura) directa del aire – DAC –
- ✓ de la biomasa
- ✓ de fuentes puntuales industriales o geológicas

CARBONO	Fuentes	Ciclo cerrado del carbono	Costos	Madurez tecnológica	Escalabilidad	Cuestiones de sostenibilidad
	Aire (DAC)	✓	Altos hoy 400 US\$/ton	Baja	Alta	<ul style="list-style-type: none"> • Debe alimentar con ER • Gestión del uso de la tierra
	Fuentes biogénicas	✓	Bajos, pero depende de la disponibilidad regional	Alta	Depende	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo del uso de la tierra (Indirect Land Use Change) • Riesgo de la biodiversidad
	Fuentes puntuales industriales (CCU)	X	Bajos 15-25 US\$/ton para flujos concentrados 40-120 US\$/ton para cemento o EE	Media Alta	Se reduce con el tiempo	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de bloqueo (para tecnologías fósiles) • Trayectorias de eliminación gradual • Contratos solo con industrias altamente eficientes y difíciles de electrificar

Fig. 83 – Estado del arte de las tecnologías de captura de carbono – Fuente: GIZ, 2023

Teniendo presente que cuanto más corto sea el ciclo de gestión del carbono, menor es la cantidad de moléculas de compuestos de carbono que permanecen en el aire, la tecnología de captura directa del aire (DAC) sería la más recomendable de aplicar en cercanías de fuentes emisoras de CO₂, pero por su nivel de desarrollo es aún una tecnología cara; mientras que las fuentes biogénicas o la captura de las fuentes puntuales presentan costos menores y cierta variabilidad para el caso de las fuentes biogénicas.

Cada una de las tecnologías presenta riesgos relacionados con la sustentabilidad, según se muestra en el cuadro anterior.

La biomasa, en paralelo al potencial de generación del H₂ renovable, puede aportar **carbono biogénico capturable** para ser utilizado luego en la producción de combustibles sintéticos, a razón de 0,75 [kg] de C por cada kg de metano (CH₄) por su composición química.

Diversa literatura consultada [Velmurugan et al., 2014; Merlín, G. y Boileau, H., 2013; Frühauf, S., 2015] plantea que la capacidad de producción de biogás depende del tipo de biomasa utilizada y de su porcentaje de humedad:



- 1 [kg] de biomasa de residuos animales produce entre 0,04 y 0,06 [m³] de biogás,
- 1 [kg] de biomasa lignocelulósica produce entre 0,20 a 0,50 [m³] de biogás.

Independientemente del tipo de fuente, se considera que del biogás obtenible el porcentaje de metano (CH₄) es entre 45% y 70%, mientras que el CO₂ tiene una participación del 25% al 45% del total del volumen generado.

Se puede realizar una estimación de la capacidad potencial de obtención de CO₂ a partir de la biomasa para la zona de Bahía Blanca. Tomando como referencia el trabajo de Sigal *et al.* (2014) sobre la potencialidad de generación de H₂ renovable (potencial de hidrógeno biomásico para Bahía Blanca: 15 [tH₂/km²/año] y una tasa de conversión de 13 [kg] de biomasa seca (BS) por 1 [kg] de H₂V), puede estimarse que la tasa de procesamiento de biomasa en 195 [tBS/km²/año].

Dado que la fuente lignocelulósica presenta una mayor tasa de conversión a biogás, considerando una tasa media de 0,35 [m³ biogás/kg BS] se podría estimar una capacidad de generación de dióxido de carbono de 23.888 [m³CO₂/km²/año], equivalentes a 47,3 [t CO₂/km²/año].

Aplicado al partido, que tiene una superficie de 2300 [km²], el potencial de generación de CO₂ biogénico resulta en un total anual de 108.790 [tCO₂/año] o 0,11 [MtCO₂/año].

En relación a la **captura de dióxido generado en forma industrial** (de fuentes puntuales), el estudio realizado por el GCPBB *et al.* (2023) plantea para la zona de Bahía Blanca tres posibles fuentes de captura:

- ✓ centrales termoeléctricas (2,07 [MtCO₂/año] de generación),
- ✓ procesos industriales - Cía Mega S.A. y T.G.S. S.A., procesamiento de gas natural; Profertil S.A., producción de urea - (1,18 [MtCO₂/año] de generación), y
- ✓ combustión de fuel-gas (2,52 [MtCO₂/año] de generación),

pero sólo la corriente de procesos tiene presión parcial suficiente para poder ser capturado en forma eficiente (5,95 [bar]).

Resumiendo, las posibles fuentes de dióxido de carbono presentan las siguientes capacidades anuales:

- **Origen biogénico: 0,11 [MtCO₂/año].**
- **Origen industrial: 1,18 [MtCO₂/año].**



Estos efluentes de carbono deberían ser capturados y almacenados, para luego ser transportados al lugar de procesamiento posterior. Ejemplos de estos procesos se muestran más adelante.

Dentro de la dimensión ambiental, otras de las variables a considerar son las relacionadas con el uso del recurso agua, la tierra y la biodiversidad

b) Dimensión Ambiental – Variable: Agua, Tierra + Biodiversidad:

- ✓ ***El uso de los recursos hídricos no debe agravar el riesgo hídrico regional. Las plantas desalinizadoras deben respetar estándares estrictos para la gestión de la salmuera. Aunque las tecnologías PtX requieren menos uso de la tierra que otras tecnologías comparables, la energía renovable sí la requiere y deben evitarse las áreas con potencial de biodiversidad.***

b.1.- Recurso agua y huella hídrica (ISO 14046)

Por la ecuación estequiométrica de la descomposición del agua en H₂ y O₂, por cada kg de hidrógeno generado se consumen 9 kilogramos de agua; en la práctica, se requieren 12 a 13 [kg] de líquido para cada [kg] de gas; o un estimado de 5 [m³/día] de agua por cada MW de potencia de electrolizador instalado.

Estas condiciones operativas pueden generar un estrés hídrico en zonas donde la disponibilidad del recurso líquido es baja (o cuando sea un tema de sensibilidad social, como lo es en la ciudad de Bahía Blanca, por la utilización de este recurso por parte de las empresas del Polo Petroquímico).

Dentro de las distintas tecnologías disponibles para la obtención de un suministro para su posterior tratamiento (previo a la electrólisis) están:

- el uso de aguas superficiales o de tipo pluvial,
- el uso de efluentes locales y/o industriales (agua de reuso),
- la desalinización del agua (por medios fisicoquímicos o solares),
- la captura directa de la humedad del aire, captándola como subproducto del DAC.

Aguas superficiales: en el caso de Bahía Blanca, la ciudad no cuenta con aguas superficiales cercanas (el suministro de agua de la ciudad se toma del dique artificial “Paso de las Piedras”, ubicado a 60 km de la ciudad y construido en los años 1969-1975 con el



objetivo primordial de garantizar la provisión de agua potable y de consumo industrial a las poblaciones de los partidos de Bahía Blanca y Coronel Rosales).

Pero sí cuenta con la posibilidad de tomar agua de pozo de los acuíferos que circulan por debajo del partido, en el sentido hacia el mar [Bonorino *et al.*, inédito - <https://bahia blanca.conicet.gov.ar/boletin/boletin29/index87e4.html>]. Como se indica en dicho artículo, los acuíferos se encuentran a escasos metros de profundidad en la ciudad de Bahía Blanca (de 2,5 a 10 metros), más profundo en la zona norte (entre 40 y 50 metros) y a profundidades intermedias hacia la zona de las Sierras de la Ventana. Sus aguas se encuentran saturadas de materiales constituidos por arenas y limos y conforman el nivel freático de la región.

Desde el punto de la calidad química de las aguas subterráneas, las situadas en la zona urbana de Bahía Blanca son de mala calidad pues, además de estar naturalmente salinizadas, están contaminadas por vertidos de pozos ciegos y, en algunos sectores, industriales; por lo que no pueden utilizarse para la bebida humana. Sin embargo, y en contraste con esta situación, en las zonas cercanas se encuentran acuíferos con aguas de excelente calidad química para abastecimiento humano.

Estas condiciones de las aguas freáticas hacen que sea necesario desalinizarlas o tratarlas desde la perspectiva sanitaria para obtener un agua de calidad similar al agua de proceso (aunque no necesariamente potable, para consumo).

Las tecnologías aplicables a estos procesos abren las posibilidades a la utilización de otras dos fuentes de suministro de aguas:

- **Desalinización del agua de mar:** estando Bahía Blanca ubicada en un frente costero marítimo, es aplicable un proceso similar al que se realiza en las ciudades de Caleta Olivia, Caleta Córdova y Puerto Deseado, pero destinado a la producción de agua de proceso. La sustentabilidad de este tipo de proceso radica en la utilización de energías renovables para la operación de las plantas y una correcta gestión de la salmuera de descarte de la planta.
- **Tratamiento de aguas residuales para el uso industrial:** como se cita en [Schimdt, P. y Sartor, A., 2017] el reúso de aguas residuales se ha convertido en una opción para analizar entre las alternativas de nuevas fuentes, y en este sentido se ha avanzado en el

desarrollo de tecnologías para asegurar su calidad final. Esto permite liberar agua dulce para consumos más sensibles (residencial); y la reutilización de los efluentes urbanos además evitaría fuentes de contaminación del estuario de Bahía Blanca en las condiciones actuales, con aportes de materiales orgánicos y metales pesados (obra citada). Ejemplos de estos proyectos de tratamiento pueden encontrarse en la Pcia. de Mendoza y en la ciudad de Puerto Madryn [Blazquez P. y Montero, C., 2010]. El volumen estimado de recuperación potencial ronda los 30.000 [m³/día] de efluentes y un criterio adicional de sustentabilidad radica en el consumo de energía eléctrica renovable para la operación de la planta.

Existe la posibilidad técnica de acoplar un biodigestor de los lodos que se generan en una planta de tratamiento de aguas residuales (Figura 84), con el fin de obtener biogás (que posteriormente podría utilizarse para obtener biometano y carbono residual reutilizable para la producción de PtX).

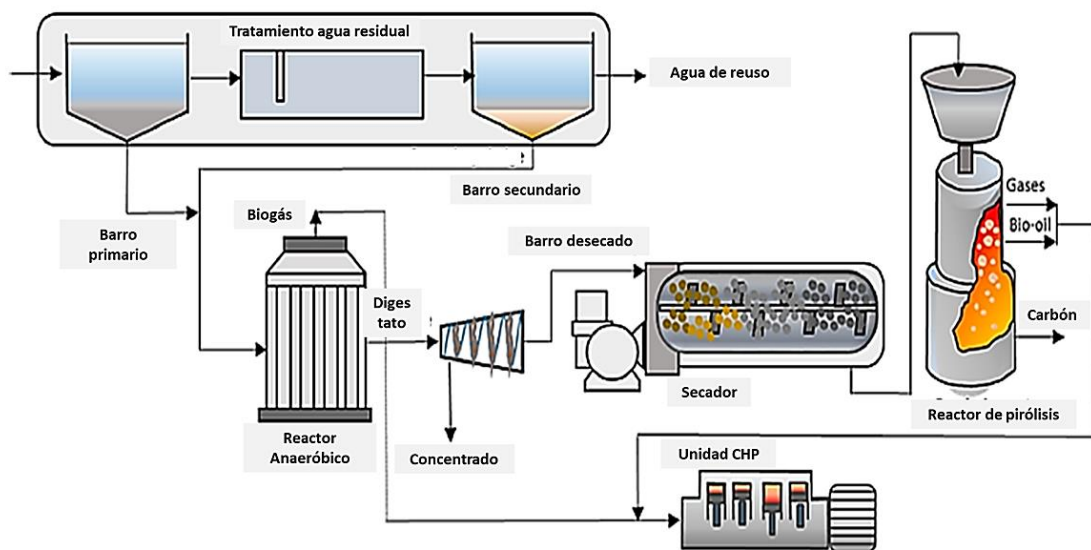


Fig. 84 – PTAR con procesos de biodigestión y pirólisis de sólidos integrada – Fuente: Sevillano *et al.*, 2021

Para los digestores, se utilizan agitadores con hélices de alto rendimiento y se pueden instalar trituradores antes de los digestores anaeróbicos con el fin de acondicionar los lodos antes de la digestión, mejorando así la homogeneización de la biomasa y protegiendo a los equipos aguas abajo.



Se han desarrollado alternativas para aumentar la eficiencia del proceso de digestión y así optimizar la producción de energía, a través de la integración de la conversión térmica a través de la pirólisis de la fracción sólida del digestato (residuo que queda en el reactor tras la gasificación) o de la fracción inorgánica de la corriente de alimentación al biodigestor. Esto es muy adecuado para plantas centralizadas de tratamiento de aguas que no cuentan con espacios para el vertido de los digestatos [Milani *et al.*, 2014; citado en Sevillano *et al.*, 2021].

b.2.- Recurso tierra y biodiversidad

Desde la perspectiva de las energías de origen solar (eólica y fotovoltaica) la superficie que ocupan las instalaciones de generación no son una variable altamente sensible; ya que si bien un aerogenerador demanda en su entorno una superficie de aproximadamente 1 [ha], este espacio puede seguir siendo utilizado para la actividad agrícola-ganadera, liberando los pasos hacia los generadores (por cuestiones de mantenibilidad). Por el lado de los parques solares FV, la superficie es incluso menor para la misma magnitud de potencia generada y habitualmente se ubican en zonas desérticas, donde la incidencia del recurso solar es más alta.

La utilización de la biomasa para la producción de biogás y posterior generación de H₂ y C es la fuente primaria que mayor afectación podría tener en el uso del recurso tierra, pero en muchos de los casos consultados en la literatura, se estima la factibilidad de obtener biogás en la zona de interés, a partir de residuos industriales y residuos orgánicos urbanos y su potencial conversión a hidrógeno a través de cálculos similares a los aplicados para el gas natural [CGPBB *et al.*, 2023].

Las otras dos variables a considerar dentro de la dimensión ambiental del modelo sustentable de PtX son:

c) Dimensión Ambiental – Variable: Recursos + Reciclaje

- ✓ **Reducción de la demanda de materias primas escasas (tierras raras y materiales críticos esenciales – RCM -) a través de estrategias de prevención, extensión de la vida útil y reciclaje.**



Estas variables están fuera del alcance de este análisis, ya que estos materiales son consumidos y gestionados por los proveedores de tecnología (electrolizadores, por ejemplo) y sólo son gestionables por el usuario al momento de su reciclado o extensión de vida útil.

d) Dimensión Ambiental – Variable: Riesgos de contaminación + Seguridad

✓ **La producción, el transporte y el almacenamiento de PtX deben respetar estrictos estándares de seguridad y de no contaminación. Las emisiones vinculadas al transporte y el almacenamiento deben incluirse al evaluar la huella de carbono de PtX.**

Para estas variables, las industrias del Polo Petroquímico y del Puerto de Bahía Blanca cuentan con vasta experiencia en la gestión integral de combustibles y derivados, por lo que no representaría un mayor obstáculo de ser cumplible, debiéndose focalizar específicamente en cuestiones relacionados con el manejo de hidrógeno (una planta del Polo tiene experiencia relacionada, dado que genera H₂ a partir del gas natural).

8.1.4.2.- Dimensión económica (Figura 85)

En relación a esta dimensión, el modelo [GIZ, 2023] plantea: “La producción y la comercialización de PtX deberían contribuir a mejorar el bienestar económico”:

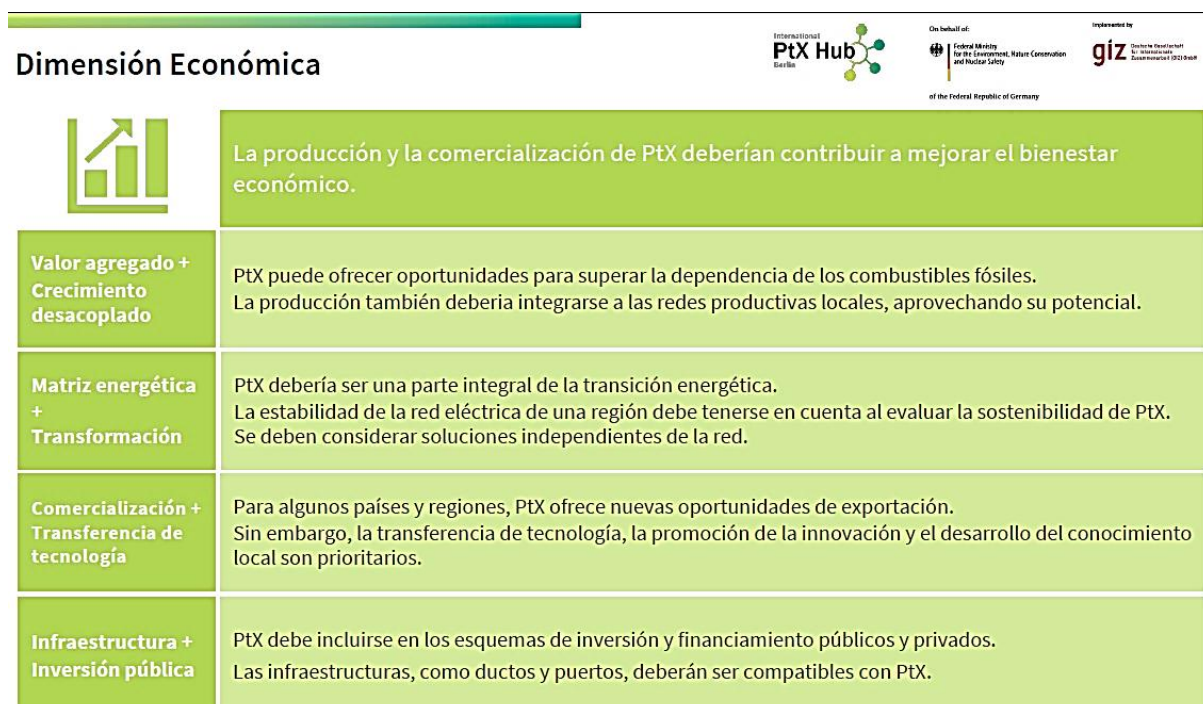


Fig. 85 – Dimensión económica del modelo sustentable PtX – Fuente: GIZ, 2023



Analizando las distintas variables de esta dimensión, se tiene:

a) Dimensión Económica – Variable: Valor agregado + Crecimiento desacoplado.

- ✓ **PtX puede ofrecer oportunidades para superar la dependencia de los combustibles fósiles. La producción también debería integrarse a las redes productivas locales, aprovechando su potencial.**

a.1.- Valor agregado:

La producción de hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos permiten aumentar el valor agregado de las producciones y exportaciones de bienes de aquellos países con alto potencial de generación de energías renovables. Asimismo, permite la integración de las áreas rurales cercanas a las plantas de procesamiento a la cadena productiva, ayudando a mejorar la capacidad productiva, la calidad técnica del capital humano y el aumento del nivel de ingreso general. Los indicadores económicos, como el P.B.I., sólo presentan información desde la perspectiva económica, pero más allá de estos indicadores económicos hay otros aspectos que hacen a la calidad del crecimiento de las personas y su calidad de vida.

a.2.- Crecimiento desagregado:

Desde una perspectiva climática sustentable, es fundamental lograr el “desacople” entre el crecimiento económico del consumo energético y las emisiones de gases de efecto invernadero. Según lo expresado en [GIZ, 2023] pueden darse dos clases de desacople:

- ✓ Desacople relativo: la variable ambientalmente relevante es positiva, pero menor que la tasa de crecimiento de la variable económica.
- ✓ Desacople absoluto: variable ambientalmente relevante es estable o decreciente mientras el motor económico está creciendo.

Para lograr la carbono-neutralidad el desacople relativo (llamado también “*weak decoupling*”) no resulta suficiente, ya que es necesario reducir el balance de las emisiones de los GEI a cero (“*Net Zero*”), lo que lleva al desacople absoluto (o “*Strong decoupling*”).

Así, para países en desarrollo y economías emergentes, el hidrógeno y los combustibles PtX en particular pueden ofrecer grandes oportunidades para dar un salto hacia adelante para el desarrollo de economías intensivas en energía basadas en fuentes no fósiles [GIZ, 2023].



b) Dimensión Económica – Variable: Matriz energética + Transformación

- ✓ ***PtX debería ser una parte integral de la transición energética. La estabilidad de la red eléctrica de una región debe tenerse en cuenta al evaluar la sostenibilidad de PtX. Se deben considerar soluciones independientes de la red.***

Las evaluaciones sobre la sustentabilidad para la producción de H₂ y PtX deben tener presente la matriz energética de cada país, la disponibilidad de las diversas fuentes de energía y la dependencia a las mismas, si las mismas provienen de fuentes locales o deben ser importadas.

Por lo tanto, los objetivos de transformación energética y los compromisos de reducción del carbono pueden ser variables entre países [GIZ, 2023]. El análisis de la cadena de valor del H₂ y PtX deben considerar las posibilidades de consumo interno así como la de exportación de los mismos.

Cuanto más integrada esté la cadena de valor del H₂ + PtX a la matriz energética del país, mayores serán las posibilidades de desarrollo de la misma y el crecimiento económico del país.

Tal como se comentó anteriormente, el mayor combustible utilizado en Argentina es el gas natural, dada la disponibilidad y reservas futuras del mismo (sobre todo en el área de Vaca Muerta). Esta condición de la matriz permite el desarrollo en el corto plazo de la cadena de valor del “hidrógeno de bajas emisiones”, en base al hidrógeno azul o el hidrógeno turquesa, para luego girar hacia el hidrógeno y PtX renovables cuando la disponibilidad de energía renovable sea suficiente para dejar de lado el uso del gas natural, y permite lograr el concepto de “energía adicional y renovable” de la Dimensión Ambiental antes desarrollada.

c) Dimensión Económica – Variable: Comercialización + Transferencia de tecnología.

- ✓ ***Para algunos países y regiones, PtX ofrece nuevas oportunidades de exportación. Sin embargo, la transferencia de tecnología, la promoción de la innovación y el desarrollo del conocimiento local son prioritarios.***

Las Estrategias de Desarrollo Nacional y de Acciones de Mitigación Climáticas, permiten a los países con alto potencial de producción de hidrógeno y PtX definir la estrategia de desarrollo y comercialización de los derivados, balanceando entre las necesidades de



consumo interno, los requerimientos internos de cambios en la matriz energética (abandonando las fuentes fósiles) y las posibilidades/oportunidades de exportación.

Cuestiones relacionadas con la logística de almacenamiento y transporte del hidrógeno y derivados PtX conllevan cuestiones tanto técnicas como económicas; y deben ser consideradas según los mercados a los que se pretende llegar con estos productos.

El desarrollo de un mercado global del H₂ + PtX requiere no sólo la definición de las formas y medios de intercambio (tanto físicos como digitales) sino también la transferencia de tecnologías y conocimientos técnicos hacia los países productores potenciales (muchos de ellos, en vías de desarrollo o emergentes) para que la industria y la economía del H₂ + PtX pueda desarrollarse localmente para luego plantear la posibilidad de exportación [GIZ, 2023]. Según la Estrategia Nacional del Hidrógeno [SAE, 2022], para el desarrollo industrial y tecnológico en la cadena de valor nacional será necesario el desarrollo de proveedores locales radicados en el país que permitan dar respuesta a las necesidades de bienes de capital y servicios conexos en la cadena de valor para alcanzar un 50% de contenido nacional a 2050, y exportar al mercado regional, en los vectores mostrados en la siguiente Figura 86:

Capacidades	Equipamiento para energías renovables	Electrolizadores	Recipientes y compresores	Servicios tecnológicos
Existentes	Fundición y mecanizado de piezas Transformadores y componentes Sistemas de almacenajes, construcción de torres	Dos proyectos para el desarrollo de prototipos de electrolizadores alcalinos Empresas con cercanía tecnológica con la fabricación de electrolizadores	Proveedores para gas comprimido Proveedores para hidrógeno de alta presión	Servicios tecnológicos a la industria de oil & gas, petroquímica y otras
Fortalecer y/o generar	Góndolas y paneles Construcción de torres o palas. Equipos para conversión, transformación y control de energía	Partes y piezas de electrolizadores y para procesos complementarios en planta de electrólisis Equipos para electrónica de potencia	Adaptación de equipos actuales para almacenamiento y transporte de H ₂	Operación de planta Mantenimiento predictivo y preventivo Logística Trazabilidad

Fig. 86 - Capacidades industriales y tecnológicas en proveedores y servicios – fuente: <https://www.argentina.gob.ar/asuntos-estrategicos/estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno/desarrollo>



En relación a la formación y empleo, esta nueva actividad no solo requerirá un elevado número de trabajadores sino también de nuevos perfiles laborales, los cuales serán demandados especialmente en las localizaciones de los polos de producción de hidrógeno. Entre los perfiles considerados como indispensables y críticos se encuentran los perfiles universitarios (licenciaturas y/o ingenieros) y/o técnicos relacionados con energías renovables, químicas, energía, mecánica, electricidad, electromecánica, civil, mantenimiento de redes eléctricas, sistemas y laboratorios.

Dentro de los alcances de las transformaciones técnicas y económicas que se requieren para el desarrollo de la cadena de valor del $H_2 + PtX$, se deberían contemplar las siguientes dicotomías:

- visiones de producción centralizada y/o distribuida,
- conceptos de diseño de plantas modulares y/o monolíticas,
- volúmenes óptimos de producción en pequeños o grandes volúmenes.

Las limitaciones en la provisión de insumos (tales como electricidad, agua, nitrógeno, carbono) deben ser consideradas dentro de las condiciones de borde al momento del diseño; junto con las cuestiones técnicas necesarias para una operación segura y robusta, posibilidad de escalamiento (sobre todo, en las plantas modulares) y resiliencia de las instalaciones.

Así mismo, desde la perspectiva económica y social, deberán tenerse presente la posibilidad de integrar a los actores locales y sus economías regionales, favoreciendo la sinergia e integración de las distintas capacidades y tecnologías aplicables, con el fin de asegurar un desarrollo económico integral de la región en particular y del país en general.

8.1.4.3.- Dimensión Social (Figura 87)

El modelo sustentable para PtX del Ptx Hub International plantea que: “La transformación de los sistemas energéticos y la introducción de nuevas tecnologías como PtX siempre tienen importantes implicancias sociales. La transición debe ser una “transición justa” [GIZ, 2023].



Dimensión Social



La transformación de los sistemas energéticos y la introducción de nuevas tecnologías como PtX siempre tienen importantes implicancias sociales. La transición debe ser una “transición justa”.

Acceso a Energía + Recursos	PtX debe ser compatible con el acceso de las personas a los recursos esenciales, que deben garantizarse y monitorearse a lo largo de toda la cadena de valor.
Derechos Humanos + Normas laborales	Los derechos humanos y las normas laborales básicas deben respetarse. Las evaluaciones de sostenibilidad deben considerar las inquietudes sociales. Las comunidades y los trabajadores deben tener acceso a las medidas de reparación.
Salud + Seguridad	Los estándares de seguridad de PtX deben seguir estrictas pautas técnicas, con auditorías y actualizaciones constantes.
Empleos + Habilidades	Debe aprovecharse el potencial de creación de empleo local y regional. Debe facilitarse la transición de las industrias fósiles a las renovables mediante, por ejemplo, la capacitación de la fuerza laboral en nuevas habilidades.

Fig. 87 – Dimensión social del modelo sustentable PtX – Fuente: GIZ, 2023

La necesidad de asegurar el acceso a la conexión eléctrica (ONU – ODS⁸ 7: energía asequible y no contaminante), al recurso agua (ONU – ODS 6: agua limpia y saneamiento), la consideración de posibles conflictos derivados del estrés hídrico, necesidades de riego y la desalinización del agua de mar y el uso de la tierra son cuestiones no menores en esta dimensión Social.

El cumplimiento del marco legal en cuestiones de derechos humanos, normas laborales y de seguridad e higiene laboral permite mantener las condiciones de sustentabilidad social a la cadena de valor del H₂ + PtX, mientras que el desarrollo de nuevos conocimientos y habilidades permitirá la consolidación de nuevos empleos y la mejora de la calidad de los ya existentes.

8.1.4.4.- Dimensión de la Gobernanza (Figura 88)

Finalmente, esta dimensión del modelo sustentable propone: “Es fundamental contar con compromisos políticos claros, empoderamiento y participación de los interesados. Los

⁸ ONU – ODS: objetivo para el desarrollo sustentable, planteado por la ONU en el año 2017.



estándares nacionales e internacionales y los esquemas de certificación deben proporcionar un marco adecuado para impulsar los mercados y la comercialización de PtX” [GIZ, 2023].

Gobernanza



Es fundamental contar con compromisos políticos claros, empoderamiento y participación de los interesados. Los estándares nacionales e internacionales y los esquemas de certificación deben proporcionar un marco adecuado para impulsar los mercados y la comercialización de PtX.

Estabilidad + Estado de derecho	La estabilidad política y el respeto por el estado de derecho son consideraciones esenciales al establecer asociaciones bilaterales o multilaterales.
Transparencia + Participación	Se deben establecer mesas de diálogo de PtX y se deben realizar capacitaciones para las partes interesadas. Además, se debe adoptar una metodología desde las bases, como encuestas y consentimiento libre, previo e informado (CLPI) con auditorías y acceso a procedimientos de denuncia.
Coherencia + Compromiso en materia de políticas	PtX renovable debe ser parte de las estrategias de energía y clima e incluirse en las CDN.
Estándares + Certificaciones	Los estándares PtX renovables desempeñarán un papel clave en el impulso del mercado y deberían abarcar toda la cadena de valor. Los esquemas de certificación deben ser transparentes en cuanto a procedimientos y criterios de evaluación.

Fig. 88 – Dimensión de Gobernanza del modelo sustentable PtX – Fuente: GIZ, 2023

Como lo plantea el PtX Hub International en su Reporte Final de Escenarios para la Descarbonización y Localización [GIZ, 2023] en el análisis FODA (pág. 142), esta dimensión es la que presenta menor solidez al momento de analizar el posible desarrollo de la cadena de valor del H₂ + PtX. En dicho reporte se plantean las siguientes cuestiones:

- ❖ *Inversiones acotadas*: el desarrollo de la economía del hidrógeno requiere inversiones importantes, que resultan difíciles de asegurar en Argentina dada la situación macroeconómica del país.
- ❖ *Falta de una ley del hidrógeno, estrategia nacional y hoja de ruta*: necesarias para promover un ambiente de inversiones favorables.
- ❖ *Ausencia de un esquema de certificación de origen*: de la energía renovable que es volcada a (y posteriormente consumida de) la red eléctrica nacional, para facilitar el desarrollo de proyectos de hidrógeno renovables del tipo *on-grid*.



- ❖ *Falta de proveedores tecnológicos*: se presentan diversos desafíos relacionados con el desarrollo de proveedores locales de tecnologías como los electrolizadores, turbinas eólicas, etc.
- ❖ *Ausencia de un marco regulatorio estable*: la inestabilidad política de la Argentina puede influenciar en posibles inversores y en permitir el desarrollo de un marco legislativo estable, que resulta indispensable para favorecer a las inversiones a largo plazo.

Vale acotar que al momento de desarrollarse este trabajo de tesis:

- ✓ la Estrategia Nacional y la Hoja de Ruta ya se encuentran desarrolladas y publicadas, estando en tratamiento un proyecto de ley del Régimen de Promoción del Hidrógeno renovable (complementaria a la Ley Nro 26123/2006 de Promoción de Hidrógeno) para “*impulsar el desarrollo de la economía del hidrógeno ... que contempla al hidrógeno verde, al rosa y al azul*” según lo expresado por la (ex) Secretaria de Energía Flavia Royón oportunamente (<https://www.argentina.gob.ar/noticias/royon-anticipo-y-confirmando-el-envio-de-la-ley-de-hidrogeno-al-congreso-nacional>).
- ✓ Brasil es el único país de LAC que cuenta con un esquema de certificación de origen del hidrógeno producido en el país, emitiendo dos certificados digitales y gratuitos: uno aplicable a hidrógeno 100% renovable y otro para hidrógeno parcialmente renovable (producido con el complemento de otras fuentes como la termoeléctrica).

8.1.5.- Zona Bahía Blanca - Integración de tecnologías para la producción PtX

Analizadas las dimensiones del Modelo de Sustentabilidad del PtX, las distintas fuentes de materia prima disponibles en la zona de Bahía Blanca para la generación de hidrógeno y las características industriales de la ciudad, podrían plantearse distintos niveles de desarrollo de la economía del hidrógeno a través de la integración de las tecnologías existentes y las que se pueden desarrollar en un futuro cercano:

- ❖ En un primer escalón de desarrollo, y en línea con lo planteado en la Estrategia Nacional del Hidrógeno relacionado con el hidrógeno de bajas emisiones (específicamente el “azul”, derivado del gas natural), al actual proceso de **producción de hidrógeno por medio del reformado de vapor** (utilizado actualmente por la planta productora de urea granulada Profertil S.A., ubicada en el ámbito del Puerto de Bahía Blanca) podrían

acoplarse tecnologías de **captura del carbono residual**; este dióxido de carbono puede ser almacenado o reutilizado en distintos procesos.

Posteriormente, y en función de la experiencia adquirida, podrían plantearse otros procesos que se basan en el gas natural:

- Gas natural \rightarrow reformado por oxidación parcial (POX) + CCUS;
- Gas natural \rightarrow craqueo térmico (pirólisis) + gestión del residuo carbonoso;

En el estudio realizado por el Conicet para el Consorcio de Gestión del Puerto de Bahía Blanca [CGPBB, 2023] se presentan distintas alternativas de valorización del CO₂ capturado para su integración a procesos para la obtención de otros combustibles sintéticos y que se muestran en la Figura 89 siguiente:

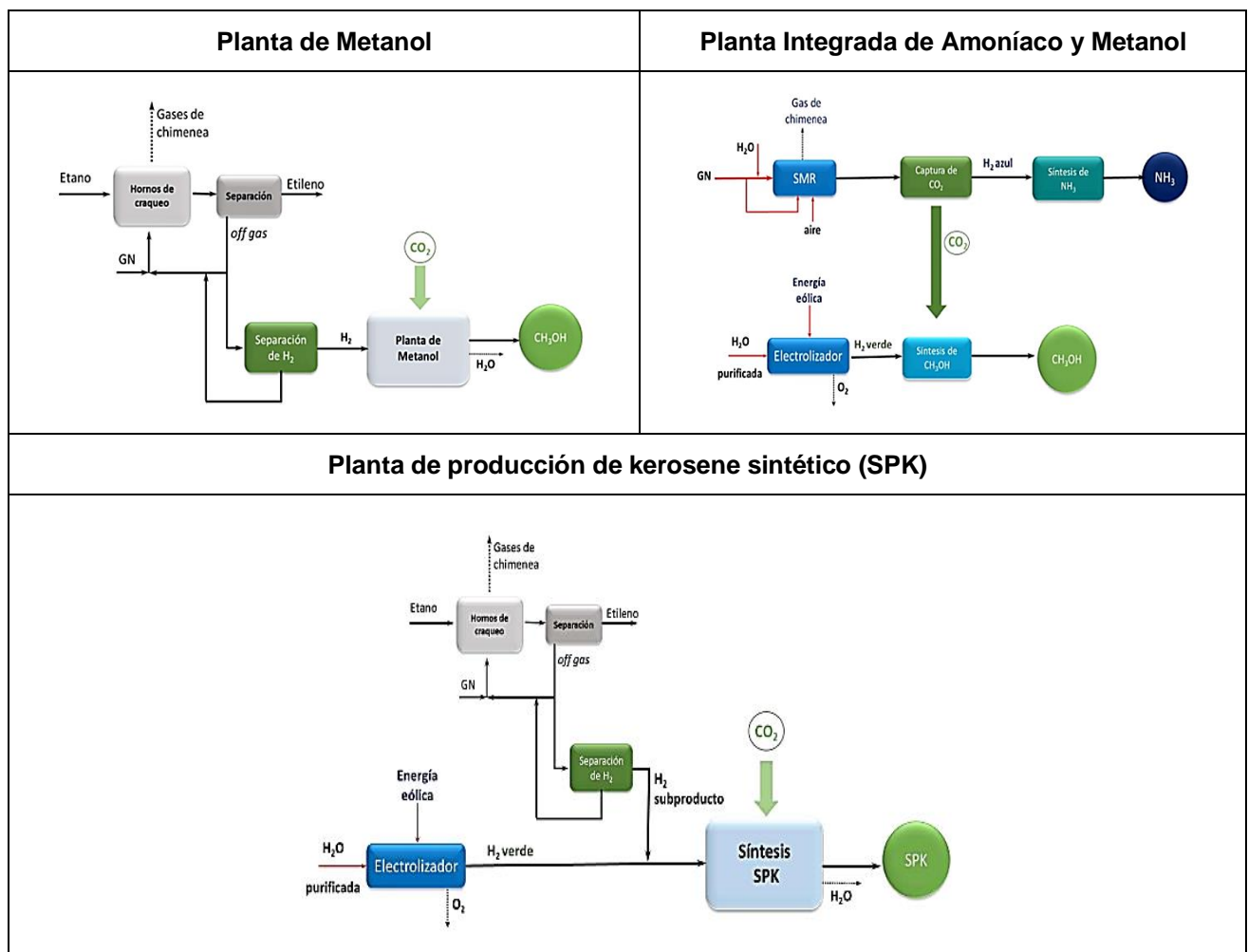


Fig. 89 – Alternativas de procesamiento de corriente de dióxido de carbono – Fuente: CGPBB *et al.*, 2023



En ese mismo estudio [CGPBB, 2023], se analiza el potencial de producción de hidrógeno de bajas emisiones a partir de gas natural, con la puesta en marcha del gasoducto Néstor Kirchner, que aumenta la capacidad de transporte del metano desde la zona de Vaca Muerta. Se consideran 4 escenarios (Tabla 24):

Tabla 3.1: Producción potencial de H₂ a partir de gas natural.

		Consumo CH ₄ (Nm ³ /h)	Producción máxima (ton H ₂ /año)	Producción real (ton H ₂ /año)	kg H ₂ real/ Nm ³ CH ₄ alim
E1	Total a Bahía Blanca	416.667	1.198.394	659.117	0,198
E2	5% del total a BB	20.833	59.920	32.956	0,198
E3	20% del total a BB	83.333	239.679	131.823	0,198
E4	35% del total a BB	145.833	419.438	230.691	0,198

Tabla 24 – Potencial de producción de H₂ gris en Ba. Blanca – Fuente: CGPBB, 2023

A partir de este hidrógeno, y tras el secuestro del CO₂ que se genera en el reformado con vapor, podrían desarrollarse procesos de reconversión del H₂ a otros derivados con mejores características de transporte (y potencialidad de ser exportados): amoníaco, metanol y combustibles sintéticos, aunque no podrían ser considerados “verdes”, sino “azules”.

- ❖ Un segundo escalón podría plantearse con la **producción de hidrógeno electrolítico**, que podría darse en dos fases:
 - La primera, tomando **energía de la red interconectada nacional** (SADI) para la alimentación de los electrolizadores, a razón de 52,5 kWh/kgH₂ obtenible [Sigal et al., 2014], generando un **hidrógeno etiquetable** inicialmente **como “amarillo”**. Para poder considerar que el hidrógeno obtenido es “renovable o de bajas emisiones” debería existir un esquema de certificación de origen de la energía eléctrica para asegurar que proviene de fuentes de energía renovables (solar, eólica o nuclear). Aunque este escenario **no cumpliría con la condición de “energía adicional”** planteada, ya que la energía es tomada de lo que hay disponible en la red actual, **permitiría utilizar el hidrógeno como un vector de almacenamiento de energía excedente** de la red eléctrica.



- Ante las limitaciones actuales en la capacidad de transporte de energía eléctrica de la red actual del SADI (y del nodo Bahía Blanca, en particular) para poder desarrollar la “adicionalidad” de la energía renovable, la opción posible es el **desarrollo de parques eólicos dedicados (energía off-grid) para el suministro de la energía eléctrica necesaria para la electrólisis**. Como se planteó anteriormente, el partido de Bahía Blanca cuenta con alto potencial de generación adicional.

En ambas fases, la producción de hidrógeno electrolítico requerirá la obtención de agua pura en condiciones técnicas para ser electrolizada. Como fuentes de provisión de esta agua en la ciudad de Bahía Blanca podrían considerarse (en orden de facilidad de ejecución técnica e inversión asociada):

- ✓ Toma de agua desde los acuíferos que circulan bajo el éjido municipal [Schmidt y Sartor, 2017] y que, tomando como referencia los ensayos realizados por la empresa Azurix a principios de los años 2000 en la localidad de Gral Cerri, podría estimarse un caudal de extracción de 15 [m³/h] por pozo [Bonorino *et al.*, inédito].
- ✓ Optimización y aumento de la capacidad de tratamiento de las aguas residuales de la ciudad, generando agua de proceso y reduciendo el impacto ambiental que los actuales vertidos provocan en la ría local. Se estima que podrían generarse aproximadamente 30.000 [m³/día] de agua tratada [Blazquez y Montero, 2010].
- ✓ Desalinización del agua de mar: teniendo la ciudad un frente costero importante, la posibilidad de utilizar la tecnología de desalinización de agua resulta factible. Dicha planta podría instalarse en cercanías de las unidades electrolizadoras y tomaría energía de la misma fuente de provisión.

Este segundo escalón no implicaría, para el caso de Argentina, el reemplazo del hidrógeno “azul” por la del hidrógeno electrolítico, sino la complementación de tecnologías para la producción de “hidrógeno de bajas emisiones (certificables)”, tendencia que ha ido imponiéndose en el mundo ante la necesidad de contar con suministros de hidrógeno y derivados para los próximos años (2027 a 2030), la ralentización de la reducción de costos relacionados al hidrógeno verde electrolítico y la necesidad de implementar una tarifación del carbono para ayudar a que el hidrógeno “verde”



resulte competitivo [Agencia Internacional de Energía, <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity/executive-summary>].

- ❖ Un tercer escalón podría plantearse con la posibilidad de generar hidrógeno electrolítico a través del consumo de energías renovables directamente desde la red. Esto requeriría:
 - Inversiones de ampliación de la capacidad de transporte de la red actual del SADI.
 - Los costos relacionados con la generación de hidrógeno electrolítico deberían alcanzar valores competitivos (se estima en el orden de 1,5 a 2,0 [USD/kgH₂] generado) para permitir el desarrollo de la economía basada en hidrógeno verde.
 - Inversiones en el desarrollo de parques eólicos (zona patagónica y sur de la Pcia. de Bs. As.) y solares fotovoltaicos (zona del noroeste, NOA) para aumentar la capacidad de generación renovable.

8.1.6.- Zona Bahía Blanca - Posibilidades de ubicación geográfica en función de la infraestructura industrial.

La ciudad de Bahía Blanca se ubica en la zona sudoeste de la Pcia de Buenos Aires y es uno de los nodos logísticos carretero-ferroviario-marítimos más importante del país (Figura 90).



Fig. 90 – Ubicación de Bahía Blanca y nodo logístico intermodal – Fuente: adaptación propia

Cuenta con un parque industrial y petroquímico muy desarrollado y ubicado cerca de la zona costera (Figura 91), que corresponde a la gestión del Consorcio de Gestión de Puerto de Bahía Blanca.

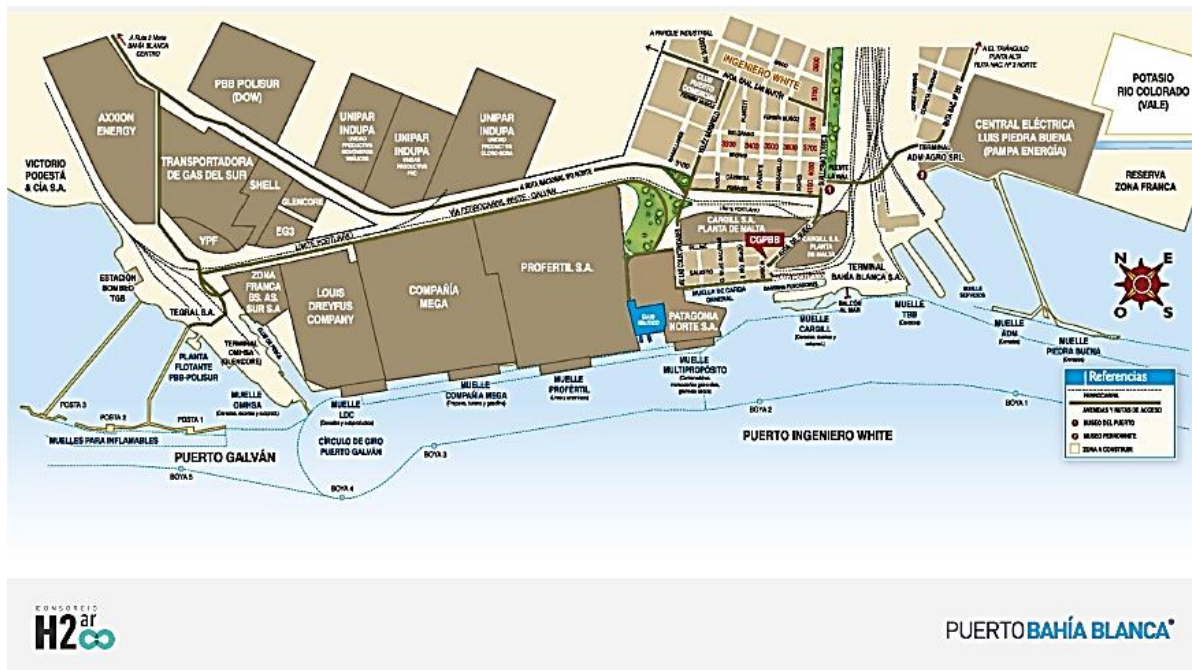


Fig. 91 – Ubicación del Polo Petroquímico y del CGPBB – Fuente: <https://puertobahia blanca.com>

Algunas de las ventajas que tiene este puerto respecto a otros de la Argentina son [<https://puertobahia blanca.com/canal-acceso.html>, Figura 92]:

- ✓ Es el puerto de aguas profundas con mayor calado del país (45 pies, o 14 [m], de profundidad), lo que permite la navegación de buques de gran capacidad de transporte.
- ✓ La vía de acceso al área portuaria Bahía Blanca, está constituida por un canal de 190 [m] de ancho de solera y 97 [km] de longitud y posee un moderno sistema de balizamiento, integrado por sesenta y nueve boyas luminosas alimentadas por energía solar, lo que le otorga muy buenas condiciones de seguridad para la navegación nocturna.



Fig. 92 – Canal de Acceso al Pto, de Bahía Blanca – Fuente: adaptado de <https://puertobahia blanca.com>



Cerca de la zona portuaria se ubican el Polo Petroquímico y el Parque Industrial (donde se ubican muchas de las empresas que prestan servicios al Polo).



Fig. 93 – Distribución de áreas en zona portuaria – Fuente: elaboración propia

En la Figura 93 anterior se han indicado:

- en color rosa la ubicación del gasoducto que alimenta las áreas de TGS (acopio y despacho de GN por camión) y la planta de Profertil (producción de urea),
- en color azul la posible futura planta de licuefacción de GN de YPF-Petronas (LNG),
- en amarillo la nueva planta de tratamiento de aguas residuales de ABSA,
- en color verde posibles zonas de emplazamiento de las instalaciones para la generación de H₂ y derivados PtX (*Nota: sólo se han considerado cuestiones de espacios, no habiendo relevado cuestiones relacionadas con capacidades de soportación del suelo ni habilitación municipal para la instalación de las mismas*).

A través de un análisis visual, puede plantearse zonas posibles de emplazamiento a distancias no muy lejanas del polo petroquímico y de la ría (ver Figura 93):



- La zona verde ubicada abajo a la derecha e indicada con una estrella azul podría ser un emplazamiento de generación a partir de hidrógeno azul (tomando gas natural – metano - del gasoducto que podría ir a la planta de LNG de YPF-Petronas).
- La zona verde ubicada arriba a la derecha, indicada con una estrella rosa, se encuentra frente a la planta de tratamiento de ABSA, para poder tomar y utilizar el agua tratada (y el potencial carbono capturado), para el proceso electrolítico.

Ambas ubicaciones podrían alcanzar la ría para la exportación de los productos PtX por medio del muelle que utilizaría la planta de LNG para despachar el gas licuado (se indica como potencial ubicación en la figura dado que en esa posición estaba diseñado un muelle de exportación de un proyecto anterior que se canceló).

Sin embargo, una de las limitaciones que podría considerarse en estos emplazamientos es la capacidad de transporte de energía eléctrica, tanto para el caso de tomar desde la red nacional como en el caso de que se considere el autoabastecimiento mediante un parque eólico dedicado, en especial para la producción del hidrógeno electrolítico. Para esta alternativa, y tal lo planteado en las posibles fases de desarrollo de la economía del hidrógeno (punto 8.2. del presente trabajo) se puede considerar la posibilidad de la instalación de un parque *off-grid* ubicado en la zona cercana a la ciudad.

En la zona cercana a Bahía Blanca, pero fuera del partido, existen actualmente 7 parques eólicos que generan potencia que se entrega a la red interconectada nacional (SADI), ver Figura 94 siguiente; y hacia la misma dirección geográfica y ubicadas sobre la ría se ubican la ciudad de Punta Alta (marcada en celeste), la Base Naval de Pto. Belgrano, el Puerto de Cnel. Rosales y la planta de almacenaje y rebombeo de crudo de la firma Oiltankig Ebytem SA; estos dos últimos ubicados dentro del área de gestión del Consorcio de Gestión de Puerto Rosales (resaltado en amarillo). En la misma figura se muestran en el ángulo superior izquierdo las ubicaciones potenciales cercanas a Bahía Blanca, que se detallaron en la figura anterior.

Como puede verse en la Figura 94, los 7 parques están ubicados según la dirección de los vientos preponderantes de la zona (dirección NO, como muestra la rosa de los vientos); y en este estudio se considera que en la zona indicada con la flecha blanca sería factible analizar

la potencialidad de instalación del parque eólico dedicado (los parques existentes presentaron en el año 2022 un factor de carga del 45% o superior).

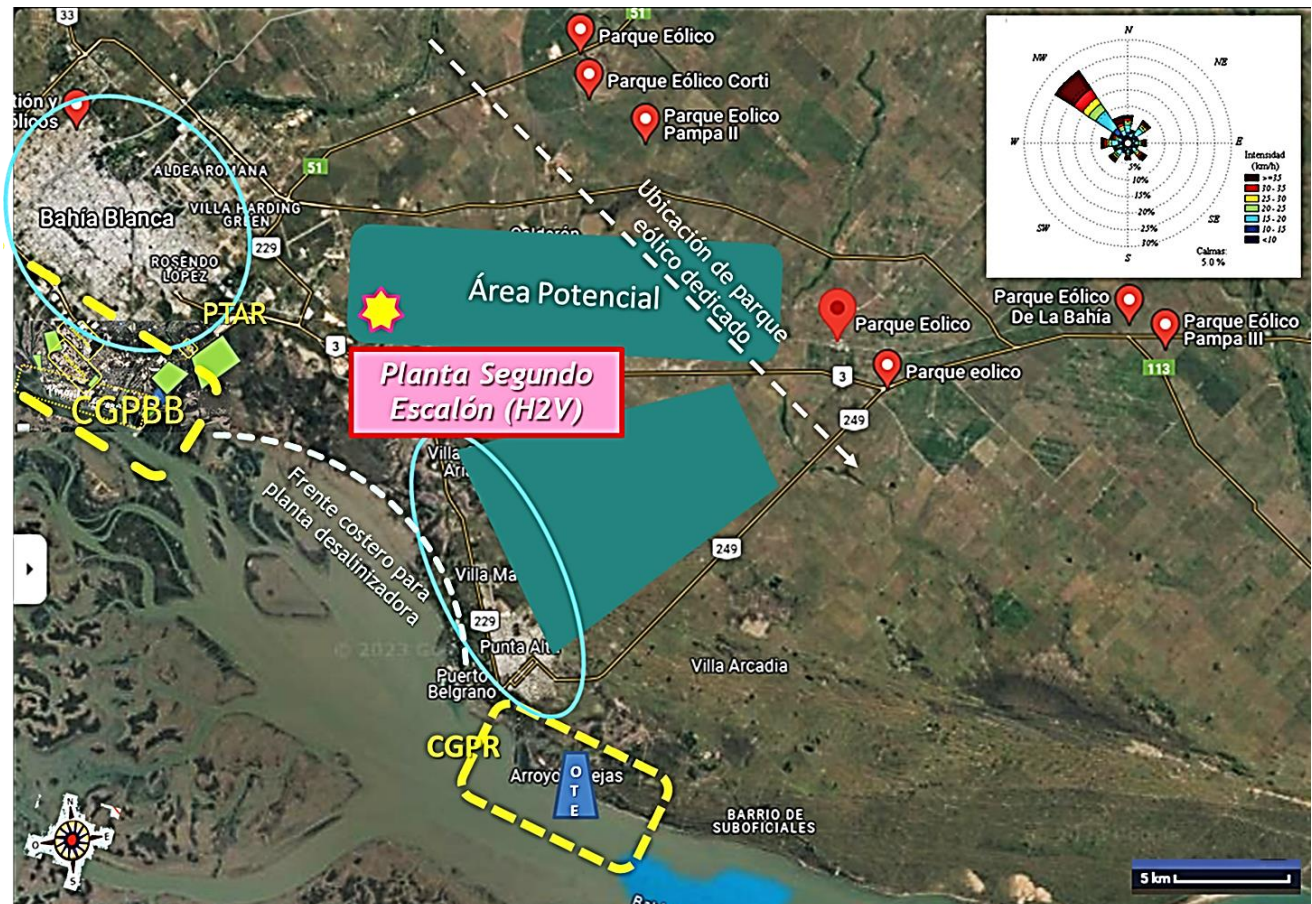


Fig. 94 – Distribución de áreas en zonas cercanas a Bahía Blanca – Fuente: elaboración propia

Con el mismo criterio de análisis de superficies planteados para la Figura 94 anterior, se muestran dos posibles extensiones de espacio donde podrían instalarse las plantas de producción de H₂ + PtX.

Puntualmente en este estudio, se considera que el área indicada como “área potencial” presenta las siguientes ventajas:

- posibilidad de contar con un parque eólico dedicado, cercano a los ya existentes que podría lograr el factor de carga de los mismos;
- cercanía de dos rutas (Nacional Nro. 3 y el tramo de la ex Ruta Nac. 3) para el aprovisionamiento de equipos, insumos y accesos a la/s planta/s;



- si la/s planta/s se ubica/sen cercana/s a la zona de las localidades de Grünbein y Villa Espora (deberá considerarse que al norte de esta última está ubicado el aeropuerto Comandante Espora, que podría limitar el espacio disponible para montar una instalación industrial), la distancia necesaria para alcanzar las instalaciones portuarias en Ing. White no superarían los 15 a 20 [km], por lo que el transporte vía cañería sería económicamente factible de realizar.
- En esta última ubicación, existe la posibilidad de tomar agua de pozos freáticos. La cercanía de la planta de tratamiento de aguas residuales (y alguna potencial ampliación para lograr el tratamiento de 30.000 [m³/día] planteado en este trabajo) permitiría hacerse de agua de reuso para la electrólisis sin necesidad de traer agua desalinizada desde el puerto; pero esta opción también sería posible dada la distancia potencial al frente costero cercano (área entre Ing. White y Punta Alta).
- Por otro lado, esta ubicación podría no ser apta para el desarrollo de la producción de H₂ a partir del gas natural, ya que el gasoducto que suministraría GN a la planta YPF-Petronas estaría ubicado en la zona portuaria; aunque una extensión del mismo hasta la zona indicada no superaría los 15 a 20 km mencionados, lo que no representaría una inversión sustancial para el proyecto. O bien, esta línea de producción basada en hidrógeno azul podría instalarse en la zona portuaria cercana a la planta de LNG y en la zona ahora analizada se generaría hidrógeno electrolítico (en ambas ubicaciones podrían generarse los derivados PtX).
- Al estar ubicada en una zona rural fuera del área urbana, la posibilidad de obtener biogás o carbono biogénico puede resultar interesante. Podría plantearse un biogasoducto/carbonoducto desde un acopio que tome biogás/carbono desde plantas de biomasa ubicadas en la zona rural cercana o disponer de una planta de gasificación de residuos agrícolas leñosos o de digestión anaeróbica de residuos orgánicos – esta opción podría ser planteado también en las plantas de tratamiento de aguas residuales como se comentó más arriba, incluyendo la integración del biodigestor con el equipo de pirólisis para generación de energía adicional -.



8.1.7.- Análisis económico del ciclo de vida (LCC) de diversos e-combustibles

Validada la potencialidad de la ciudad de Bahía Blanca para la instalación de infraestructuras para la producción de hidrógeno verde y derivados e-fuels, en esta sección se plantea un análisis económico de la producción y exportación de los citados combustibles.

Para realizar este análisis de costos se utiliza la herramienta Business Opportunity Analyser (BOA), que es un proyecto desarrollado por Agora Energiewende y el Instituto Oeko, en el marco del International PtX Hub. Esta herramienta fue lanzada oficialmente el 21 de junio del 2023 y permite al usuario comprender los costes del proceso PtX entre distintos países, tanto potenciales productores como potenciales consumidores.

Una de las principales ventajas de esta herramienta es que permite analizar las distintas tecnologías de producción de distintos combustibles sintéticos y que los datos se adaptan a las condiciones que se elijan.

Basado en el modelo de producción de PtX renovable, las principales consideraciones que la herramienta tiene en cuenta son:

- ✓ Para la generación eléctrica renovable, que es la energía necesaria para producción de H₂V, considera los CAPEX y OPEX según el país, según la tendencia y según las tecnologías disponibles. No incluye los costos de la transmisión energética.
- ✓ Para la electrólisis, incluye costos del agua, reflujos y las tendencias de eficiencia según la tecnología seleccionada.
- ✓ Para el transporte del e-combustible a otros países incluye la opción marina y terrestre con la infraestructura actual, así como la construcción de nuevas tuberías de ser necesario. No considera los costos de infraestructura auxiliar como puertos.

La herramienta también permite hacer el análisis de costos en distintos escenarios:

- Al 2030, con una reducción rápida de los costos
- Al 2030, con una reducción de manera moderada
- Al 2030, con los costos reduciendo lentamente
- Al 2040, con una reducción rápida de los costos
- Al 2040, con una reducción de manera moderada
- Al 2040, con los costos reduciendo lentamente

Para un análisis inicial, se tomaron las siguientes condiciones de borde (Figura 95):



- Combustible fabricado: sintético FT (la herramienta no permite desglosar detalle)
- Lugar de fabricación: Ciudad de Bahía Blanca (Argentina, Pcia. de Buenos Aires).
- Medio de exportación: transporte marítimo (con consumo del combustible transportado, durante el viaje, disminuyendo la eficiencia global del ciclo).
- Lugar de consumo: Alemania.
- Fuente de energía renovable: eólica *onshore*.
- Tipo de electrolizador: PEM
- Fuente de carbono: captura local (no DAC), con costo estimado de 0,03 [USD/kgCO₂]
- Fuente de agua: desalinización de agua de mar.
- Horizonte y tasa de reducción de costos: 2030, reducción moderada.

More info	Supply country / region	Argentina (Buenos Aires)	More info	Carbon source	Specific costs
More info	Demand country	Germany	More info	Water source	Water desalination
More info	Product (electrolyzer type)	FT e-fuels (PEM)	More info	Mode of transportation (for selected supply country)	Ship
More info	Renewable electricity source (for selected supply country)	Wind Onshore	More info	For shipping option: Use the product as ship fuel?	VERDADERO
More info	Data year (cost reduction pathway)	2030 (medium)		Unit for delivered costs	USD/t

Fig. 95 – Condiciones de borde adoptadas en la simulación inicial

En estas condiciones, el costo por tonelada resultante es de 3.447 [USD/t]. Comparativamente, el costo de producción local es elevado y se encuentra fuera del rango estadístico establecido; el mayor costo operativo lo representa el ítem de energía renovable (Figura 96).

Interpretación de la representación gráfica

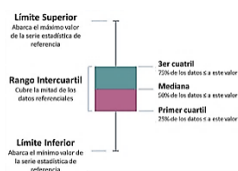


Fig. 96 – Costo resultante para producción FT fuels en Pcia. de Buenos Aires con destino Alemania



Comparando los costos de cada componente con los valores estadísticos de la herramienta (Figura 97), pueden verse que los costos de la energía renovable eólica onshore están por arriba de los valores de referencia máximos:

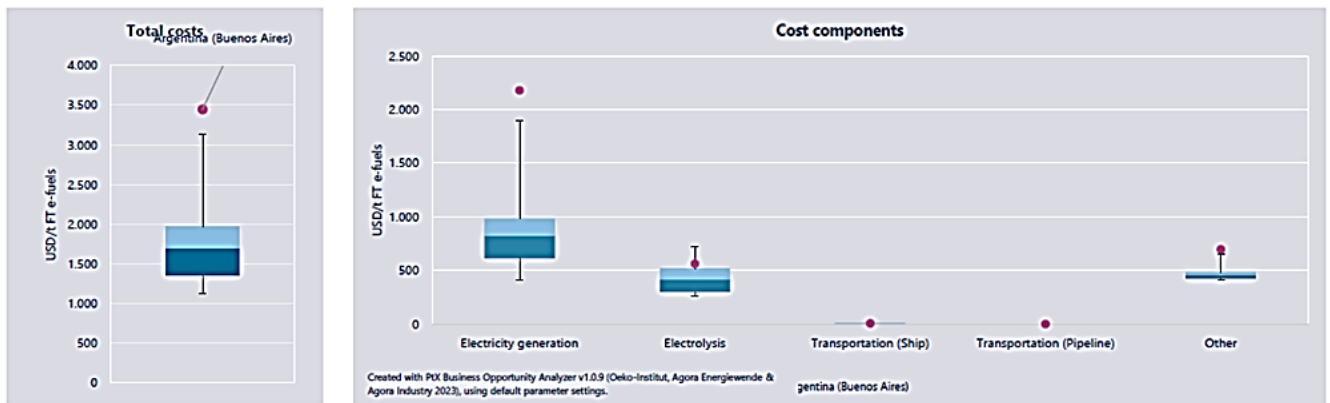


Fig. 97 – Desglose del costo resultante para producción FT fuels en Pcia. de Buenos Aires con destino Alemania, en sus componentes principales

La herramienta permite comparar también el posicionamiento de este costo total respecto de potenciales competidores y distancias del punto de producción al punto de entrega (Figura 98):

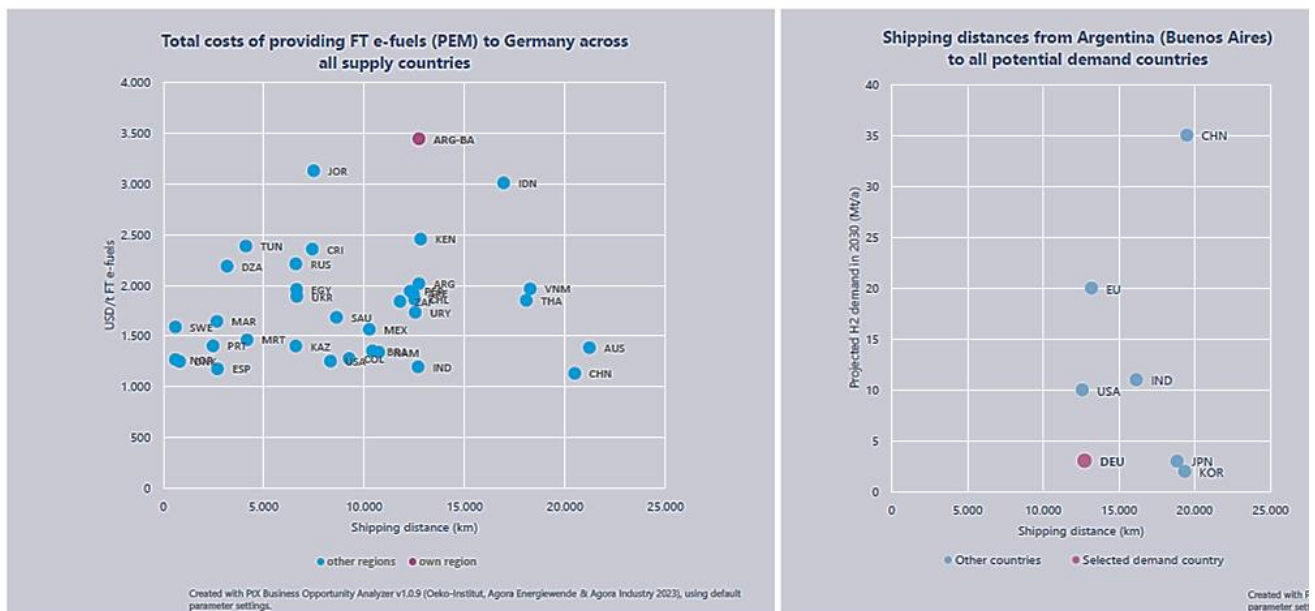


Fig. 98 – Comparativa de costo resultante con potenciales competidores, y distancias relativas a países de consumo



Analizadas las dos figuras anteriores, se puede notar que:

- En la figura de la izquierda, en el cuadrante 10.000 – 15.000 [km] con la intersección de la abscisa de 2000 [USD/t] hay una referencia a la opción “ARG”, que induce a considerar que otras áreas del país cuentan con valores menores de costos.
- En la gráfica de distancias logísticas, se observa que Japón (JPN) y Corea del Sur (KOR), si bien tienen una demanda anual similar a Alemania, tienen un 50% más de distancia y costo de transporte. Y a una distancia logística similar a Alemania se ubica EUA, con un estimado de consumo tres veces mayor que Alemania (los costos finales son similares a lo planteado para la exportación a Alemania).

Para la primera consideración (mejores costos locales) se realiza la simulación de costos para la producción y exportación para la Pcia. de Chubut (Figura 99), con costos menores (2.446 [USD/t]) respecto a los de la Pcia de Buenos Aires (3.447 [USD/t]) aunque elevados dentro de la media estadística (arriba del tercer cuartil):



Fig. 99 – Valor de costos para producción en la Pcia. del Chubut



Con una metodología similar a la planteada, se generaron distintos informes con la herramienta, modificando las siguientes variables respecto del ejemplo presentado:

- Combustible fabricado: hidrógeno (licuado – LH2 – para ser transportado), metanol, sintético FT y amoníaco
- Tipo de electrolizador: AEL / PEM / SOEC
- Horizonte y tasa de reducción de costos: 2030, reducción moderada y 2040, reducción moderada.

De estos análisis resulta la siguiente tabla comparativa de costos finales (Tabla 25):

		Proyección 2030 – Reducción de costos media				Proyección 2040 – Reducción media		
		Bahía Blanca (Pcia. Bs.As.)			Chubut	Bahía Blanca (Pcia. Bs.As.)		
		AEL	PEM	SOEC	PEM	AEL	PEM	SOEC
LH2	USD/t	11.872	12.251	-	9.090	11.357	12.578	-
	¿Rango?	Debajo del Límite Sup.	Debajo del Límite Sup.	-	Dentro del Límite Sup.	Debajo del Límite Sup.	Debajo del Límite Sup.	-
MeOH	USD/t	1.413	1.494	2.146	1.061	1.285	1.339	1.484
	¿Rango?	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.	Dentro del Límite Sup.	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.
FTS	USD/t	3.257	3.447	4.507	2.446	2.969	3.096	3.442
	¿Rango?	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.	Dentro del Límite Sup.	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.
NH ₃	USD/t	1.583	1.653	-	1.178	1.451	1.496	-
	¿Rango?	Superior al Límite Sup.	Superior al Límite Sup.	-	Dentro del Límite Sup.	Superior al Límite Sup.	Superior al Límite Sup.	-

Tabla 25 – Comparativa de costos por tonelada para distintos e-combustibles producidos en Bahía Blanca (opción logística: con consumos de dicho combustible en el buque durante el transporte)

En todos aquellos casos donde los niveles de costos caen dentro del rango estadístico de la herramienta (indicados en color verde), estos valores quedan dentro del 4to cuartil cercano a los valores máximos estadísticos (por lo que están alejados de la mediana).

La herramienta contempla la opción de **no consumir parte de los combustibles transportados, durante el traslado marítimo** (que impacta en el aumento de los costos logísticos). Y los costos cambian de acuerdo con lo mostrado en la siguiente Tabla 26:



		Proyección 2030 – Reducción de costos media				Proyección 2040 – Reducción media		
		Bahía Blanca (Pcia. Bs.As.)			Chubut	Bahía Blanca (Pcia. Bs.As.)		
		AEL	PEM	SOEC	PEM	AEL	PEM	SOEC
LH2	USD/t	11.214	11.568	-	8.605	10.727	10.938	-
	¿Rango?	Límite Sup.	Límite Sup.	-	Dentro del 4to cuartil	Límite Sup.	Límite Sup.	-
MeOH	USD/t	1.367	1.446	1.882	1.027	1.244	1.296	1.436
	¿Rango?	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.	Dentro del 4to cuartil	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.
FTS	USD/t	3.257	3.447	4.507	2.447	2.969	3.096	3.442
	¿Rango?	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.	Dentro del 4to cuartil	Levemente superior	Levemente superior	Superior al Límite Sup.
NH ₃	USD/t	1.496	1.562	-	1.113	1.371	1.413	-
	¿Rango?	Superior al Límite Sup.	Superior al Límite Sup.	-	Dentro del 4to cuartil	Superior al Límite Sup.	Superior al Límite Sup.	-

Tabla 26 – Comparativa de costos por tonelada para distintos e-combustibles producidos en Bahía Blanca (opción logística: **SIN** consumos de dicho combustible en el buque durante el transporte)

En todos los casos, la **componente principal de costos es el valor de la energía renovable** (se ha considerado sólo la eólica onshore). Esto podría deberse no sólo a la necesidad de aumentar la capacidad instalada operativa para bajar los costos de generación (como se indica en la sección 9.2.), sino también al alto costo de acceso al capital de inversión que tiene el país al momento de solicitar financiamiento externo.

En este aspecto, el trabajo desarrollado por Coutsiere, Gea y Rodríguez (2022) indica que los proyectos de inversión en energía renovable tienen como característica el ser intensivos en capital. Y una de las variables de mayor importancia en los métodos para la toma de decisiones de inversión en el área de la energía es el **costo de oportunidad de capital**, que se utiliza ya sea descontando los flujos de fondos o bien para el cálculo de la componente de costo de capital.

Y la **tasa de costo de oportunidad de capital** marca la sensibilidad en la toma de decisiones de las inversiones. Dentro de las variables que inciden en esa tasa están:

- La tasa del capital propio y del capital de terceros
- El apalancamiento financiero
- La inflación
- La tasa de impuestos a la renta (impuesto a las ganancias)
- Las tasas de riesgo, que incluya la tasa de riesgo país.



Este trabajo resume en su tabla 12 (mostrada más abajo como Tabla 27) que los valores de costo promedio ponderado de capital en sus variantes reales ($wacc$) y nominales ($WACC$), antes y después de impuestos (subíndices “bt” y “at”, respectivamente) en la región resultan elevados, y principalmente en la Argentina:

País	$wacc_{at}$	$WACC_{at}$	$wacc_{bt}$	$WACC_{bt}$
Argentina	18.22%	15.39%	26.02%	23.01%
Brasil	11.45%	8.78%	17.34%	14.54%
Chile	10.15%	7.52%	13.91%	11.19%
Colombia	10.77%	8.12%	15.84%	13.07%
México	10.65%	8.01%	15.22%	12.46%
Perú	10.39%	7.75%	14.74%	11.99%

Tabla 27 - Costo promedio ponderado de capital – Fuente: Coutsiers, Gea y Rodríguez, 2022

Y en su discusión final, se presenta la Figura 100 siguiente donde se observa la dispersión en el costo de capital entre los distintos países, cuya diferencia se ve justificada especialmente por el impacto del riesgo país; e indican que “El caso de Argentina, cuyo rango va de 16,8% a 32,4%, tiene la mayor amplitud de extremos principalmente justificada por la selección de tasa de riesgo país utilizada”.

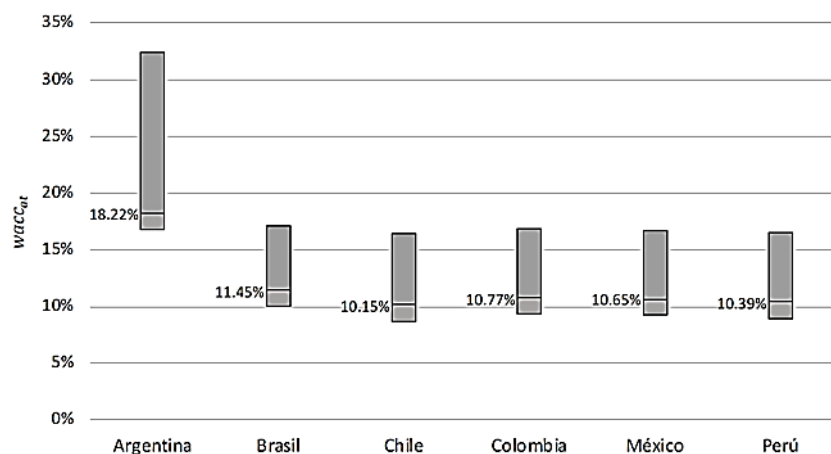


Fig. 100 - Costo promedio ponderado de capital en términos nominales y después de impuestos para el sector de las energías renovables en Latinoamérica - Fuente: Coutsiers, Gea y Rodríguez, 2022

Una alternativa para abaratamiento de los costos de la generación eléctrica renovable planteada por la herramienta de análisis BOA es la posibilidad de utilizar plantas híbridas



eólica-solar; pero se indica que los lugares donde esta configuración puede ser instalada son escasos. Para el caso de Bahía Blanca, en este trabajo se planteó que el potencial de generación de hidrógeno verde por energía solar es muy bajo (sección 9.3.), por lo que no se considera como variable dentro del análisis económico desarrollado.

De los análisis de los costos desarrollados pueden detectarse algunas oportunidades de mejora en términos de costos:

- la necesidad de reducir los costos de generación eólica, con mayor capacidad de generación (dada la buena capacidad de carga de los parques regionales),
- la posibilidad de utilizar otras fuentes de suministro de agua que disminuyan los costos asociados a la desalinización del agua de mar, tales como agua de niveles freáticos o recuperación de aguas residuales.

8.2.- Factibilidad de uso de combustibles sintéticos en vehículos pesados – Aplicación del transporte ferroviario

Como se comentara en la introducción de este trabajo de tesis, uno de los vectores que favorecerían la reducción de los GEI según la IEA sería el “Cambio de Combustibles (Fuel Switching)”, en un 8%.

Si bien el consenso general es lograr la electrificación masiva del transporte, en aquellos sectores donde esto sea difícil de implementar, la alternativa es la utilización de los llamados combustibles artificiales o eco-combustibles.

Dentro de estos combustibles artificiales, los *combustibles líquidos sintéticos* en particular tienen el potencial de reducir el impacto ambiental del sector de transporte pesado (consumidor intensivo de recursos fósiles) con menos requerimientos de adaptación de la tecnología existente, al poder ser utilizados sin necesidad de reformar el actual parque de motores térmicos de combustión interna.

El objetivo de esta sección del trabajo de tesis es evaluar las alternativas de uso de los siguientes combustibles sintéticos en una locomotora, y los requerimientos tecnológicos asociados a este uso (motor diésel o celda de combustible).

Características y planta motriz de la locomotora GM GT22

Una locomotora es un equipo conformado por diversos componentes que la convierten en una planta de potencia, pero con capacidad de movimiento de traslación (ver Figura 101).

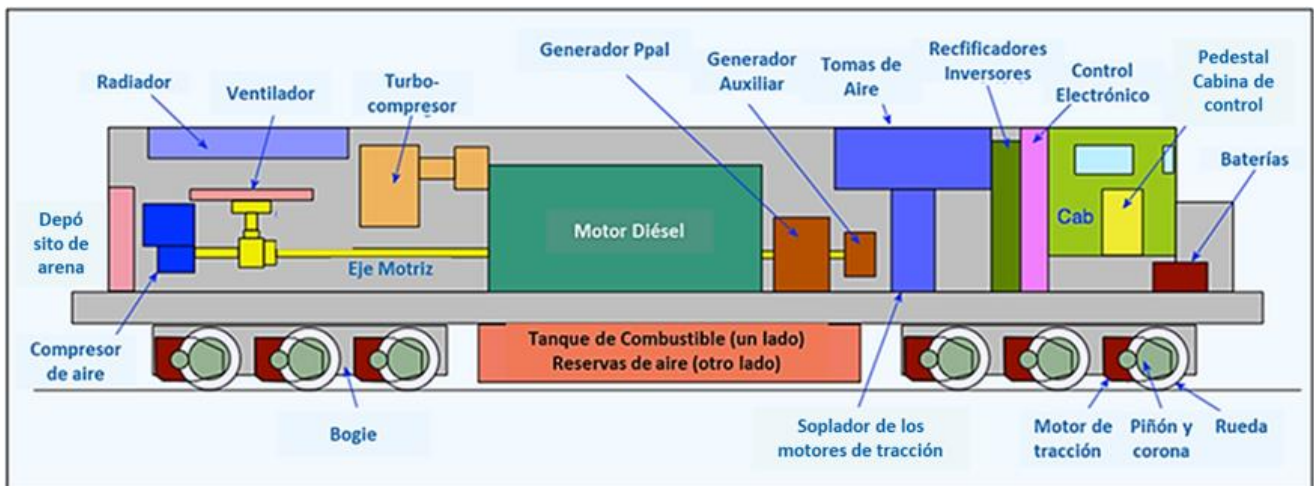


Fig. 101 – Ubicación esquemática de componentes de una locomotora – Fuente: adaptación propia

La Figura 101 anterior muestra las partes de una locomotora diésel-eléctrica construida en los EUA, como lo son las locomotoras General Motors y General Electric que existen en el parque nacional argentino.

Los dos componentes principales para la generación de potencia son:

- **Motor Diésel:** es la fuente de energía primaria de la locomotora. Se compone de un block de gran tamaño, dentro del cual van montados los cilindros de combustión (en disposición en línea, aunque también pueden ser montados en configuración “V”) junto con el cigüeñal que le otorga movimiento y sincronismo.
- **Alternador (generador) principal:** en este equipo se genera la potencia eléctrica con la que se controla el funcionamiento de la locomotora. El alternador genera corriente que se utiliza para entregar potencia a los motores de tracción.

Los sistemas diésel-eléctrico, que transforman la potencia mecánica en eléctrica para poder tener mejor control de la tracción de la formación, presentan 3 configuraciones distintas según la época en la que fueron diseñados (Figura 102):

- CC – CC (generador en continua alimentando motores de continua)
- CA – CC (generador en alterna alimentando motores de continua)
- CA – CC – CA (la salida del generador de alterna es rectificadora a continua, para luego volver a ser invertida en alterna trifásica para los motores de tracción)

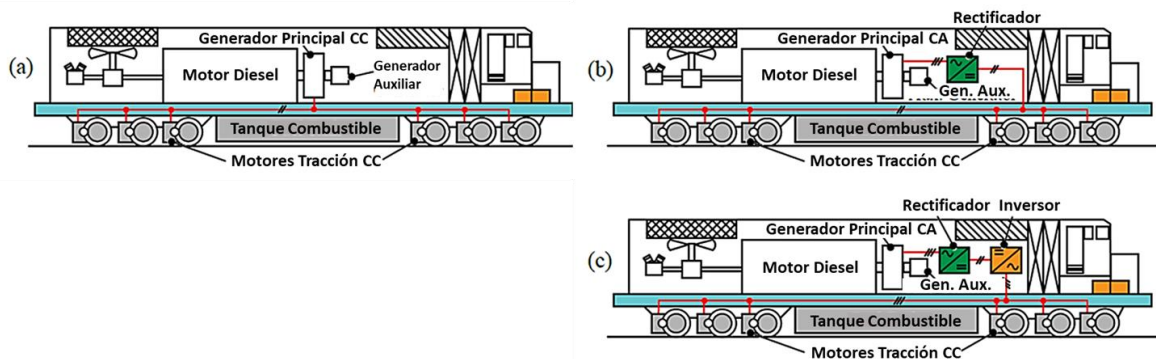


Fig. 102 – Arquitecturas típicas de una locomotora diésel-eléctrica – Fuente: Moraes *et al.*, 2020

El sistema CA – CC es el que se utiliza en las unidades del parque locomotor argentino más moderno, en este caso la salida de corriente alterna del generador es rectificadora en un banco de diodos y el control de los motores de tracción se realiza en continua (en función de la intensidad de la corriente que se les suministra).

Locomotora GM GT 22CW

La locomotora EMD GT22CW (Figura 103) es un modelo de locomotora diésel-eléctrica producida por la Electro Motive Division de General Motors (GM, luego Electro Motive Diésel - EMD). De esta serie se produjeron en total 58 unidades.

15 de estas máquinas fueron especialmente fabricadas para servicios de pasajeros, con una relación de engranajes 58:19 que les permitía alcanzar más de 140 kilómetros por hora. Otras 25 unidades, fabricadas posteriormente, usaron la relación de engranajes estándar 62:15 y fueron empleadas para tráfico de cargas y mixto. [fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Locomotora_EMD_G22CW]. Luego se fabricaron otras unidades en Astarsa Argentina.



Fig. 103 – Locomotora GT22CW – <https://www.geocities.ws/ferrocarrilesargentinoshoj/gt22cw-1.htm>



La planta motriz de esta locomotora está constituida por un motor diésel de dos tiempos sobrealimentado, modelo 12-645-E3 con 12 cilindros en V y una potencia de 2450 [HP] y 2250 [HP] finales para tracción (Figura 104). Todos los motores 645 son de dos tiempos en V a 45 grados. Están equipados con simple sobre-alimentación por turbocompresor mecánicamente asistido a bajas revoluciones hasta lograr energía suficiente en los gases de escape.



Fig. 104 – Planta motriz y generadora de la GT22 – Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/EMD_645

La transmisión es eléctrica a través de un alternador trifásico General Motors/SIAM AR10 (Figura 105), que genera corriente trifásica alterna. La salida del generador es luego rectificada a corriente continua, con la cual se alimentan 6 motores de tracción General Motors/SIAM D 75, distribuidos en dos “bogies” de 3 ejes cada uno.

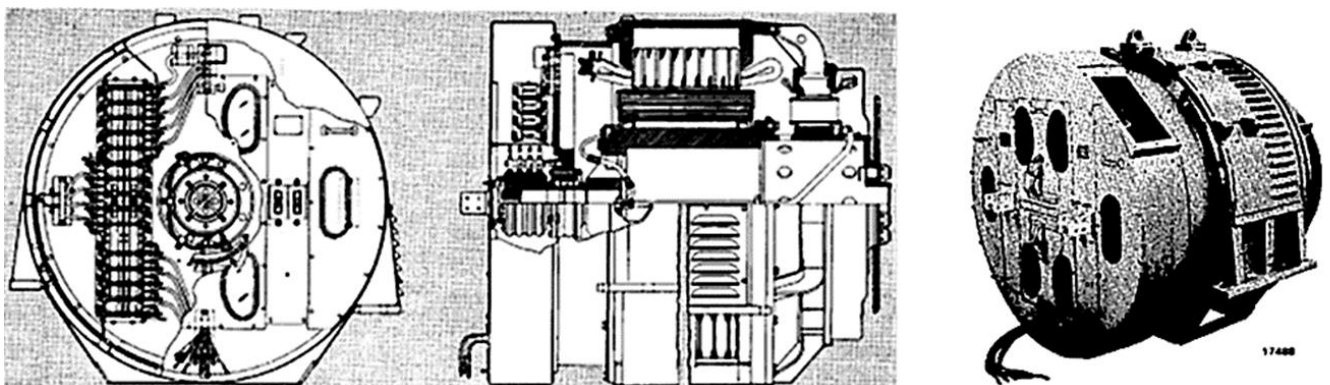


Fig. 105 – Dibujo representativo del alternador de tracción AR10 – Fuente: manual de GT 22 (GM, 1974)



La tracción entre el motor eléctrico y el eje motriz se realiza mediante un juego de piñón-corona, que se ubican en el motor y el eje respectivamente (Figura 106).

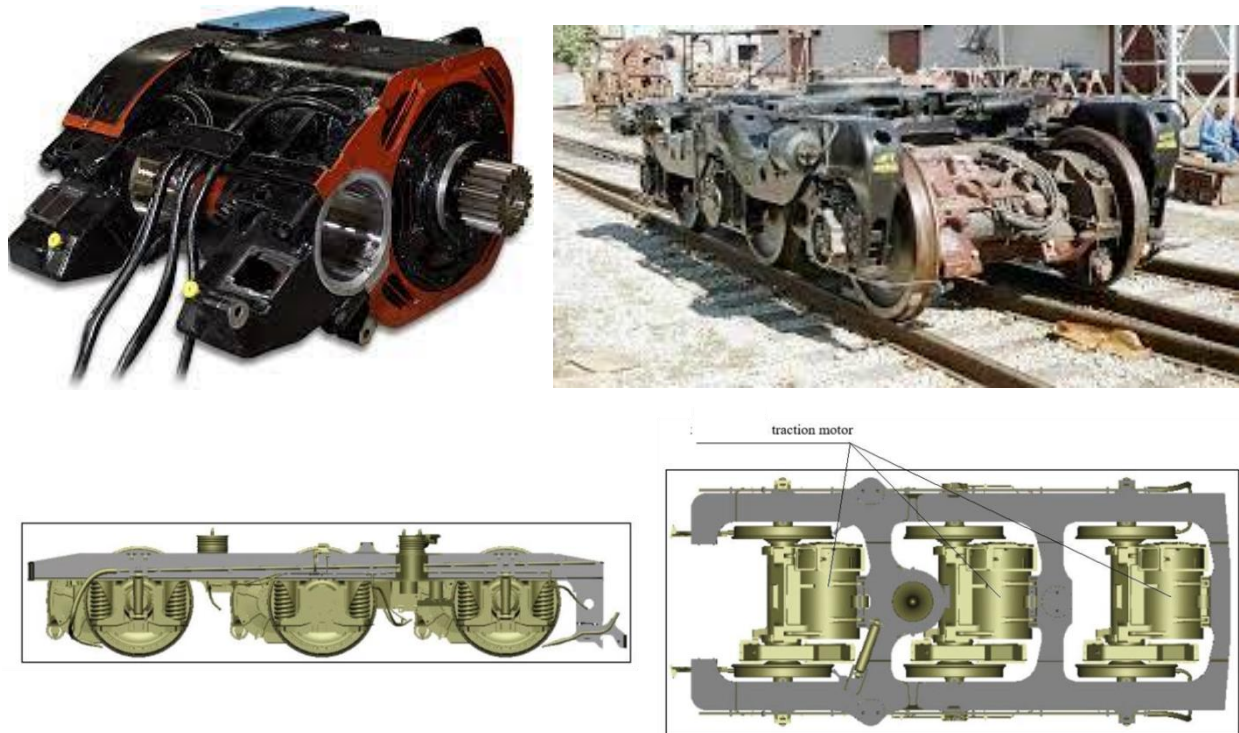


Fig. 106 – Motor de tracción y vistas lateral y en planta de un bogie de tracción – Fuente: adaptación propia

Comparación entre alternativas de generación de potencia

La actual necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector del transporte lleva a buscar diversas alternativas al uso de combustibles convencionales en los motores de combustión interna.

- El gas natural (GN), alternativo como “combustible más limpio” se ha implantado como reemplazo de la nafta en los motores de los automóviles, pero también puede ser utilizado para mover motores diésel “pesados” para la generación de energía, modificando el ciclo Diésel al ciclo dual o de Sabathé. El almacenamiento del GN a altas presiones (GNC @ 20 [bar]) es una técnica muy desarrollada y aplicable al parque automotor.
- El hidrógeno como combustible alternativo se basa en su densidad energética respecto a los combustibles fósiles (casi 2,5 veces mayor). Actualmente se puede inyectar hidrógeno en motores de combustión interna teniendo como resultados vapor de agua y



óxidos de nitrógeno; estos óxidos junto con otras trazas de residuos menores producto de la combustión son tratados en el escape de los motores o bien el hidrógeno se puede utilizar en celdas de combustible.

- Los impulsores eléctricos son otra alternativa, y en las locomotoras todo el control de potencia, en este caso, es de tipo eléctrico. El gran desarrollo de las baterías de ión litio y las perspectivas de producción de baterías de estado sólido plantean un interés continuo en estas fuentes de energía.

Si se comparan los costos de almacenamiento de energía entre las alternativas citadas, la energía potencial del hidrógeno, así como la de los combustibles sintéticos, es sustancialmente mayor que la que pueden proveer las baterías [Keyou GmbH, 2020].

En los análisis de la eficiencia de los impulsores de los vehículos modernos se ha demostrado que la eficiencia de equipos eléctricos está por encima del 90%, comparado con los motores de combustión interna, que ronda el 40%.

Combinando estos rendimientos con la densidad energética de ambas alternativas, el resultado es que el vehículo impulsado por hidrógeno tiene un rango de efectividad 10 veces mayor que el de los vehículos eléctricos.

En el reporte 2020 de Keyou GmbH se señalaba que los costos en caso del hidrógeno eran 20 veces menores (en [€/kWh]) que para las baterías de ión-Li.

Todas estas consideraciones hacen que el hidrógeno se presente como una alternativa de fuerte peso para la descarbonización del sector de transporte, por lo que hay investigaciones en curso (a nivel de laboratorio o ensayos de campo) de motores con 100% hidrógeno (Toyota) o turbinas 100% a hidrógeno (Siemens); las turbinas pueden reemplazar a los motores de combustión interna en aplicaciones estáticas - centrales de generación -, pero no han tenido éxito en su uso en locomotoras (han habido ensayos y pruebas, pero no resultaron prácticas).

8.2.1.- Hidrógeno (Motor de combustión interna y celda de combustible)

Para este caso, el hidrógeno puede ser consumido en el motor de combustión interna o en una celda de combustible.



En la celda de combustible, el hidrógeno es convertido a electricidad para alimentar las baterías, y éstas alimentan a los motores eléctricos del vehículo; similar a como lo hace un auto eléctrico tomando potencia de las baterías.

Los motores de combustión interna a hidrógeno, que no difieren sustancialmente de los motores convencionales, pueden utilizar mezcla “combustible + hidrógeno” e incluso se han ensayado en laboratorio motores con 100% hidrógeno. Esto permite utilizar una tecnología ampliamente conocida y desarrollada para diversos tipos de vehículos. Pero debe tenerse presente que el hidrógeno gaseoso podría incidir en la integridad de algunos componentes, induciendo la **fragilidad por hidrógeno**.

8.2.1.a.- Motor de combustión interna a hidrógeno

Como se indica en Fulton *et al.* (1993) una de las ventajas en el uso de hidrógeno como combustible para motores de combustión interna es que es un combustible renovable y de bajas emisiones, no tóxico, inodoro y con un amplio rango de inflamabilidad. Otras propiedades del hidrógeno pueden generar situaciones complejas cuando se lo utiliza en MCI, tales como baja energía de encendido, pequeña distancia de extinción (*quenching distance*) y su baja densidad en estado gaseoso (lo que implica el uso de altas presiones para ser inyectado a la cámara de combustión).

Como se indicó en la sección 8.2 – Tecnologías para el uso de los combustibles sintéticos, los motores de combustión interna responden a dos ciclos termodinámicos con aplicaciones diferentes:

- **Motor de encendido a chispa** (ciclo Otto), utilizados en equipos pequeños y vehículos menores (motocicletas y automóviles).
- **Motor de encendido por compresión** (ciclo Diesel), utilizados principalmente en aplicaciones de alta potencia y vehículos industriales (aunque en bajas potencias también se utilizan en vehículos terrestres, como automóviles y camionetas).

Actualmente, los motores de ciclo Otto que combustionan diésel, gas natural o hidrógeno no difieren entre sí, mecánicamente hablando. Los motores de cuatro tiempos operados a hidrógeno operan con el mismo ciclo de los motores a gas natural (ciclo Sabathé o ciclo dual) y tienen casi los mismos componentes en su interior; y estructuralmente, un motor diésel y uno operado por hidrógeno presentan configuraciones similares, e incluso el

hidrógeno puede utilizarse en motores nafteros (ciclo Otto), de forma similar a como se utiliza hoy gas natural para alimentar dichos equipos.

Las diferentes propiedades físicas del hidrógeno respecto a otros combustibles impactan en la forma en que el aire y el hidrógeno son medidos e inyectados a las cámaras de combustión. Una clasificación general de las tecnologías aplicables a los motores de combustión interna a hidrógeno en relación al método de inyección de combustible (ver Figura 107) es: la inyección indirecta (*PFI – port fuel injection*) versus la inyección directa (*DI – direct injection*) [Yip et. al, 2019]:

- **Inyección indirecta:** abarca las tecnologías de ignición por chispa (bujía), operación dual con mezcla con diésel inyectado (como detonante) o sistema de autoignición por carga homogénea de compresión (HCCI).
- **Inyección directa:** abarca las tecnologías de ignición en superficie caliente (la más utilizada, con bujías de precalentamiento similares a las utilizadas para arrancar los motores diésel a baja temperatura ambiente), por chispa (bujía) u operación dual con mezcla con diésel inyectado (como detonante); esta última tecnología permite el uso del hidrógeno en modalidad de combustible dual, conocida como H2DDI y que ha permitido probar motores de hidrógeno con 90% de inyección de este gas, tecnología ya probada y aplicada en motores de gas bajo ciclo dual o de Sabathé.

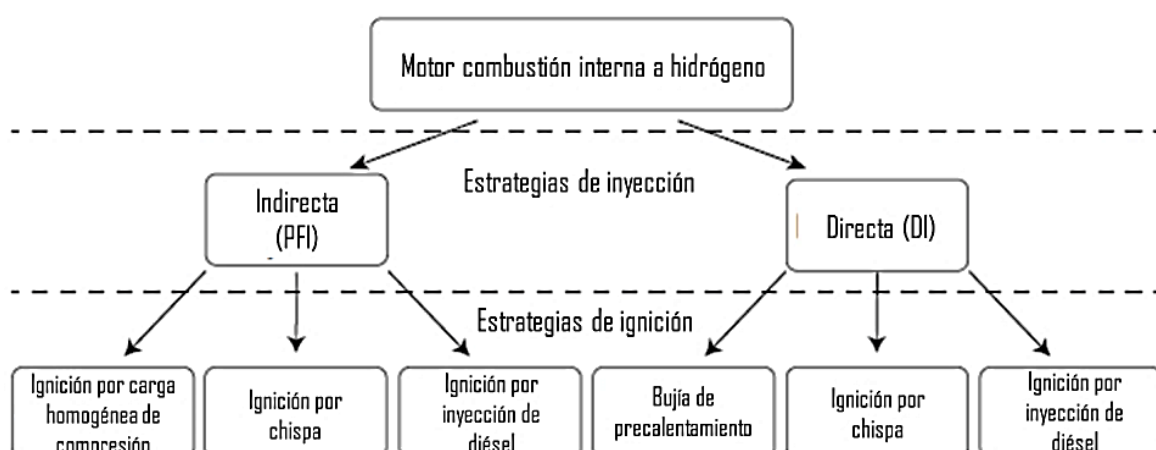


Fig. 107 – Tecnologías de ignición de un motor a H₂ – Fuente: adaptado de Fuente: Yip *et al.*, 2019

La preignición es un problema para los motores que operan con hidrógeno, ya que este es mucho más fácil de ser encendido; para contrarrestar esta inconveniencia, se opta por la inyección directa del hidrógeno dentro de la cámara de combustión. Si la inyección del hidrógeno se realiza cuando la válvula de admisión está cerrada, las condiciones de retroceso de llama se eliminan, a la vez que se aumenta la eficiencia térmica del proceso (Figura 108).

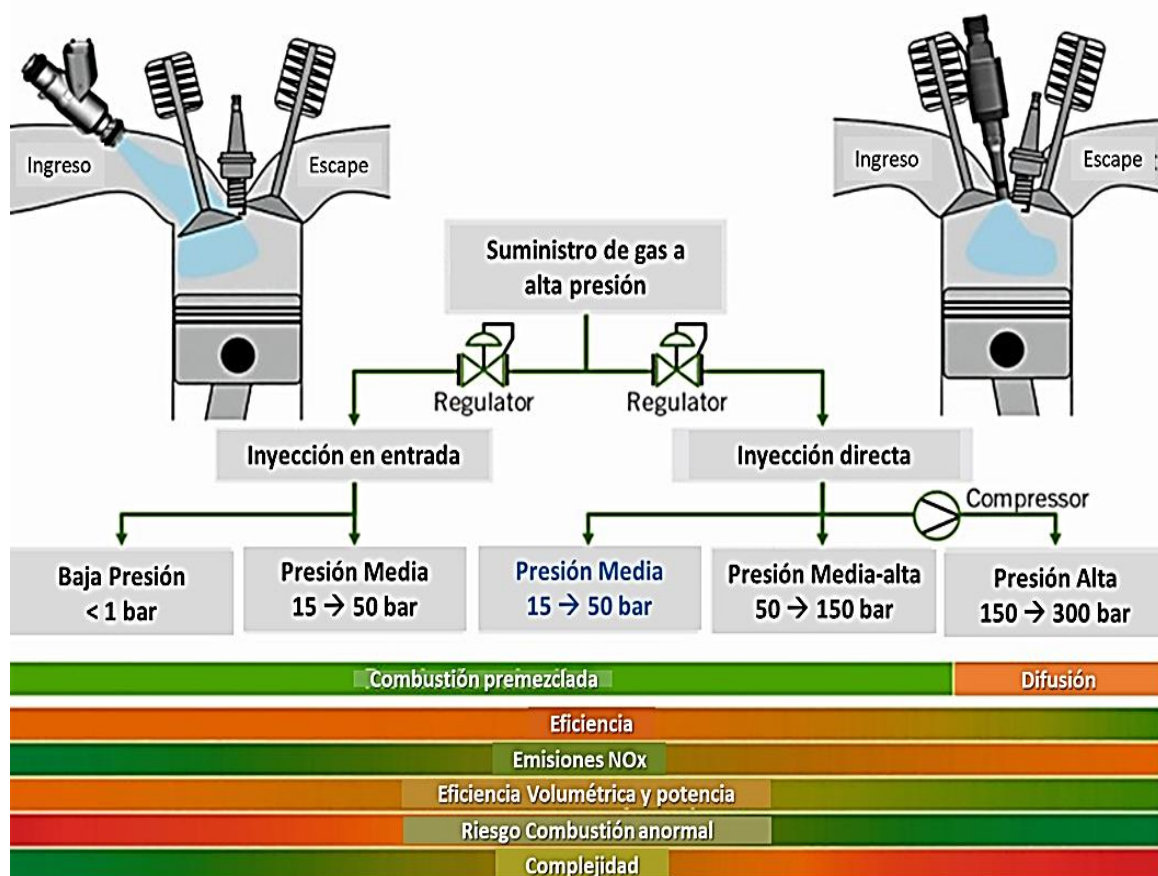


Fig. 108 – Tipos de inyección en motores de compresión. Fuente:
<https://link.springer.com/article/10.1007/s38313-021-0720-5>

Los diseños modernos de los motores impulsados por hidrógeno exceden a las unidades motoras convencionales, para un mismo nivel de torque, gracias a la inyección directa del hidrógeno que permite aumentar la densidad de la dosificación al cilindro. Como resultado, un 20% más de energía puede ser suministrada si se la compara con las tecnologías de inyección indirecta [Korn T., 2019], como muestra la Figura 109.

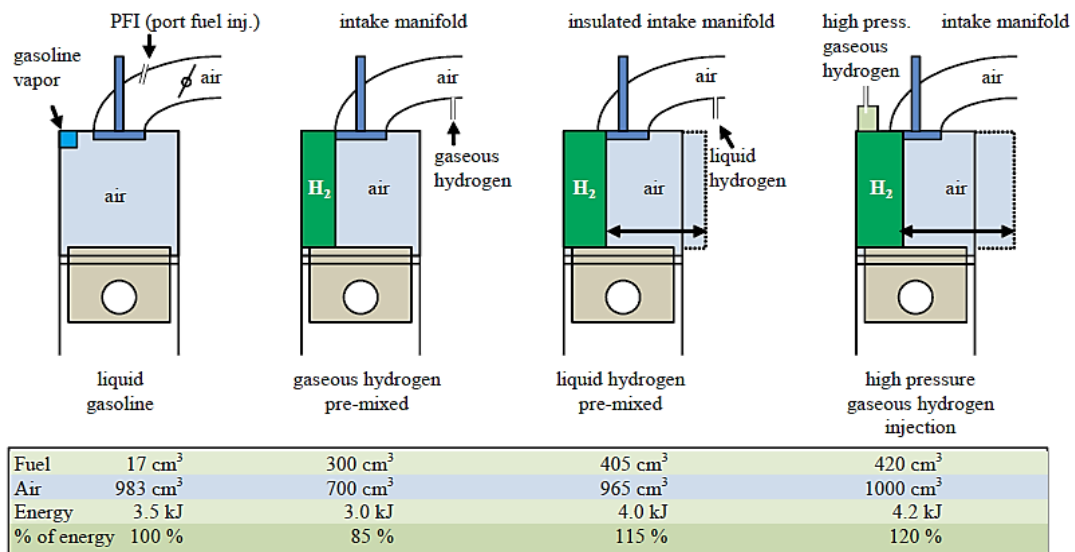


Fig. 109 – Métodos de inyección de hidrógeno en un MCI – Fuente: Korn, 2019

Por otro lado, la formación de óxidos de nitrógeno como contaminante atmosférico es una problemática a considerar. Cuando el hidrógeno combustiona en espacios con altos porcentajes de oxígeno, los óxidos de nitrógeno casi no se generan; pero en el interior de las cámaras de combustión, donde la relación aire/combustible está cerca de la estequiométrica, pueden generarse abundante cantidad de estos óxidos; por lo que, para contrarrestar esta problemática, los motores se ajustan para trabajar con excesos de aire iguales a 2 o superior (asistidos por equipos compresores), si bien el excesivo barrido de los gases afecta el rendimiento térmico de la combustión.

Por esta razón los motores de hidrógeno generalmente cuentan con un sistema de tratamiento de los gases de escape que tiene por fin evitar que los NO_x alcancen el medio ambiente circundante, con relaciones de aire/combustible: $\lambda = 1,8$ a $2,0$.

Los motores modernos operan con lo que se denomina “combustión de mezcla ajustada” (*lean mixture combustion*), que permite evitar el pico de formación de óxidos de nitrógeno y la necesidad de utilizar sistemas de tratamiento posterior; con una relación $\lambda = 2,0$ se obtiene un rendimiento térmico del orden del 44% (similar a un motor diésel convencional) pero con niveles de generación de óxidos de nitrógeno (NO_x) mucho menores. Cuando se incrementa la velocidad de régimen, los niveles de NO_x se ven disminuídos en un motor



diésel convencional, mientras que en un motor a H_2 se mantienen constantes, a una relación 6 veces menor comparado con el diésel [Sousa A., 2019].

Los motores de combustión interna actuales están fabricados con materiales basados en aleaciones ferrosas o de aluminio. Cada componente del conjunto motriz tiene distinta composición según las condiciones de operación, en términos de temperatura y presión, a las que esté sometido. Y uno de los desafíos clave está relacionado con el comportamiento atómico del gas hidrógeno y la **fragilización por hidrógeno** que puede inducir en distintos materiales [Beauregard, 2011].

Las moléculas de hidrógeno, siendo los elementos diatómicos más pequeños, pueden penetrar en la estructura atómica de los materiales de los componentes del motor vía difusión atómica (“permeabilidad del hidrógeno”), que puede aumentar debido a la presión y temperatura del medio; esto podría incrementar el riesgo de difusión del hidrógeno en los materiales del bloque del motor y los sistemas de escape. Una vez dentro del material, el hidrógeno atómico reacciona con el metal de base provocando **daño por hidrógeno (DH)** [Ustolin et al., 2020]. El DH abarca distintos mecanismos de daño, que dependen de:

- ❖ condiciones del entorno (concentración del H_2 , estado y procesos),
- ❖ condiciones de proceso (condiciones operativas, cargas y esfuerzos, fuerzas electroquímicas presentes), y
- ❖ materiales que interactúan.

Ensayos de campo de motores alimentados a hidrógeno [Beauregard, 2011] han demostrado que la fragilidad por hidrógeno no es un problema crítico para estos equipos, salvo en los inyectores, bujías y turbocargadores (componentes que trabajan a altas temperaturas) que presentan algunas consideraciones relacionadas a esta condición. Los análisis metalográficos realizados a estos motores muestran además que los elementos que sufrieron algún daño por hidrógeno fueron las válvulas de entrada, y que las válvulas y ductos de salida presentaron mayor abrasión que los motores a combustible fósil.

La mayoría de los componentes de los motores de combustión interna no presentan riesgos de fisuración por hidrógeno, pero pueden verse afectados los materiales de las cámaras de combustión, del cárter y, potencialmente, del cigüeñal [Biwer et al., 2022]. Esto requiere de algunas adaptaciones para poder hacer uso seguro del hidrógeno.



Como se reporta en Ziobrowski *et al.* (2001), aceros aleados con óxido de titanio y óxido de aluminio previenen la aparición de la fragilización por hidrógeno, ya que se reduce el coeficiente de difusión del hidrógeno y se incrementa la solubilidad dentro de la estructura del material.

Adicionalmente al uso de aleaciones de acero y aluminio en este tipo de motores, se han utilizado cerámicas para recubrir zonas de altas temperaturas y así permitir un aumento de la eficiencia a través de la combustión completa de todo el combustible inyectado, lo que favorece además la reducción de emisiones [American Ceramic Society, 2013]. Las cerámicas funcionan también como una barrera térmica y aportan beneficios como lubricidad y reducción de pérdidas de calor.

Evaluación y consideraciones sobre el uso de hidrógeno en un motor diésel pesado

Los ensayos y pruebas de campo realizados hasta el presente se aplicaron a motores de vehículos ligeros o de transporte carretero (motores de 6 cilindros hasta 15 [dm³]) con uso dual de combustibles (diésel + H₂).

Para poder validar ensayos y testeos aplicables motores de uso ferroviario o naval, se requieren ensayos en motores de grandes cilindradas (de 100 [dm³] o mayor) [Durzyński. 2021].

Ante la falta de estas pruebas y ensayos, a los fines de este trabajo de tesis se considera que aún no está desarrollada la posibilidad de utilizar este combustible en los motores ferroviarios.

8.2.1.b.- Celda de combustión a hidrógeno

El uso del hidrógeno como combustible puede ser convertido en potencia eléctrica en celdas de combustible, lo que permite la propagación del uso del hidrógeno en la propulsión de vehículos de transporte. La capacidad energética del hidrógeno (33 [kWh/kg]), 2,4 veces mayor que la de los combustibles fósiles, hace que el interés en su uso siga impulsando a la I+D, tanto de las celdas de combustible como de las otras tecnologías para su aprovechamiento.

En las zonas cercanas a los grandes centros urbanos, el uso del tren eléctrico alimentado desde catenaria superior es habitual, con distancias relativamente cortas y bajas cargas de tracción. Sin embargo, los costos de electrificar son muy altos, y las grandes distancias



como las que existen en la red ferroviaria argentina juegan en contra de la electrificación de la red y dificultan los proyectos a largo plazo.

La necesidad de reducir las emisiones del parque locomotor hace que las celdas de combustible sean una alternativa factible. El reporte T1145 - "Options for traction energy decarbonisation in rail" del RSSB⁹ contiene una estimación de eficiencias de los sistemas de potencia ferroviaria (desde la fuente de energía hasta las ruedas) planteada por Siemens y que indica:

- ✓ Electrificación por catenaria superior – 80%
- ✓ Tracción por baterías – 60%
- ✓ Tracción por celdas de hidrógeno – 35%
- ✓ Tracción por motor diésel convencional – 25%

Los trenes eléctricos son la forma más eficiente de utilizar electricidad, ya que directamente son alimentados por ésta para su movimiento. Otros vehículos deben almacenar la energía potencial para luego transformarla y utilizarla; y cada transformación implica la disipación de cierta parte de esa energía en una forma no utilizable (calor) lo que disminuye el rendimiento global de toda la cadena de potencia (Figura 110):

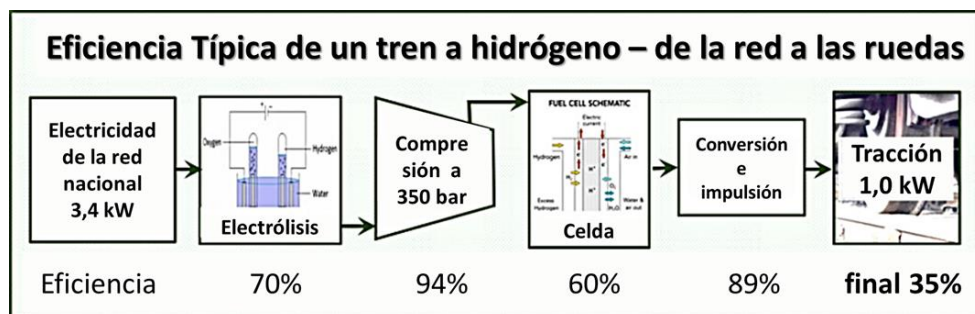


Fig. 110 – Rendimientos de transformación de potencia eléctrica para una locomotora de hidrógeno – Fuente: <https://www.railengineer.co.uk/hydrogen-trains-coming-soon/>

Sin embargo, el rango de autonomía de un tren impulsado por hidrógeno es mucho mayor que la de un tren a baterías, dado que la densidad energética volumétrica del hidrógeno es 2,5 veces mayor que las baterías de ion-Li (o 7 veces si la consideramos como densidad energética másica); aunque se debe considerar que el combustible líquido convencional presenta valores muy superiores (del orden de 5 a 8 veces) [Kircher *et al.*, 2011], por lo que

⁹ RSSB (Reino Unido): Rail Safety and Standards Board

la capacidad de los tanques de almacenamiento del hidrógeno debería aumentarse en la misma proporción para poder cubrir el mismo rango de autonomía, lo que resulta impracticable en las unidades locomotoras.

Por lo tanto, el cambio de la planta de generación diesel-eléctrica de la locomotora (Figura 111) es una alternativa posible, para tener autonomía y reducir las emisiones de GEI. Diversas investigaciones plantean que la mejor opción es un sistema combinado entre celdas de hidrógeno y tecnología de baterías [Moraes *et al.*, 2020].

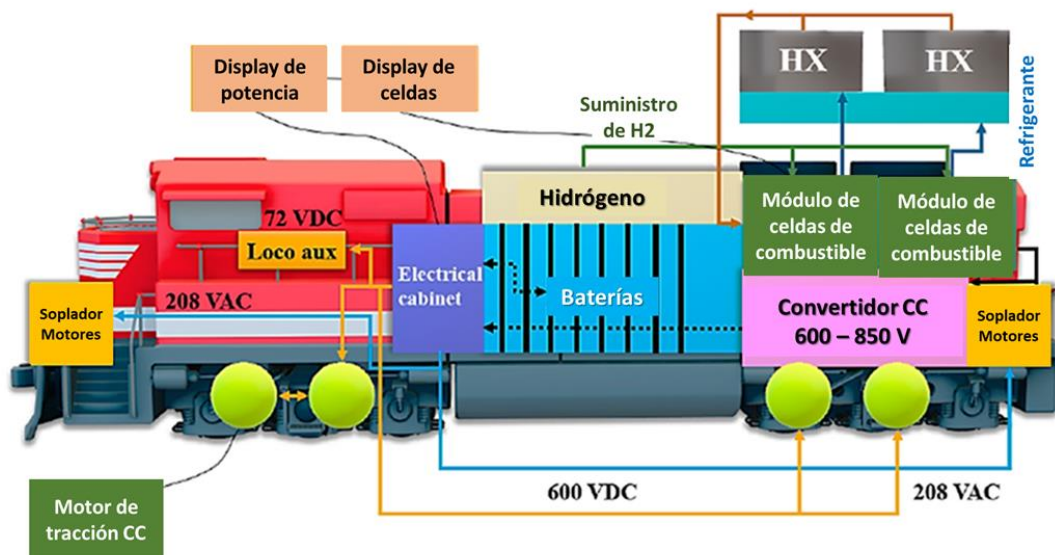


Fig. 111 – Reconversión planta motriz D-E a celdas de combustible – Fuente: Daszkiewicz *et al.*, 2021

La **celda de combustible** utiliza hidrógeno (Figura 112), que se almacena en tanques apropiados (@ 35 [MPa]) en la zona superior de la unidad motriz (en la posición del motor diésel o sobre el techo, en caso de los trenes de pasajeros); y este hidrógeno alimenta las celdas de combustible. Las unidades modulares para este tipo de aplicación suelen ser unidades de alta potencia del orden de 100 [kW], por lo que las celdas más habitualmente utilizadas son las PEM (de membrana intercambiadora de protones) o DMFC (que tienen la misma tecnología, pero utilizan metanol puro como combustible en vez de hidrógeno).

La **alimentación del hidrógeno** hacia los módulos de potencia se realiza mediante un sistema de suministro que lo entrega a una presión de 8,5 [bar] a través de un regulador de gas, y la entrada de aire se realiza mediante un soplador alimentado desde las mismas celdas (o de las baterías al momento del arranque).

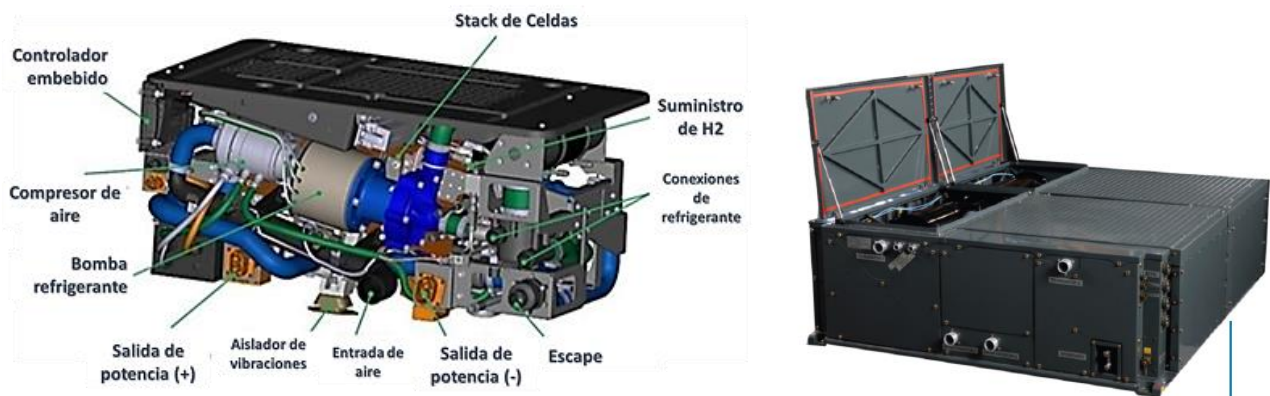


Fig. 112 – Módulo de 200 [kW] para uso ferroviario – Fuente: Ballard Inc., 2019

La reacción química de combustión genera calor residual, que necesita ser retirado del sistema mediante sistemas de enfriamiento; este calor podría utilizarse para calefaccionar la cabina de control (o los vagones, en el caso de los trenes de pasajeros) en los meses de invierno.

El **almacenamiento del hidrógeno** se realiza a través de tanques de materiales compuestos (Figura 113), que lo almacenan a 350 [bar] a temperatura ambiente; estos tanques están diseñados para soportar mayores presiones y temperaturas, ya que al momento de ser cargados el gas sufre un proceso de expansión con intercambio de calor (conocido como efecto Joule-Thompson), lo que hace que la presión y temperaturas internas aumenten hasta que se normalizan una vez que el gas se enfría. Si bien los tanques para almacenamiento de hidrógeno tienen buena capacidad de almacenaje, dada la menor densidad energética respecto del diesel, la autonomía del equipo alimentado con hidrógeno será menor.

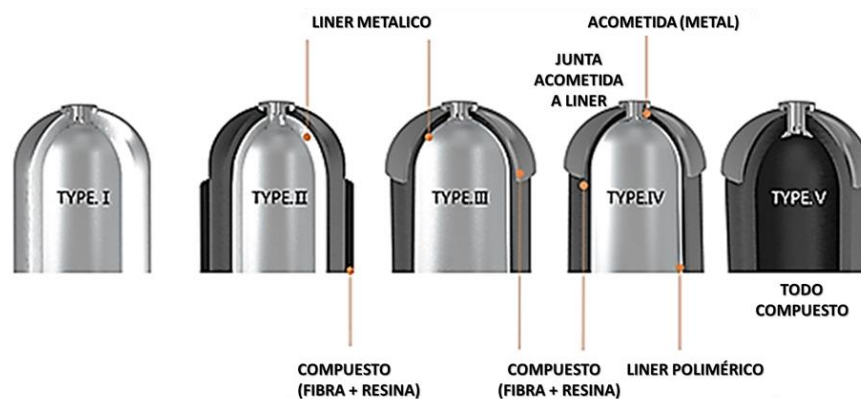


Fig. 113 – Tanques de almacenamiento de hidrógeno comprimido – Fuente: Composites World



Cada clase de tanque (V1 a V5) son utilizables según el estado en que se busque almacenar el hidrógeno [Composites World, 2021].

Si bien podrían utilizarse sólo celdas de combustible para generar la potencia necesaria para mover la locomotora, los sistemas tienden a ser híbridos y contemplan el uso de **baterías eléctricas** como apoyo. Con esto se puede disminuir la potencia requerida de las celdas de combustible y las baterías pueden utilizarse para almacenar energía de frenado a través de un sistema de regeneración de energía. En caso de necesitar extrema potencia, por ejemplo para reforzar la aceleración, ambos sistemas, celdas más baterías, pueden servir como fuente de alimentación a los motores de tracción (ver Figura 114).



Fig. 114 – Sistema de potencia y sistema de frenado regenerativo – Fuente: Chang S., 2019

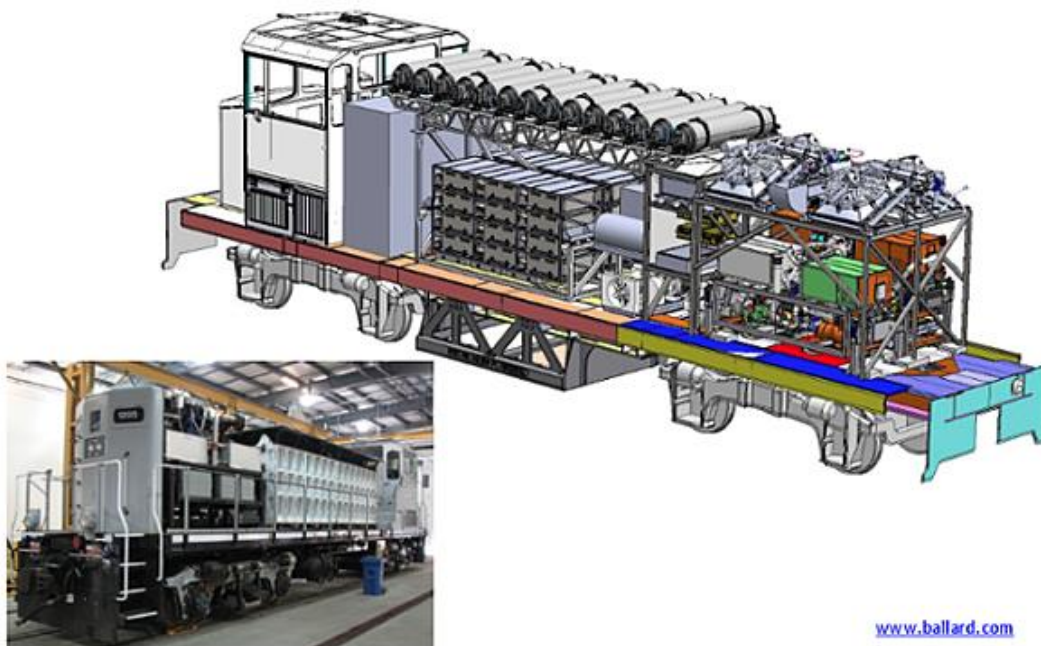
Las baterías a utilizar son las de tipo alto voltaje (del orden de 650 [V] y más de 200 [A] de corriente). Las baterías de alto voltaje HV (Figura 115), de tipo ión-Li, deberán estar diseñadas para soportar altos niveles de exigencia. Por un lado, deberán ser capaces de almacenar la mayor cantidad de energía con la menor masa posible (máxima densidad energética). También deberán ser capaces de soportar rangos de temperaturas de funcionamiento muy amplios sin sufrir deterioros, accidentes o posibles riesgos de incendio; y deberán estar diseñadas para poder soportar miles de ciclos de recarga sin que ello merme de manera significativa la duración de su vida útil.



Fig. 115 – Batería de alto voltaje (uso vehicular) – Fuente: <https://www.worldenergytrade.com/>

Los bancos de baterías pueden ir colocados en el espacio que queda al retirar el motor diesel, y en un nivel superior a estas se ubican los tanques de almacenamiento de hidrógeno bajo presión.

Finalmente, el control de tracción se realiza en forma similar a como se controla en una locomotora diesel-eléctrica, a través de la intensidad de corriente continua que se inyecta a los motores de tracción desde la cabina de mando y a través del circuito de control de potencia (Figura 116).



www.ballard.com

Fig. 116 – Esquema de distribución de equipamiento y foto de locomotora a H₂ – Fuente: Ballard

Evaluación y consideraciones al uso de celdas de combustible en locomotoras

Uno de los inconvenientes que se tiene en estos esquemas tecnológicos es la provisión del hidrógeno para repostar las unidades una vez que se vacían los tanques. En algunos casos,



se utilizan estaciones de recarga móviles (que se trasladan mediante camiones), en otros casos se han desarrollado estaciones de electrólisis a lo largo del ramal ferroviario (que utilizan energía sobrante de la red o parques renovables durante la noche para producir y almacenar hidrógeno) y finalmente, se han desarrollado alternativas de vagones de almacenamiento, que se acoplan a las locomotoras y son arrastrados por ellas (Figura 117). La adopción de estas tecnologías está limitada por los altos costos de la producción de hidrógeno, por lo cual se requerirán políticas activas para su inserción [Stobnicki y Gallas, 2022 (Institute of Rail Vehicles “TABOR”, Polonia)].



Fig. 117 – Estación de producción y recarga de H₂ / vagón de almacenamiento y suministro – Fuente: www.atawey.com y H₂ business News.

8.2.2.- Metanol (Motor de combustión interna y celda de combustible)

El metanol tiene muchas propiedades que lo hacen interesante como combustible para motores de combustión interna:

- alto número de octanos,
- alto calor de vaporización,
- alto contenido de oxígeno molecular,

pero, en contrapartida, el valor energético respecto de los combustibles convencionales es sólo la mitad [Tunér, 2016; citado en Tunér *et al.*, 2018].

El alto valor del calor de vaporización de los alcoholes conlleva una reducción de temperatura en la carga, que puede ser aprovechada en el llenado de los cilindros y así reducir el trabajo de compresión en los mismos. Otra propiedad interesante es la relativa mayor expansión molar, que adiciona presión durante las reacciones químicas, pero sin agregar calor. El metanol puede además ser mezclado con diésel y nafta indistintamente.



El menor valor energético del metanol en comparación con los combustibles fósiles implica no sólo que deba transportarse el doble de combustible para un mismo rango de autonomía, sino que además las instalaciones de recarga deben adecuar sus caudales para cubrir los tiempos de reposición de combustible. Igualmente, la densidad energética volumétrica del metanol es superior a la de otros combustibles gaseosos o la de las baterías.

La operación de motores de combustión interna con metanol conlleva otros desafíos, ya que los alcoholes son más corrosivos que los combustibles convencionales, el metanol que contenga agua es el más agresivo en ese sentido mientras que alcoholes superiores son generalmente menos corrosivos [Yuen *et al.*, 2010; citado en Tunér *et al.*, 2018]. Para evitar la corrosión se recomienda el uso de materiales con alta resistencia, como el acero inoxidable o algunos polímeros (como el PTFE); por el contrario, metales como el plomo, zinc, cobre y magnesio junto con varios elastómeros y plásticos no se recomiendan en contacto con metanol.

En la mayoría de los motores, la baja lubricidad del metanol requiere el uso de aditivos en el combustible para evitar problemas con las bombas de combustible e inyectores. El metanol es un solvente, y puede formar ácidos durante la combustión, lo que requiere mayores cantidades de aditivos lubricantes y posiblemente cambios de aceite más asiduos.

A diferencia de los combustibles convencionales, el uso de metanol puro presenta puntos de presión de vapor y de ebullición particulares, que dificultan los arranques en frío, siendo dificultosa la generación de suficiente cantidad de vapor para generar una mezcla inflamable.

8.2.2.a.- Motor de combustión interna a metanol

Teniendo presente que los motores de combustión interna pueden ser destinados a distintas aplicaciones según sus características:

- **motor de encendido a chispa** (ciclo Otto), en aplicaciones de baja potencia,
- **motor de encendido por compresión** (ciclo Diesel), para uso industrial y equipos pesados,

hay distintas maneras que utilizar el metanol como combustible [Verhelst *et al.*, 2019]:

- En los **motores de combustión a chispa**, el metanol puede ser considerado un combustible directo dada su alta temperatura de autoignición y el calor latente de

vaporización, ya sea utilizado puro o como mezcla con nafta; pero por otro lado el menor punto de condensación que tiene el metanol puede requerir el ajuste de ciertos parámetros operativos. No se requieren modificaciones significativas en las tecnologías actuales que utilizan este alcohol como combustible.

- Asimismo, en estos motores a chispa puede utilizarse el metanol como un suministro separado de la nafta, como un medio para mejorar la respuesta antidetonante (gracias a su elevado número de octanos) y evitar de esta forma el pistoneo circunstancial del motor. Para ello, la inyección del metanol se controla electrónicamente mediante el sensado de esta condición no deseada del motor.
- En los **motores de combustión interna a compresión** también se han utilizado alcoholes como combustibles, pero debe ajustarse la inyección del alcohol para el correcto funcionamiento del motor (Figura 118). En forma similar a lo que se realiza en motores diésel que operan a gas natural, se inyecta metanol en forma separada de un flujo vaporizado de combustible diésel que se utiliza como generador de calor (por compresión) y permite la combustión posterior del alcohol; y este funcionamiento se conoce como ciclo dual o de Sabathé en la teoría de las máquinas térmicas.

El alto valor de octanaje y el fuerte efecto de enfriamiento debido al calor de vaporización hace que el metanol sea menos proclive al “pistoneo” o la pre-ignición, por lo que lo hace aplicable a motores de encendido por chispa (ciclo Otto), tipo naftero.

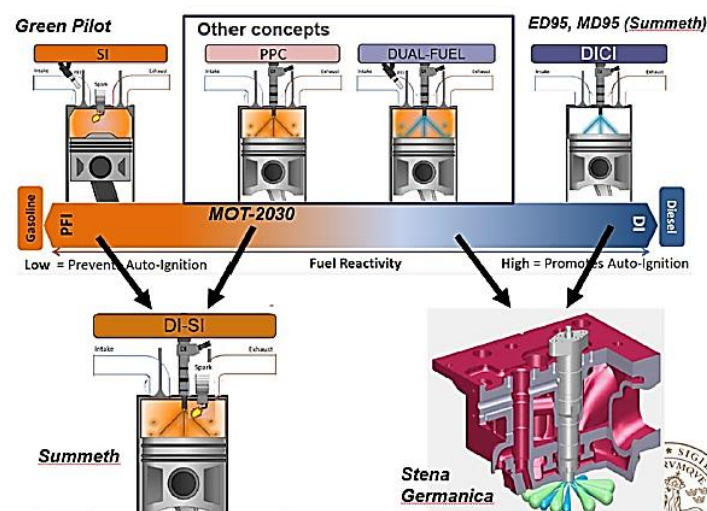


Fig. 118 – Resumen de conceptos de inyección para motores a metanol – Fuente: Tunér *et al.*, 2018



La tendencia al bajo nivel de “pistoneo” puede ser aprovechada para aumentar la relación de compresión en los cilindros, permitiendo aumentar la eficiencia y la potencia de salida, comparada con la operación bajo ciclo naftero. Se desarrollaron alternativas que permiten la inyección indirecta (*PFI – Port fuel injection*) tanto de nafta como de mezcla M85 (85% en volumen de metanol) y actualmente se utilizan mezclas desde M5 a M30 en motores nafteros convencionales, mientras que las M85 a M100 se aplican a motores dedicados de metanol [Chen et. al, 2019].

El alto octanaje del metanol no lo hace aplicable para uso directo en motores de encendido por compresión (ciclo Diesel); y esto hace que en estos motores se utilicen tecnologías de inyección directa (*DI*) de mezclas de metanol M95 con mejorador de combustión, precalentadores de aire de admisión, bujías de encendido (*glow plug*) o inyección dual de combustible – utilizado por MAN y Wärtsila – donde se inyecta un piloto de combustible diésel para encender la carga de metanol.

Focalizando en los motores de encendido por compresión, el uso de metanol como combustible requiere de ciertas modificaciones en la construcción de los motores así como en los parámetros de desempeño [Bansal y Menna, 2023]:

- ✓ el metanol tiene el doble de temperatura de autoignición que el diésel convencional, lo que permite su uso en motores de alta compresión;
- ✓ el metanol tiene buen número de octanos (ON) mientras que el diésel tiene elevado número de cetanos (CN); por lo tanto, es mejor usar el metanol en mezclas (*blendings*) aditivadas con algunos solventes, dado que el metanol y el diésel no son fácilmente mezclables;
- ✓ los motores diésel que utilizan metanol tienden a tener sistema de inyección de doble combustible independientes o de inyección dual a alta presión;
- ✓ el metanol tiene un porcentaje alto de oxígeno, por lo que las emisiones de estos motores son significativamente menores a los del motor diésel convencional;
- ✓ el metanol tiene un calor latente de vaporización muy elevado, por lo que su uso en motores de compresión permite aumentar el rendimiento termodinámico, la potencia de salida y la eficiencia volumétrica.



Uso del Metanol puro (M100) en motores diésel

Termodinámicamente, cuando se compara la eficiencia térmica al freno (*BTE – brake thermal efficiency*) de un motor funcionando a metanol M100 vs. otro funcionando con diésel fósil, se observa que el M100 muestra picos de eficiencia de hasta 43% (con una media estable de 40%) para distintos escenarios de velocidades y cargas aplicadas [Brusstar *et al.* (2002), citado en Zhen y Wang, 2015].

Estudios relacionados con la contaminación por los gases de escape han determinado que si bien utilizando metanol M100 se generan mayores trazas de hidrocarburos totales (THC) y monóxido de carbono (CO) comparados con el uso del diésel, la reducción significativa de óxidos de nitrógeno (NO_x) y el material particulado (PM₁₀) lo hacen muy atractivo dado el impacto contaminante que estos dos últimos efluentes generan en el ambiente [Dhaliwal *et al.*, 2000]. Y las emisiones de THC y CO requieren el uso de catalizadores en los sistemas de escape.

Otros estudios han demostrado que la optimización de los tiempos de inyección del metanol en motores a chispa puede aumentar la eficiencia del ciclo, hasta un 10% [Lie *et al.* (2010), citado en Zhen y Wang, 2015].

Evaluación y consideraciones al uso de metanol en un motor diésel pesado

Si bien uno de los beneficios de los motores diésel es que son equipos robustos, aquellos motores que utilizan metanol como combustible no necesariamente cubren esas características, salvo en el caso de la inyección directa dual de combustible (*DI-DF*).

Los motores de premezcla completa que utilizan las tecnologías de inyección indirecta o de combustible dual están más expuestos a la corrosión interna de los cilindros, si los motores tienen ciclos repetidos de arranque-parada sin el calentamiento apropiado.

Por lo tanto, los motores diésel que sean utilizados para el consumo de metanol deberán ser adaptados a dicho uso; al menos, en lo relacionado con la tecnología de inyección de combustible y las características de los pistones, ya que la mezcla MD95 así lo requiere [Tunér *et al.*, 2016]. Lo mismo ocurre para el caso del sistema de combustible dual, con nuevos pistones e inyectores avanzados de inyección directa.



Los niveles de potencia de salida de motores con mezcla M95 presentan valores similares a los diésel convencionales, y los sistemas de inyección directa (DI-SI o DI-DF) tienden a ser menos ruidosos que el motor convencional.

En cuanto al nivel de emisiones, el metanol presenta una ventaja distintiva respecto de otros combustibles. El alto contenido de oxígeno molecular permite la reducción sustancial de emisiones cuando se utiliza M100 (metanol puro). El uso de una mezcla M95, si bien requiere el uso de dosis de diésel para encender, el aporte de las emisiones se dispersa en el volumen de residuos de la combustión del metanol inyectado, pudiendo preverse la aparición de algunos residuos de aditivos no quemados en los filtros de particulado. Las tecnologías de combustible dual y M95 pueden reducir las emisiones de NOx alrededor de 2 [g/kWh], llegando a ser menor si se utiliza la técnica de combustión ajustada (*Lean Combustion*) o sistema de captura posterior [Bansal, P. y Menna, R., 2021].

La posibilidad de utilizar los motores diésel ferroviarios para el uso de metanol es factible, pero requiere la adaptación del equipo a las nuevas condiciones de operación (nuevos sistemas de inyección, pistones y sistemas dobles de almacenamiento/suministro de combustible); estos costos de implementación deben contrastarse con los costos de cambio del motor diésel por unidades que trabajen con tecnologías de inyección indirecta con encendido asistido por chispa (*PFI-SI*), que presentan ciertas tendencias a ser más utilizados en el transporte naval.

8.2.2.b.- Celda de combustión a metanol

En la celda directa de metanol (*DMFC*), el metanol se mezcla con agua (que se inyecta por un circuito auxiliar) y la solución reacciona electroquímicamente en el ánodo, donde se genera dióxido de carbono (como residuo), seis iones H^+ y seis electrones; los iones pasan por la membrana de separación y los electrones recorren el circuito de potencia. Al alcanzar el cátodo, los iones H^+ reaccionan con el O_2 del aire, produciendo agua (ver Figura 119).

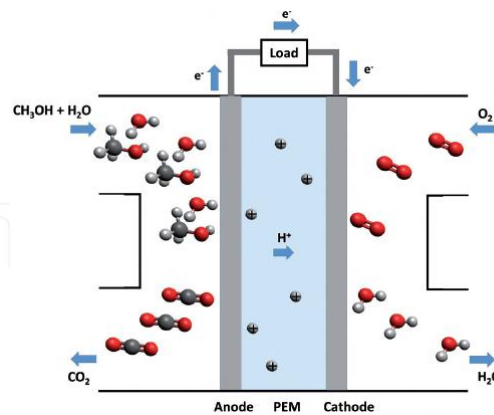


Fig. 119 – Esquema de funcionamiento de una DMFC – Fuente: Dang y Le, 2021

La gestión del agua necesaria para la reacción inicial del metanol es importante, ya que ayuda a que los protones pasen por la membrana; sin embargo, un exceso de agua puede “ahogar” a la celda, y un déficit de la misma provoca una desaceleración de la tasa de intercambio.

Los módulos de potencia (power module) basados en celdas DMFC tienen integrado un reactor de disociación (denominado “reformador”, donde se disocia el MeOH en CO₂ e H₂ con asistencia de aire externo, antes de alcanzar las celdas propiamente dichas; para luego generar electricidad (Figura 120).

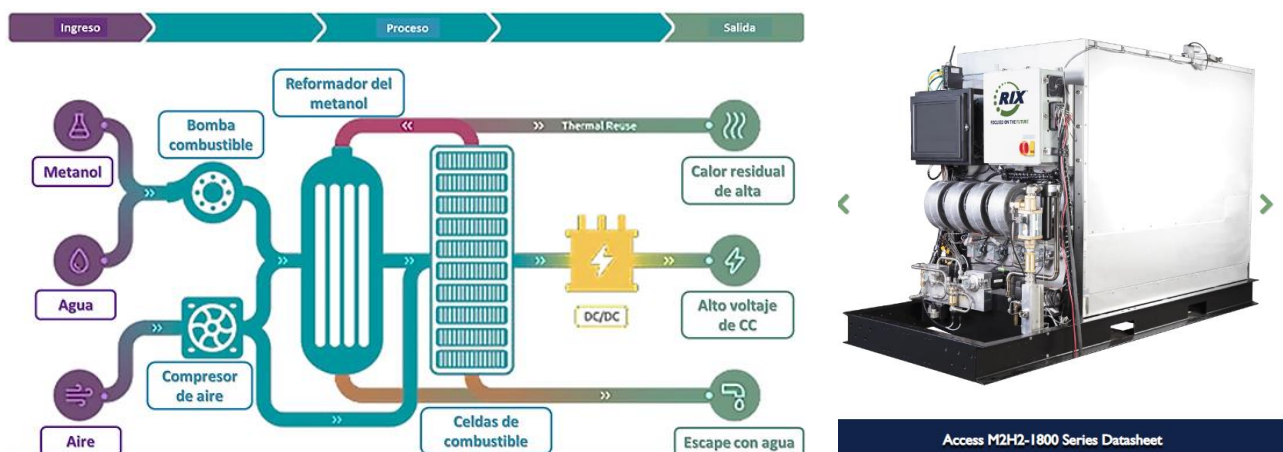


Fig. 120 – Celda de combustible a metanol reformada – Fuente: <https://www.rixindustries.com> y <https://www.greencarcongress.com>

Estos equipos se conocen como **celdas de combustible a metanol reformadas (RMFC – Reformed Methanol Fuel Cell)** o **celdas de metanol indirecto (IMFC – Indirect Methanol**



8.2.3.- Diésel Sintético (motor de combustión interna)

El diésel sintético puede provenir de:

- ✓ la síntesis Fischer-Tropsch,
- ✓ la hidrogenación de aceites vegetales o de ésteres y ácidos grasos derivados de la biomasa - HVO (aceites vegetales hidrogenados) y HEFA (ésteres y ácidos grasos hidrogenados) -.

Cualquiera de las dos rutas de proceso genera un diésel parafínico apto para ser usado directamente como combustible en vehículos automotores, así como en barcos y locomotoras.

El diésel parafínico cumple con el estándar europeo EN 15940 para su uso directo en el sector automotriz; dado que las propiedades de este combustible sintético son similares a los del diésel fósil, salvo la densidad que resulta menor que el convencional por la ausencia de aromáticos en su composición. Para cumplir con los requisitos de densidad, el diésel FT debe ser mezclado en bajas proporciones con diésel fósil. Las propiedades de escurrimiento en frío (punto de goteo) se mejoran y adaptan en la etapa de isomerización durante el proceso de refinado del diésel.

La ausencia de componentes aromáticos favorece un número de cetanos alto y un efecto positivo en las emisiones de material particulado. Esto también ayuda a que los catalizadores utilizados en los escapes de los motores puedan reducir las emisiones de NOx en forma más efectiva [Rodríguez-Fernandez *et al.*, 2016].

Todo el proceso de refinado del diésel FT contiene muchas etapas de tratamiento, por lo que se estima que el rendimiento másico está entre un 15% a 25%, mientras que la eficiencia energética total ronda el 50% gracias a las reacciones exotérmicas. El proceso puede ser acoplado con cogeneración de vapor/electricidad, lo que aumentaría el rendimiento térmico a casi un 80% [Concawe, 2022].

Motor de combustión interna a diésel sintético

Como el diésel sintético (proveniente del proceso FTS o de la hidrogenación, HVO/HEFA) no difiere sustancialmente de las propiedades de un diésel fósil, el comportamiento del motor convencional al momento de usar el combustible sintético no cambia sustancialmente, a excepción del nivel de emisiones a la salida del mismo.



Como se plantea en Gauci y Arkoudeas (2020), la autoignición es responsable del pistoneo en los motores de ciclo Otto (nafteros), pero es una condición deseada en los motores de encendido por compresión (ciclo Diésel o ciclo Dual-Sabathé) que utilizan combustibles tipo diesel.

Al momento de inyectar el combustible, cuanto más rápido se encienda mayor será el tiempo disponible en la cámara para asegurar su total combustión y entrega de máxima energía; el tiempo entre el momento de inyección hasta el inicio de la combustión se conoce como tiempo de retardo (*ignición delay*). Cuanto más corto es ese tiempo, es más fácil encender el motor, menor es el ruido asociado a la combustión y menor el nivel de emisiones de un motor de compresión.

Dado que los diésel sintéticos no tienen presencia de aromáticos, la capacidad de autoignición será algo mayor respecto de su equivalente fósil.

Evaluación y consideraciones al uso de diésel sintético en un motor diésel pesado

Si bien las características y propiedades del diésel sintético respecto de su equivalente fósil no difieren (salvo la densidad), este tipo de combustible es el candidato para el reemplazo del gasoil en las aplicaciones analizadas.

Sin embargo, la necesidad de “dosificar” el gasoil sintético con algo del fósil para mejorar la densidad hace que pierda algo de su condición de “sustentable”; pero, por otro lado, la ausencia de aromáticos beneficia notablemente la reducción de las emisiones de hollín y material particulado, lo cual es propicio para la sustentabilidad en el uso del combustible sintético.

8.2.4.- DME del Metanol (motor de combustión interna)

El dimetil-éter (DME, H_3COCH_3) y el oxi-dimetil-éter (OME) son alternativas importantes como combustibles para el uso en motores diésel para el transporte carretero, ferroviario y marítimo, por varias razones:

- La ausencia de enlaces C-C en el combustible, aún en mezclas de altas proporciones con diésel sintético, no evidencian formación de hollín y material particulado, por lo que su utilización como combustible directo promete una reducción muy fuerte en lo relacionado con las emisiones, salvando la solución de compromiso entre hollín y óxidos NO_x.



- DME y OME pueden obtenerse de fuentes renovables derivadas del metanol como producto intermedio (tanto proveniente del proceso PtL –Power to Liquids- o de la gasificación de la biomasa), contribuyendo a la neutralidad en carbono.
- Los OME en particular son altamente miscibles con los hidrocarburos convencionales.

Por otro lado, tanto la densidad del DME/OME como su viscosidad están fuera del rango definido por los estándares para un combustible diesel; asimismo, la alta presencia de oxígeno molecular tiene un efecto beneficioso en relación a la formación de hollín y los óxidos NO_x, pero puede incrementar la generación de otros compuestos peligrosos, como aldehídos y cetonas, con reducción del calor latente; podrían generarse además problemas de compatibilidad de materiales.

Por estas razones, deberán hacerse ajustes o nuevos desarrollos para el caso de utilizarse DME/OME en forma pura en los motores de combustión [Omari *et al.*, 2019; Pélerin *et al.*, 2020].

Cuando se lo utiliza mezclado con diésel fósil, las modificaciones dependen de la cantidad de DME/OME utilizado en la mezcla; mezclado en hasta un 30% se ha validado que no cambia sustancialmente la velocidad de quemado del combustible fósil, por lo que no afecta su comportamiento, pero mejora en nivel de emisiones [Richter *et al.*, 2021].

8.2.5.- Amoníaco (Motor de combustión interna y celda de combustible)

El amoníaco ha sido identificado como un transportador de hidrógeno (*H₂ carrier*) de alta densidad energética y seguro de ser transportado, que puede ser utilizado para la generación de energía y en los sistemas de transporte [IRENA y AEA, 2022].

Sin embargo, existen aspectos cruciales en relación a la utilización del amoníaco como combustible, dadas sus propiedades físico-químicas y que se muestran en la Tabla 28:



Combustible	Poder calorífico Inferior [MJ/kg]	Densidad energética [MJ/dm ³]	Densidad [kg/m ³]	Octanaje (RON)	Velocidad de llama [m/s]	Límites de inflamab.	Energía mínima de ignición [mJ]
NH ₃ enfriado y licuado	18,6	12,69 (1 atm / -33 °C)	682	>130	0,067	15 – 28	680
NH ₃ comprimido y licuado	18,6	11,65 (300 atm / 25 °C)	626	>130	0,067	15 – 28	680
LH ₂	120	8,5 (1 atm / -253 °C)	70,85	>130	3.25	4,7 – 75	-0.016
CH ₂	120	2,46 (300 atm / 25 °C)	20,54	>130	3.25	4,7 – 75	-0.016
Diesel	44,11	32,89 (1 atm / 25 °C)	745,7	<20	0,41	0,6 – 8	0,14
Metanol	19,90	15,65 (1 atm / 25 °C)	786,3	108,7	0,56	6,7 – 36	0,14

Tabla 28 – Propiedades comparativas del amoníaco con otros combustibles – Fuente: adaptación propia

Desde el aspecto práctico del uso del amoníaco como combustible, este presenta una baja calidad de ignición (RON > 130), una temperatura de autoignición muy alta, baja velocidad de llama (aproximadamente 7 [cm/s] para una mezcla estequiométrica a 1 [atm]/298 [K]), casi un orden de magnitud respecto de los combustibles convencionales y los alcoholes, y de 3 respecto del hidrógeno; junto con bajos límites de inflamabilidad y una energía mínima de ignición muy alta (MIE = 680 [mJ]).

Adicionalmente, dado que el calor latente de vaporización es alto respecto de otros combustibles (1370 [KJ/kg]) esto implica al momento de ser inyectado a la cámara de combustión que la temperatura de la reacción caiga drásticamente, lo que ocasiona combustión incompleta y pérdida de eficiencia en el motor [Okafor *et al.*, 2021].

Los altos valores de octanaje, que puede ser considerado como ventajoso en los motores de encendido por chispa, pueden ayudar a aumentar la relación de compresión y la eficiencia del motor.



8.2.5.a.- Motor de combustión interna a amoníaco

Actualmente, el amoníaco es considerado uno de los combustibles alternativos más promisorios en relación al abatimiento de las emisiones de GEI en sistemas de propulsión donde la baja densidad energética de las baterías las hace imposible de ser implementadas. Deben realizar modificaciones para permitir que los motores de combustión trabajen con amoníaco:

- Utilizando inyección indirecta (*PFI*), se requiere un tanque presurizado a 8 [bar], y sistema de inyección similar al gas natural licuado, junto con vaporizador precalentado antes del inyector.
- Se requiere la utilización de sistema de inyección directa por alta presión (tipo *common-rail*).
- Para los motores de encendido por chispa, se realiza un incremento en la relación de compresión para aprovechar el alto RON del amoníaco y compensar la baja velocidad de llama.
- Para acelerar la tasa de quemado del amoníaco, se inyectan pequeñas dosis de H_2 ; por lo que en los motores de encendido por chispa se quitan las bujías de calentamiento para evitar el fenómeno de contra encendido del hidrógeno.

Para el caso de **motores de encendido por compresión**, la combustión del amoníaco presenta desafíos adicionales, dada su baja reactividad; por lo que desde los años 1960 se realizan diversos estudios en busca de soluciones a esta problemática. En 2008, Reiter y Kong demostraron que se puede utilizar amoníaco como combustible primario en motores diésel turboalimentados, con algunas modificaciones menores en la toma de entrada. Con una proporción de 95% de NH_3 , se alcanzaron valores de torque cercanos a los de un diésel convencional; se pueden obtener mejoras adicionales si el amoníaco se inyecta presurizado directamente a la cámara de combustión [Reiter y Kong, 2008].

Evaluación y consideraciones al uso de amoníaco en un motor diésel pesado

Existen muchas cuestiones, tanto de seguridad como de eficiencia, que limitan el uso de amoníaco como combustible de reemplazo para los combustibles actuales. La toxicidad del producto, junto con las exigentes condiciones de manipulación y las bajas propiedades de



combustión, son consideraciones críticas al momento de evaluarlo como sustituto en los motores diésel ferroviarios.

Sin embargo, un uso de fuerte potencial para el amoníaco es su utilización como portador de hidrógeno, no sólo para el transporte de la molécula de H_2 , sino para su aprovechamiento tras el craqueo del amoníaco y así obtener hidrógeno que puede ser combustionado en un motor diésel o en celdas de combustible.

De esta forma, se aprovecha el estado líquido del amoníaco a temperatura ambiente para transportar hidrógeno en forma más eficiente (a menores costos de cambio de fase) y se contribuye a un transporte más sostenible.

8.2.5.b.- Celda de combustible a amoníaco

El principio de funcionamiento de una celda de combustible basada en amoníaco es similar a la de una celda de hidrógeno, involucrando reacciones en los electrodos junto con los electrolitos de la membrana. Sin embargo, el tipo de celda de combustible aplicable a ambos compuestos es diferente.

Mientras que la celda de combustible basada en hidrógeno más actualmente utilizada corresponde a una celda de membrana de intercambio protónico (PEM), las utilizadas con amoníaco (ver Figura 122) son celdas de electrólisis alcalina (AFC) y se las conoce con el nombre de DAFC (*Direct Ammonia Fuel Cell*).

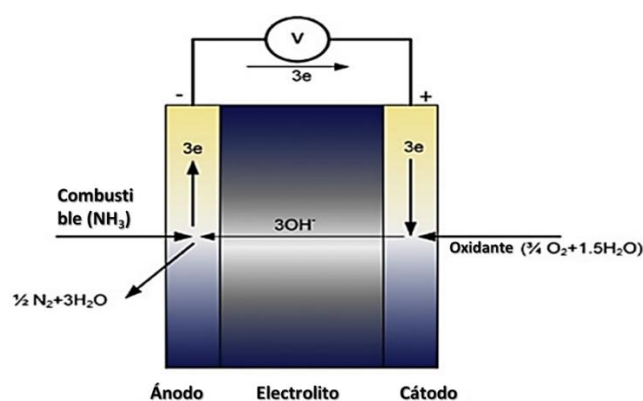


Fig. 122 – Celda DAFC alcalina – fuente: Dincer y Ishaq, 2022

Como celdas de amoníaco directa, también es posible utilizar amoníaco en celdas alcalinas de membranas (AMFCs) y celdas de óxidos sólidos (SOFC); si bien las celdas de membrana de intercambio protónico (PEMFC) puede usarse con amoníaco directo, son susceptibles al

envenenamiento de catalizador de platino por reacciones no deseadas entre el amoníaco y la membrada ácida [Thaker *et al.*, 2016].

Adicionalmente, se puede aditivar el amoníaco con hidrógeno, lo que permite una mejora del desempeño experimental y la eficiencia de la celda de amoníaco.

Las primeras celdas alcalinas a amoníaco fueron desarrolladas en los años 1960 basadas en las celdas AFC utilizando un electrolito de KOH con una temperatura de trabajo entre los 50 [°C] y 200 [°C]. [Heize *et al.* 2008, citado en Lan y Tao, 2014] reportaron que el amoníaco podía ser utilizado en celdas de hidróxido fundido (NaOH/KOH) con una temperatura de trabajo entre 200 [°C] y 450 [°C] y una densidad energética de 40 [mW.cm⁻²] a 450 [°C]. Sin embargo, la durabilidad de las celdas de amoníaco operando con electrolitos a base de KOH pueden ser críticas debido a la reacción entre los electrolíticos hidróxidos y el dióxido de carbono [Lan y Tao, 2010; citado en Lan y Tao, 2014].

Las celdas de amoníaco basadas en electrolitos alcalinos de membrana (AEMFC) pueden presentar diversos problemas que afectan a su rendimiento y tensión de circuito abierto (OCV), y la oxidación del amoníaco difuso en el cátodo puede generar NO tóxico [Suzuki *et al.*, 2012; citado en Lan y Tao, 2014].

Actualmente (ver Figura 123), la mejor opción para uso de amoníaco directo resulta ser la tecnología de óxidos sólidos, denominada SOFC (*Solid Oxides Fuel Cell*).

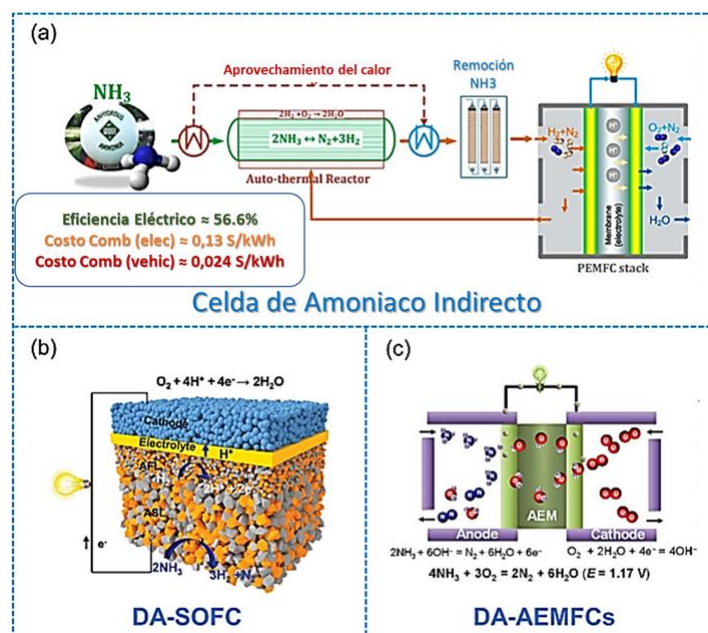


Fig. 123.- Distintas configuraciones de celdas de amoníaco – Fuente: Chen, C. *et al.* (2023).



Celdas de este tipo, basadas en iones oxígeno y electrolitos conductores de protones, fueron ensayadas desde 1980 [Vayenas y Farr, 1980; Sigal y Vayenas, 1981; citados en Lan y Tao, 2014].

Por otro lado, la descomposición térmica del amoníaco resulta significativa a temperaturas mayores a los 500 [°C], por lo que es conveniente operar las celdas a altas temperaturas (utilizando un reformador de amoníaco previo a la celda, lo que permitiría usar también las celdas PEMFC sin peligro de contaminación [Thaker *et al.*, 2016]).

Menge *et al.* (2007) [citado en Lan y Tao, 2014] reportaron una alta densidad energética de 1,19 [W.cm⁻²] a 650 [°C] para una celda SOFC basada en un electrolito Ce_{0.8}Sm_{0.2}O_{1.9} conductor de oxígeno. Operar celdas SOFC a altas temperaturas tiene como desafío la durabilidad del desempeño de la celda y los costos asociados de fabricación.

Los desafíos del desarrollo de las celdas de combustible basados en amoníaco dependen del tipo de celda que se trate. Las celdas de electrolito alcalino (AFC), las de membrana electrolítica (AEMFC) y las SOFC utilizables con amoníaco han ido superando distintas barreras para poder ser aplicadas en diversos sistemas; sin embargo, no han alcanzado aún los niveles de desarrollo comercial que permitan su implementación generalizada [Lan y Tao, 2014].



9.- CONCLUSIONES

La creciente demanda mundial de energía acoplada a la dependencia actual de los combustibles fósiles para su generación, ha llevado a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, en especial del dióxido de carbono. Esto lleva a la necesidad imperiosa de contar con soluciones casi inmediatas y factibles de ser implementadas para lograr la reducción de estas emisiones, lo cual representa uno de los desafíos más grandes para el sector del transporte, desde la invención del motor de combustión.

Si bien la tendencia a la electrificación está tomando cada vez más fuerza, hay sectores donde este camino puede ser muy largo y hasta difícil de conseguir. Incluso la propulsión directamente eléctrica, en el caso de barcos y aviones, no puede reemplazar a la combustión en las máquinas térmicas. Y en el caso de las redes ferroviarias, las distancias que tiene la red en países como Argentina genera complicaciones, no sólo por el alcance sino también por la diversidad de áreas por las que el tren realiza sus recorridos.

Este escenario está liderando una visión hacia el cambio de combustibles, una de las estrategias planteadas por la IEA para la reducción de emisiones; y los combustibles sintéticos pueden ser una alternativa cercana, ya que no requieren cambios sustanciales en el parque automotor existente ni en la infraestructura de almacenamiento y transporte, tanto de los equipos de transporte pesado (como barcos y locomotoras) como en la aviación.

La industria de transformación del *gas-to-liquids* (GtL) ha jugado un rol fundamental en la valorización del gas natural como un combustible fósil “más limpio”, alternativo a los derivados del crudo mineral; pero la industria se orienta a un nuevo cambio hacia fuentes que no sólo reduzcan las emisiones de CO₂ sino que lo utilicen como “materia prima” (ya sea evitando que alcance el medio ambiente, o tomándolo del aire o de fuentes biogénicas).

La conversión del CO₂ junto con el H₂ da lugar a la obtención de los combustibles sintéticos, en base a un gas intermedio denominado Syngas (formado por hidrógeno y monóxido de carbono) que luego es procesado catalíticamente por medio de diferentes procesos para obtener distintos combustibles sintéticos. Esta conversión se define con el nombre de tecnología PtX (energía a compuestos químicos) y sus productos ofrecen un potencial significativo en la reducción de las emisiones debidas a su combustión.



Si bien toda la cadena de los combustibles PtX se inicia en el hidrógeno como materia prima para su producción (y potencial uso como combustible), cuestiones relacionadas con su manipulación, almacenamiento y transporte lo hacen un producto relativamente complejo. Y es ahí donde los productos PtX derivados del mismo generan oportunidades de uso directo. Para que esta cadena puede desarrollarse existen cuestiones relacionadas con las materias primas de base (energía, agua, electricidad, gas natural) con las que es necesario contar para la producción, así como se requieren espacios que permitan la radicación de las instalaciones en zonas cuya logística favorezca la movilidad de esas materias primas y la posterior comercialización de los productos, en especial la exportación del valor agregado para la mejora de la balanza comercial del país.

Y la ciudad de Bahía Blanca tiene esas condiciones: nudo logístico intermodal, el puerto exportador de mayor calado del país, disponibilidad de recursos renovables – en especial, eólico - y agua tratable (sea del mar o de reuso), áreas de desarrollo industrial a la par de uno de los complejos petroquímicos más grandes del país, 3 universidades y centros de investigación científico-tecnológicos.

Cabe mencionar la posibilidad de uso inmediato de los productos derivados del PtX, con el parque ferroviario que opera en la zona del puerto y sus conexiones a distintos puntos del país. La opción de uso directo del hidrógeno, el metanol o el diésel sintético en los motores diésel (casi sin modificaciones en el equipamiento de las locomotoras) o el uso de celdas de combustible (de hidrógeno o metanol) realizando una reconversión de las plantas motrices, son alternativas factibles y generarían la demanda interna para los combustibles sintéticos; si el puerto internacional se volcara a la certificación como corredor marítimo verde, y la posibilidad de ampliar el uso de estos productos al ámbito naval abriría nuevas oportunidades de utilización y fortalecimiento de la cadena de valor, sin dejar de considerar la exportación del valor agregado como factor de crecimiento del país y recuperación de divisas.

Por lo que se concluye que la localidad de Bahía Blanca tiene un fuerte potencial para la instalación y desarrollo de toda la cadena de valor de los combustibles sintéticos, con un potencial de uso interno inmediato y una capacidad exportadora en forma directa por el puerto local.



Referencias Bibliográficas

- Abánades, A. *et al.* (2016) - Development of methane decarbonisation based on liquid metal technology for CO₂-free production of hydrogen. - International Journal of Hydrogen Energy, 41, 19, p. 8159-8167. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.11.164>
- Abbas, H. y Wan Daud, W. (2009) – Hydrogen production by methane decomposition: A review. International Journal of Hydrogen Energy 35. 1160-1190. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.11.036>.
- Ahlström, J. (2021). Renewable Hydrogen Production from Biomass. ETIP Bioenergy. Unión Europea.
- Al Seadi *et al.* (2008). Biogas Handbook. University of Southern Denmark Esbjerg, Dinamarca.
- Alfa Laval (2021). Marine Biofuels White Paper. What to expect in the 2020s. Alfa Laval Corporate AB. Lund, Suecia.
- Alvarado, Ávalos y Rutiaga (2019). Celdas de combustible como elementos potenciadores para un desarrollo energético sustentable.
- American Ceramic Society (2013). “Rotary Engine material, applications reimaged,” American Ceramic Soc. Bulletin, vol. 92 no. 9, pp. 5-6, Diciembre 2013.
- Ammari, C *et al.* (2022). Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system — A review. Energy and Built Environment 3 (2022), págs 399–411.
- Anderson, K. y Bows, A. (2012). Executing a Scharnow turn: reconciling shipping emissions with international commitments on climate change, Carbon Management, 3:6, 615-628, <https://doi.org/10.4155/cmt.12.63>.
- Ausfelder, F. & Wagemann, K. (2020). Power-to-Fuels: E-Fuels as an Important Option for a Climate-Friendly Mobility of the Future. January 2020- Chemie Ingenieur Technik 92(1-2). <https://doi.org/10.1002/cite.201900180>.
- ASTM D-1193 (2018). Standard Specification for Reagent Water. ASTM International, West Conshohocken, PA, EUA.
- Ballard Inc. (2019). Fuel cell solutions for zero emission rail applications. www.ballard.com.
- Bansal, P. y Menna, R. (2021). Methanol as an Alternative Fuel in Internal Combustion Engine: Scope, Production, and Limitations. Ganpat University, India. https://doi.org/10.1007/978-981-16-1224-4_2.



- Bansal, P. y Menna, R. (2023). Methanol as an Alternative Fuel in Internal Combustion Engine: Scope, Production, and Limitations; 2023. Ganpat University, U.V. Patel College of Engineering.
- Beauregard, G. (2011) - Findings of Hydrogen Internal Combustion Engine Durability. Final Technical/Scientific Report. Project Period: 3/7/07 – 12/31/2010. Electric Transportation Engineering Corporation. Phoenix, EUA.
- Benjaminsson G. *et al.* (2013) - Power-to-Gas – A technical review. SGC Rapport 2013:284. Svenskt Gastekniskt Center AB. Suecia.
- Blazquez P. y Montero, C., (2010). Reutilización del agua en bahía Blanca Planta 3ra Cuenca. Universidad Tecnológica Nacional, FRBB. Argentina.
- Buhaug, Ø *et al.* (2009). Second IMO GHG Study 2009. IMO, Reino Unido.
- Benavides Ballesteros, H. y León Aristizabal, G. (2007). NOTA TÉCNICA DEL IDEAM: IDEAM–METEO/008-2007 Información técnica sobre gases de efecto invernadero y el cambio climático. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM, Subdirección de Meteorología.
- Biwer, C. *et al.*, 2022. “Mechanical challenges of an H2 internal combustion engine and solutions”, Oral presentation, 2022 SAE WCX, April 4-7, 2022.
- Bonorino *et al.*, inédito. Explotación de las aguas subterráneas para suplementar el abastecimiento a la ciudad de bahía blanca y zonas de influencia. <https://bahiablanca.conicet.gov.ar/boletin/boletin29/index87e4.html>
- Brijaldo *et al.* (2021), Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. Ingeniería y Competitividad, Vol. 23, Nro 2. <https://doi.org/10.25100/iyc.v23i2.11155>.
- Camus y Laborda (2006). Biocarburantes líquidos: biodiésel y bioetanol. Informe de Vigilancia Tecnológica. Fundación para el conocimiento Madri+d. Madrid, España.
- Carrillo, Leonor (2004). Energía de Biomasa. Edición del autor, S.S. de Jujuy, Argentina
- Carvalho Miranda, J.C. *et al.*, (2020), Process design and evaluation of syngas-to-ethanol conversion plants. Journal of Cleaner Production, Volume 269, 1 October 2020, 122078. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122078>,
- Castillo Neira, P. (inédito). Análisis termodinámico de la conversión de grupos diésel al gas natural.
- CGPBB *et al.* (2023). Alternativas de producción y comercialización de hidrógeno, reducción de emisiones gaseosas y valorización de dióxido de carbono. Estudio diagnóstico sobre el Puerto de Bahía Blanca y su zona industrial cercana – Universidad Nacional del Sur, Argentina.



- Chang, S. (2019). Hydrogen Fuel Cell Powered Train Project. Korea Railroad Research Institute. Corea del Sur.
- Chen, C. *et al.* (2023). Progress and challenges in energy storage and utilization via ammonia Surface Science and Technology. <https://doi.org/10.1007/s44251-023-00013-6>.
- Chen, H. *et al.* (2019). Investigation on combustion and emission characteristics of a common rail diesel engine fueled with diesel/n-pentanol/methanol Blends. Energy Volume 167, 15 January 2019, Pages 297-311. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.199>.
- Chen, X. *et al.* (2020). Recent advances in supported metal catalysts and oxide catalysts for the reverse water-gas shift reaction. Front. Chem. 2020, 8, 709. <https://doi.org/10.3389/fchem.2020.00709>
- Comisión Europea (2020). Plan del Objetivo Climático para 2030. COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES. Intensificar la ambición climática de Europa para 2030: Invertir en un futuro climáticamente neutro en beneficio de nuestros ciudadanos. COM(2020) 562 final, pág 11. Bruselas, Bélgica.
- Composites World (2021). Composites in Hydrogen Storage, CW Collections, Garden Business Media.
- Concawe Report 18/22 (2022). Future diesel-like renewable fuels – a literature review. Bruselas.
- Cortés Galeano, V. y Navarrete Rubia, B (2022). La captura de CO₂. Un pilar indispensable de la descarbonización. Documento de Análisis IEEE 76/2022.
- Coutsiers, E., Gea, M. y Rodríguez, R. (2022). Estimación de la tasa de costo de capital para proyectos de energía renovable en Latinoamérica. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 26, pp. 369-379, 2022, ISSN 2796-8111. ASADES. Argentina.
- Dhaliwal B. *et al.* (2000) – Emissions effects of alternative fuels in light-duty and heavy-duty vehicles. SAE technical paper No. 2000-01-0692;2000.
- Damiani, J. *et al.*, (2012). The US Department of Energy's R&D program to reduce greenhouse gas emissions through beneficial uses of carbon dioxide, Greenhouse Gas Sci Technol., 2 (2012) 9-16. <https://doi.org/10.1002/ghg.35>
- Dafour *et al.* (2011). Photovoltaic-assisted alkaline water electrolysis: Basic principles, International Journal of Hydrogen Energy, vol. 36, p. 4117–4124, 2011. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.09.099>.
- Dhaliwal *et al.* (2000). Emissions Effects of Alternative Fuels in Light-Duty and Heavy-Duty Vehicles. SAE Technical Papers. <https://doi.org/10.4271/2000-01-0692>.



- Daszkiewicz *et al.* (2021). Fuel Cells Based on Natural Polysaccharides for Rail Vehicle Application. *Energies* 2021, 14, 1144. <https://doi.org/10.3390/en14041144>.
- De Boeck *et al.* (2009). Gasificación: alternativa tecnológica para la utilización de la biomasa como fuente energética. *Avance Agroind.* 30 (1): 16-20.
- Deloitte (2023). Actualización de la Hoja de ruta de Transición Energética en Argentina. Un modelo energético sostenible para Argentina al 2050.
- Di Prátula *et al.* (2023). Propuesta superadora para potenciar la disponibilidad de energía eólica usando el hidrógeno como vector energético – Anales del 4to Congreso de Energías Sustentables, Bahía Blanca.
- Dincer, I. y Ishaq, H. (2022) - Renewable Hydrogen Production, Chapter 1. Ed. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85176-3.00001-9>
- Dirección General de Industria, Energía y Minas (2002). Guía de la Bioenergía. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. España
- DNV (2022). Hydrogen Forecast to 2050, Energy Transition Outlook 2022
- Durzyński Z. (2021). Hydrogen-powered drives of the rail vehicles (part 1). *Rail Vehicles/Pojazdy Szynowe*, 2, 29-40. <https://doi.org/10.53502/RAIL-139980>.
- Dry, M.E. (2002). The Fischer-Tropsch process: 1950-2000, *Catal. Today*, 71 (2002) 227-241. [https://doi.org/10.1016/S0920-5861\(01\)00453-9](https://doi.org/10.1016/S0920-5861(01)00453-9).
- Elkafas, A. G. *et al.* (2023). Fuel Cell Systems for Maritime: A Review of Research Development, Commercial Products, Applications, and Perspectives. *Processes* 2023, 11, 97. <https://doi.org/10.3390/pr11010097>.
- Edlund, D (2011). Methanol Fuel Cell Systems. Pan Stanford Publishing Pte. Ltd., EUA
- Eyring, V. *et al.* (2005). Emissions from international shipping: 1. The last 50 years. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, Volume 110, Issue D17. <https://doi.org/10.1029/2004JD005619>
- Fraunhofer (2022). HYPAT Working Paper 01/2022, Background paper on sustainable green hydrogen and synthesis products.
- Frühauf, S *et al.*, 2012. Potential Analysis of Agro-Municipal Residues as a Source of Renewable Energy. *Bioenerg. Res.* (2015) 8:1449–1456. <https://doi.org/10.1007/s12155-015-9608-z>.
- Fulton J. *et al.* (1993). Hydrogen for reducing emissions from alternative fuel vehicle. *SAE Technical Paper* 1993; No. 931813



- Fúnez Guerra y Reyes-Bozo (2019). El hidrógeno como vector energético. Pieza clave en la descontaminación de la economía chilena. Universidad Autónoma de Chile. Santiago, Chile.
- Gauci, D. y Arkoudeas, P. (2020). Quality and Trends of Automotive Fuels. n book: Automotive System Engineering - New Methods and Optimal Solutions. <https://doi.org/10.5772/intechopen.94167>
- Gil S. y Prieto R. (2013). Eficiencia pozo a rueda de vehículos livianos. Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013.
- GIZ (2023). Decarbonisation & allocation scenarios for low emission hydrogen and power-to-x in Argentina. Buenos Aires, Argentina.
- GM – General Motors Corporation (1974). Manual de locomotora GT 22. Wisconsin, EUA
- González García-Conde, Antonio (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Asociación Española de Hidrógeno. España.
- González Martínez, M. et al. (2023). Monitoring, analysis and quantification of hydrogen from biomass and biowaste: A review. International Journal of Hydrogen Energy · March 2023, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.071>.
- He, T. et al. (2016). Hydrogen carriers. Nat Rev Mater 1, 16059 (2016). <https://doi.org/10.1038/natrevmats.2016.59>
- Heywood, J (2018). Internal Combustion Engine Fundamentals, Second Edition. McGraw-Hill Education. EUA.
- Hiriart Le Bert, G. (2007). Desalación de agua con energías renovables, Interrogantes jurídicas. UNAM, Méjico.
- Hosseini, S. E., & Wahid, M. A. (2016). Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, vol. 57, issue C, 850-866.
- IAPG (2017). Informe Preliminar relativo a Energía, Ambiente y Mitigación de Emisiones de CO₂. Buenos Aires.
- ICCT (2011). Reducing Greenhouse Gas Emissions from Ships. Cost Effectiveness of Available Options. White Paper Number 11 | July 2011.
- IDAE (2007). Biomasa: Digestores anaerobios. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid, España.
- IEA (2020). CO₂ emissions reductions by measure in the Sustainable Development Scenario relative to the Stated Policies Scenario, 2010-2050. IEA, Paris.
- IEA (2021). World Energy Outlook 2021. Francia



IEA (2023). World Energy Outlook 2023. Francia

IEA Bioenergy (2000). Biogas Upgrading And Utilisation. Task 24. Sailer Druck, Winterthur, Suiza.

Inodú Chile energy & sustainability et al. (2012). Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile. Energy Partnership Chile-Alemania. Chile.

IPCC (2021). Cambio Climático 2021. Bases físicas. Resumen para responsables de políticas. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. IPCC, Suiza

IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1.5 °C Pathway. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. P. 58.

IRENA (2022). The Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor. Twelfth Session of the Assembly, 2022. Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dhabi.

IRENA (2022), Perspectiva mundial de las transiciones energéticas 2022: ruta de 1.5 °C, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dhabi.

IRENA y AEA (2022). Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.

Joshi *et al.* (2011). Solar hydrogen production: A comparative performance assessment. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 36, Issue 17, August 2011, Pages 11246-11257. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.11.122>.

Kennes-Veiga, D. *et al.* (2023). Ethanol production from syngas. Advances in Synthesis Gas: Methods, Technologies and Applications. Volume 3: Syngas Products and Usages. Capítulo 6. Págs, 147-171. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91878-7.00013>.

Keyou GmbH (2020). The most effective technology to comply with CO₂-legislation: the new generation of hydrogen internal combustion engines. Alemania

Kircher *et al.* (2011). Validation of cryo-compressed hydrogen storage (CCH₂) – a probabilistic approach. International Conference on Hydro-gen Safety. San Francisco, September 12-14, 2011. <http://conference.ing.unipi.it/ichs2011/papers/258.pdf>.

Korn T. (2019). The new highly efficient hydrogen internal combustion engine as ideal powertrain for the heavy-duty sector. Internationaler Motorenkongress 2019. Proceedings. Springer Vieweg, Wiesbaden. https://doi.org/10.1007/978-3-658-26528-1_23.

Krainz *et al.* (2004). Development of automotive liquid hydrogen storage systems. AIP Conference Proceedings. 2004, 710(35). <https://doi.org/10.1063/1.1774664>.

Kraussler, M. *et al.* (2018). Hydrogen from biomass gasification. 2018 IEA Bioenergy, ISBN, 978-1-910154-59-5.



Lan, R. y Tao, S (2014) - Ammonia as a suitable fuel for fuel cells. *Frontiers in Energy Research*. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2014.00035>.

Leiva Bautista (2011). La utilización del metanol como Biocombustible. *Realidad y Reflexión*, Año 9 Nro,31, pags. 9 a 30. Univ. F. Gavidia, El Salvador.

Lima da Silva, S. *et al.* (2009). Study of catalyst deactivation and reaction mechanism of steam reforming, partial oxidation, and oxidative steam reforming of ethanol over Co/CeO₂ catalyst. *Journal of Catalysis* Volume 268, Issue 2, 10 December 2009, Pages 268-281. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2009.09.025>

Lin, W. *et al.* (2017). Mechanisms of hydrogen-assisted CO₂ reduction on nickel. *J. Am. Chem. Soc.* 2017,139, 4663–4666. <https://doi.org/10.1021/jacs.7b01538>

Linares Hurtado, J. y Moratilla Soria, B. (2007). *El hidrógeno y la energía*. Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI y Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España.

Lyons *et al.* (2021). *Reaching Zero with renewables: capturing carbon*. IREnA, Abu Dhabi.

Machhammer *et al.* (2016). *Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale*. Wiley online library. <https://doi.org/10.1002/ceat.201600023>

Mahmoudi *et al.* (2017). A Review of Fischer Tropsch Synthesis Process, Mechanism, Surface Chemistry and Catalyst Formulation. *Biofuels Eng.* 2, 11–31. <https://doi.org/10.1515/bfuel-2017-0002>

Mahendran, M. *et al.* (2017). Alternative fuels for internal combustion engines. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*, Volume: 04 Issue: 10. Oct -2017.

MAyDS (2023). *Quinto Informe Bienal de Actualización de Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC)*. Buenos Aires.

Maniarasu, R. (2021). A review on materials and processes for carbon dioxide separation and capture. *Energy & Environment* 2023, Vol. 34(1) 3–57. <https://doi.org/10.1177/0958305X211050984>.

Martínez, J. y Pariente, J. (2002). *Materiales Zeolíticos: Síntesis, Propiedades y Aplicaciones*, Publicaciones Universidad de Alicante, España.

Mateo, J. y Suster, M. (2021). *Hacia la economía del hidrógeno: perspectivas de la agenda internacional y las oportunidades locales*. Documentos de Trabajo del CCE N°7, mayo de 2021, Consejo para el Cambio Estructural - Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación.

Meju, M. y Saleh, A. (2023). Using Large-Size Three-Dimensional Marine Electromagnetic Data for the Efficient Combined Investigation of Natural Hydrogen and Hydrocarbon Gas Reservoirs: A Geologically Consistent and Process-Oriented Approach with Implications for



Carbon Footprint Reduction. May 2023. Minerals 13(6):745.
<https://doi.org/10.3390/min13060745>

Methanex Corporation (2006). Technical information & safe handling guide for methanol, versión 3.0.

Merlin, G. y Boileau, H., 2013. Anaerobic Digestion of Agricultural Waste: State of the Art and Future Trends. Laboratoire Optimisation de la Conception et Ingénierie de l'Environnement.
<https://www.researchgate.net/publication/257214833>.

Molina *et al.* (2021). Hidrógeno y su almacenamiento. El futuro de la energía eléctrica. Servizo de Publicacións, Universidade da Coruña. España.

Moraes *et al.* (2020). Power Conversion Technologies for a Hybrid Energy Storage System in Diesel-Electric Locomotives. IEEE transactions on industrial electronics.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2020.3021643>.

Morante *et al.* (2020). Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada. Fundación Naturgy. España.

Navarro Yerga, R (2021). Catalysts for Production and Conversion of Syngas. Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (CSIC), Catalysts 2021, 11(6), 752;
<https://doi.org/10.3390/catal11060752>

Okafor, E. *et al.* (2021). Liquid Ammonia Spray Combustion in Two-Stage Micro Gas Turbine Combustors at 0.25 MPa; Relevance of Combustion Enhancement to Flame Stability and NOx Control. 2021. Applied Energy Combustion Science 7, 100038.
<https://doi.org/10.1016/j.jaecs.2021.100038>.

OLADE (2020). Situación del consumo energético a nivel mundial y para América Latina y el Caribe (ALC) y sus perspectivas. Quito, Ecuador. Disponible en: <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2021/06/Situacion-del-consumo-energetico-a-nivel-mundial-y-para-America-Latina-y-el-Caribe-ALC-y-sus-perspectivas.pdf> - [fecha de consulta: 22/03/2023].

OLADE (2022). Curso Hidrógeno: producción, almacenamiento, transporte y uso. Disponible en: <https://capevlac.olade.org/innovacion/capacitaciones/>.

Omari, A..*et al.* (2019). Potential of long-chain oxymethylene ether and oxymethylene ether-diésel blends for ultra-low emission engines. Applied Energy, 239 (2019), 1242-124.

Pérez Angulo, J. C. *et al* (2005). Potencial de la tecnología "Gas To Liquids -GTL" en Colombia. CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, vol. 3, núm. 1, diciembre, 2005, pp. 7-23. ECOPETROL S.A., Colombia. Disponible en : <https://www.redalyc.org/pdf/465/46530101.pdf>.



Prabir Basu (2018). Production of Synthetic Fuels and Chemicals from Biomass. Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction (Third Edition). Practical Design and Theory. Chapter 12, Pages 415-443. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812992-0.00012-1>.

Qian, Q. *et al.* (2016). Synthesis of acetic acid via methanol hydrocarboxylation with CO₂ and H₂. Nature Communications, 7:11481. <https://doi.org/10.1038/ncomms11481>

Quan, D. y Le, P (2021) - Recent Advances in Pt-Based Binary and Ternary Alloy Electrocatalysts for Direct Methanol Fuel Cells - <https://www.researchgate.net/publication/349449691>

Reiter, A. J., and Kong, S.-C. (2008). Demonstration of Compression-Ignition Engine Combustion Using Ammonia in Reducing Greenhouse Gas Emissions. 2008. Energy fuels. 22 (5), 2963–2971. <https://doi.org/10.1021/ef800140f>.

Richter, S. *et al.* (2021). E-fuels for the Energy Transition. German Aerospace Center (DLR) / Institute of Combustion Technology. Stuttgart, Alemania.

Richter, S. *et al.* (2021). Study on the influence of oxymethylene ethers (OMEn) blending a diésel surrogate. 10th European Combustion Meeting, April 14-15, 2021, virtual

Ripoll *et al.* (2020). Syngas Production From the Reforming of Typical Biogas Compositions in an Inert Porous Media Reactor. Front. Chem., 13 March 2020 Sec. Chemical and Process Engineering Volume 8 – 2020. <https://doi.org/10.3389/fchem.2020.00145>

Rodríguez-Fernández *et al.* (2016). Effect of oxygenated and paraffinic alternative diésel fuels on soot reactivity and implications on DPF regeneration. Fuel 185:460–467, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.08.016>.

Rönsch, *et al.* (2015) - Review on methanation – From fundamentals to current projects. October 2015. Fuel 166:276–296. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111>.

Rodríguez Fernández-Alba *et al.* (2006). Tratamientos avanzados de aguas residuales industriales. Informe de Vigilancia Tecnológica. Fundación para el conocimiento madri+d CEIM. Madrid, España.

Sandoval Cossío, V. y Siles Camacho, M. (2021) - Estudio comparativo del proceso cinético de reformación de metano con vapor de agua para la obtención de gas de síntesis y producción de metanol basado en 5 tecnologías petroquímicas - Journal Boliviano De Ciencias – Vol. 17 – Número 50, ISSN: 2075-8944. Universidad Privada del Valle – Bolivia <https://doi.org/10.52428/20758944.v17i50.18>

Schaefer, A. (2016). The prospects for biofuels in aviation en biofuels for aviation. Editor C. Chuck, Academic Press, London.



- Schmidt, J (2021). Material de cátedra “ME 1.6.1 Energía Solar Fotovoltaica”, Maestría en Energía para el Desarrollo Sustentable, UNR. Rosario, Argentina.
- Schimdt, P. y Sartor, A. (2017). El reuso de aguas residuales destinado a la industria en Bahía Blanca. Condiciones para su sustentabilidad. Bahía Blanca, Argentina.
- Schneider, S. *et al.* (2020). State of the Art of Hydrogen Production via Pyrolysis of Natural Gas. *ChemBioEng Reviews*, 7 (5), pp. 150-158. <https://doi.org/10.1002/cben.202000014>.
- Sevillano *et al.* (2021). Anaerobic Digestion for Producing Renewable Energy—The Evolution of This Technology in a New Uncertain Scenario. *Entropy* 2021, 23, 145. <https://doi.org/10.3390/e23020145>.
- Siemens (2021). Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world. Siemens, Berlin.
- Sigal, A. *et al.* (2014). Assessment of the potential for hydrogen production from renewable resources in Argentina, *International Journal of Hydrogen Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.157>.
- Simoes *et al.* (2021). Assessing water availability and use for electrolysis in hydrogen production. *Laboratorio Nacional de Energía y Geología*. Portugal. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.18531.27685>.
- SLoCaT (2018). Transport and Climate Change Global Status Report 2018. Available at: <http://slocat.net/tcc-gsr> - [fecha de consulta: 23/03/2023].
- Socolow *et al.* (2011). Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals. A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs. American Physical Society. EUA
- Son, C. (2006). Global challenges and strategies for control, conversion and utilization of CO₂ for sustainable development involving energy, catalysis, adsorption and chemical processing. *Catalysis Today* Volume 115, Issues 1–4, 30 June 2006, Pages 2-32. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2006.02.029>
- Song, C. (2006). Global challenges and strategies for control, conversion and utilization of CO₂ for sustainable development involving energy, catalysis, adsorption and chemical processing, *Catal. Today*, 115 (2006) 2-32. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2006.02.029>
- Sousa A., (2019). The hydrogen combustion engine as the most effective CO₂-reduction technology today. Keyou. TU-Berlin.
- Speight, J.G. (2008). *Synthetic Fuels Handbook: Properties, Process, and Performance*. The McGraw-Hill Companies, Inc. <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780071490238>



- Speight, J.G. (2016) Introduction to fuel flexible energy. J. Oakey (Ed.), in: Fuel Flexible Energy Generation, Woodhead Publishing, Boston (Gener. Solid, Liq. Gaseous Fuels, Elsevier Inc., 2016), pp. 3–27. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-378-2.00001-8>.
- Stępień, Z. (2024). Analysis of the prospects for hydrogen-fuelled internal combustion engines. *Combustion Engines* 2024;197(2):32-41. <https://doi.org/10.19206/CE-174794>
- Stobnicki, P. y Gallas, D. (2022). Adoption of Modern Hydrogen Technologies in Rail Transport, *Journal of Ecological Engineering* 2022, 23(3), 84–91.
- Tackett B., Gomez E., Chen J.G. (2019). Net reduction of CO₂ via its thermocatalytic and electrocatalytic transformation reactions in standard and hybrid processes, *Nature Catal.*, 2 (2019) 381-386. <https://doi.org/10.1038/s41929-019-0266-y>
- Terzaghi, Victoria (2022). Primera Capacitación para la prensa sobre hidrógeno verde de H2LAC. *Diario Río Negro*, Argentina
- Thaker *et al.* (2016). A Review of Ammonia Fuel Cells. Review Paper, CHE 598 Topic: Fuel Cells and Biofuel Cells. <https://www.researchgate.net/publication/292138426>.
- Thomann *et al.* (2022) - Background paper on sustainable green hydrogen and synthesis products. HYPAT Working Paper 01/2022. Alemania
- Timmerberg, S. *et al.* (2020). Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs. *Energy Conversion and Management: X*, 7, article 100043. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100043>.
- Tornatore C. *et al.* (2022). Ammonia as Green Fuel in Internal Combustion Engines: State-of-the-Art and Future Perspectives. *Front. Mech. Eng* 8:944201. <https://doi.org/10.3389/fmech.2022.944201>.
- Transport and Environment (2021). Magic green fuels. European Federation for Transport and Environment AISBL. Francia.
- Tributsch, H (2008). Photovoltaic hydrogen generation. November 2008. *International Journal of Hydrogen Energy* 33(21):5911-5930. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.08.017>.
- Tunér *et al.* (2018) – Summeth Project – Sustainable Marine Methanol, Deliverable D3.1, Engine Technology, Research, and Development for Methanol in Internal Combustion Engines. 2018, Simmeth.
- UNCTAD (2013). Informe Anual 2013. Disponible en https://unctad.org/system/files/official-document/dom2014d1_es.pdf - [fecha de consulta: 23/03/2023]
- UNFCCC (2015). Paris Agreement. Naciones Unidas. Disponible en: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf



- Ustolin *et al.* (2020). Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review. Norwegian University of Science and Technology, Noruega.
- Vargas, G. y Castagnola, M. (1992). De metanol a gasolina. Revista de Química. Vol. VI. No. 2. Diciembre de 1992
- Van der Drift, A. y Boerrigter, H. (2006). Synthesis gas from biomass for fuels and chemicals. ECN Biomass, Coal and Environmental Research. Suecia.
- Van de Graaff, S. (2021). Exploring The Potential of Synthetic Fuels from CO₂ And H₂. Delft University of Technology, Países Bajos.
- Verhelst *et al.* (2019). Methanol as a fuel for internal combustion engines. Progress in Energy and Combustion Science. Volume 70, January 2019, Pages 43-88.
<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.10.001>.
- Van Zeebroeck, R. (2002) - El dimetil éter (DME) como nuevo combustible diésel limpio. Ingeniería Química, www.alcion.es. Mayo 2002.
- Velmurugan *et al.*, 2014. Biogas Generation through Anaerobic Digestion Process. Research Journal of Chemistry and Environment, 2014.
<https://www.researchgate.net/publication/262033577>.
- Vidal, G. y Fontalvo, G. (2018) - Alternativa para la generación de gas natural sintético a partir de una fuente de energía renovable mediante tecnología “Power to Gas” en Colombia. Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 16 n.º 1 de 2018 - Ene/Jun - pp 71/79
- World Bioenergy Association (2015). WBA Fact Sheet – Advanced Biofuels. Estocolmo, Suecia.
- World Energy Council (2016). E-storage: Shifting from cost to value - Wind and solar applications 2016. WEC. Londres.
- Yip *et al.* (2019). A Review of Hydrogen Direct Injection for Internal Combustion Engines: Towards Carbon-Free Combustion. Applied Sciences 2019, 9(22), 4842;
<https://doi.org/10.3390/app9224842>.
- Zarza Moya, E. (1997). Desalinización del agua de mar mediante energías renovables. Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. España.
- Zhen y Wang (2015). An overview of methanol as an internal combustion engine fuel. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 52, December 2015, Pages 477-493.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.083>.
- Ziobrowski, C. *et al.*, 2001. Influencia de los óxidos en el daño por hidrógeno de un acero microaleado. Jornadas SAM – CONAMET – AAS 2001, pp. 299-306, 2001.



Referencias Tomadas de Internet

Ammonia Energy Association – Disponible en: <https://www.ammoniaenergy.org>.

Ampliación de la red de gasoductos de Argentina – Disponible en: <https://energiaonline.com.ar/las-otras-ocho-obras-que-se-haran-en-el-sistema-de-gasoductos/>. – [fecha de consulta: 13/11/2023].

Costo del RSF (renewable synthetic fuel) – Disponible en: <https://www.bosch.com/stories/denners-view-synthetic-fuels-and-electromobility/> - [fecha de consulta – 30/10/23]

Cadena de producción de combustibles sintéticos – Disponible en: <http://www.mavericksynfuels.com>. – [fecha de consulta: 30/10/2023].

Cadena de valor de amoníaco – Disponible en: www.toyo-eng.com. – [fecha de consulta: 02/11/2023].

Cadena de valor PtX. Disponible en: <https://h2lac.org/noticias/la-cadena-de-valor-del-power-to-x/> - [fecha de consulta: 21/07/2023].

Canal de Acceso al Pto. de Bahía Blanca – Disponible en: <https://puertobahiablanca.com>. – [fecha de consulta: Noviembre, 2023].

Celda de combustible a metanol – Disponible en: <https://www.rixindustries.com>. – [fecha de consulta: diciembre, 2023].

Combustible sintético. Disponible en: <https://solutyrenting.com/blog/combustible-sintetico> - [fecha de consulta: 28/12/2023].

Comparación de combustibles – Disponible en: <https://thrust.enviu.org/2020/03/19/7-reasons-why-ammonia-is-a-game-changer-for-the-maritime-industry/>. – [fecha de consulta: 23/07/2023].

Camino de transiciones hacia futuro Net-Zero en el transporte marítimo – Fuente: <https://thrust.enviu.org/2020/03/19/7-reasons-why-ammonia-is-a-game-changer-for-the-maritime-industry/> - [fecha de consulta: 02/11/2023]

Captura de CO₂ y utilización – Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation> - [fecha de consulta: 02/09/2023]

Descarbonización progresiva de la producción actual de hidrógeno – Disponible en: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>. – [fecha de consulta: 15/10/2023].

E-bencina (Audi). Disponible en: <https://noticias.coches.com/noticias-motor/e-benzin-gasolina-sintetica-partir-plantas/175929> - [fecha de consulta: 12/07/2023].



Esquema general de aplicaciones de métodos de captura – Disponible en: <https://zeroemissionsplatform.eu/about-ccs-ccu/why-ccs/> - [fecha de consulta: 04/09/2023].

Secretaría de Asuntos Estratégicos - Estrategia Nacional del Hidrógeno – Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/asuntos-estrategicos/estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno-0> - [fecha de consulta: 02/11/2023].

Estructura de una celda de combustible – Disponible en: http://www.antig.com/technology/technology_fuel_cells.htm. – [fecha de consulta: Abril 2023].

Gas Natural Distribución - Características del gas natural. Disponible en línea a través del enlace: <http://www.gasnaturaldistribucion.com/es/conocenos/quienes+somos/historia+del+gas/1297104955871/caracteristicas+del+gas+natural.html>. – [fecha de consulta: 30/07/2023].

Gas renovable. Disponible en: <https://www.naturgy.com/conocenos-naturgy/la-energia/gas/gas-renovable/> - [fecha de consulta: 12/07/2023]

Gases Renovables. Disponible en: <https://gasesrenovables.info/tipos-gases/> - [fecha de consulta: 12/07/2023].

Gasificación con Biomasa – Disponible en: <https://kernsd.com/gasificacion-con-biomasa/> - [fecha de consulta: 04/08/2023].

Gasoductos en Argentina – Energía Argentina S.A. (EnArSA) – disponible en: <https://www.energia-argentina.com.ar/index.php/gas/> - [fecha de consulta: julio/2023].

Generación eólica en Argentina – Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable>. – [fecha de consulta: Diciembre 2023].

Hidrógeno y transición energética - Argentina, Secretaría de Asuntos Estratégicos – Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/asuntos-estrategicos/estrategia-nacional-para-el-desarrollo-de-la-economia-del-hidrogeno/hidrogeno-y> – [fecha de consulta: 10/01/2023]

Hychico - Metanización de hidrógeno almacenado en pozo depletado – Disponible en: <http://www.hychico.com.ar/esp/almacenamiento-subteraneo-hidrogeno.html> - [fecha de consulta: 05/09/2023]

IEA - Annual gross world energy consumption by share. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>

IEA – Low Carbon Hydrogen – Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen> – [fecha de consulta: 10/01/2023]



IEA – Natural Gas – Disponible en <https://www.iea.org/energy-system/fossil-fuels/natural-gas> – [fecha de consulta: 10/10/2022]

ICCT - International Council on Clean Transportation. Disponible en : <https://theicct.org/e-fuels-wont-save-the-internal-combustion-engine/> - [fecha de consulta: 21/07/2023]

IRENA - Geopolitics of the Energy Transformation - The Hydrogen Factor. Disponible en: <https://www.irena.org/Digital-Report/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation#page-0> – [fecha de consulta: 30/07/2023]

La captura y utilización del CO₂ – CUC. Disponible en: <https://www.aop.es/blog/2020/11/11/captura-uso-co2-analisis-estrategico-tecnico-economico/> - [fecha de consulta: 02/09/2023].

Locomotora GM EMD GT 22 CW – Disponible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Locomotora_EMD_G22CW.

Motores Diésel Marino – Disponible en: www.ingenieromarino.com

Municipalidad de Bahía Blanca. Disponible en: [www.http://produccion.bahia.gob.ar/por-que-bahia/](http://www.produccion.bahia.gob.ar/por-que-bahia/) - [fecha de consulta: 23/03/2023].

Nafta Sintética – Su composición. Disponible en: nzic.org.nz/ChemProcesses/energy/7D.pdf – [fecha de consulta: 30/10/2023].

Norsk Hydro Electrolyzers – Disponible en: <https://www.hydro.com/en-NO/energy/> - [fecha de consulta: 12/08/2023].

Obtención de nitrógeno atmosférico – Disponible en: www.ifsolutions.com. – [fecha de consulta: 02/011/2023].

Planta Tratamiento de Agua con un sistema de Osmosis Interna de doble paso y /E/lectrodesionización – Disponible en: <https://jhuesa.com/tecnologias/edi> - [fecha de consulta: 28/08/2023].

Polo Petroquímico y CGPBB – Disponible en: <https://puertobahiablanca.com>. – [fecha de consulta: Noviembre, 2023]

Power to X Hub. Disponible en: <https://h2lac.org/noticias/la-cadena-de-valor-del-power-to-x/>– [fecha de consulta: 30/07/2023].

Proceso Haber-Bosch – Disponible en: <https://www.fertiberia.com/que-hacemos/hidrogeno-amoniac-verdes/>. – [fecha de consulta: 02/11/2023].

Proceso MtG (ExxonMobil) – Disponible en: <https://www.exxonmobilchemical.com>. – [fecha de consulta: 30/10/2023].



Producción de hidrógeno. Disponible en: <https://hidrogeno18.wixsite.com/hidrogeno/blankcig9> - [fecha de consulta: 12/08/2023]

Productos Power-toX – disponible en: www.ptx-hub.org. – [fecha de consulta: 15/10/2023].

PubChem - Water. Disponible en: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/962#section=Boiling-Point> – [fecha de consulta: 30/07/2023].

Rendimientos de transformación de potencia eléctrica para una locomotora de hidrógeno – Disponible en: <https://www.railengineer.co.uk/hydrogen-trains-coming-soon/>. – [fecha de consulta: diciembre, 2023].

Saturación del sistema interconectado Nacional – Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/energia/transporte-para-energias-renovables-la-mayor-parte-de-argentina-se-encuentra-al-limite-de-su-capacidad-2338127/>. – [fecha de consulta: 1/11/2023].

Siemens.com. Una nueva realidad de hidrógeno: combustible a partir del agua y del viento. Disponible en: <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno/haru-oni.html> - [fecha de consulta: 22/03/2023].

Tecnologías de captura de carbono – Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation> - [fecha de consulta: 02/09/2023].

Transport and Environment – Press release: In tests, cars powered by e-petrol pollute the air as much as petrol – Disponible en: <https://www.transportenvironment.org/articles/in-tests-cars-powered-by-e-petrol-pollute-the-air-as-much-as-petrol> - [fecha de consulta: 22/04/2023]

Water electrolyzers / hydrogen generators. Disponible en: <https://nelhydrogen.com/water-electrolyzers-hydrogen-generators/> - [fecha de consulta: 15/08/2023].

Korean Register of Shipping - Alternativas al combustible diésel – Disponible en: <https://decarbonization.krs.co.kr/eng/> - [fecha de consulta: 15/08/2023].