



Análisis Prospectivo de Hidrógeno Verde en la República Dominicana

Situación actual internacional y prospectiva local considerando las potenciales aplicaciones e implicancias en la República Dominicana

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Proyecto Transición Energética
Fomento de Energías Renovables para implementar
los Objetivos Climáticos en la República Dominicana
Proyecto de Descarbonización

Apdo. Postal 2960
Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML
Local 2A, Ens. Julieta
10130 Santo Domingo
República Dominicana
Tel.: +1809 541-1430
I: www.transicionenergetica.do

Responsable:

Clemens Findeisen, Director del Proyecto Transición Energética, GIZ

Autor:

Rodrigo Vásquez, José Fuster, Pablo Tello, GIZ Chile
Daniel Almarza, Alejandro Velázquez, Walmy Fernández, GIZ República Dominicana

Diseño/diagramación, etc.:

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

Shutterstock

Por encargo de:

Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU)
Stresemannstraße 128 -130
10963 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

La GIZ es responsable del contenido de la presente publicación.

Santo Domingo, 2022

Análisis Prospectivo de Hidrógeno Verde en la República Dominicana

**Situación actual internacional y prospectiva local considerando las
potenciales aplicaciones e implicancias en la República Dominicana**



TABLA DE CONTENIDO

Acrónimos	9
Resumen Ejecutivo	10
Introducción	18
1. Hidrógeno Verde: estado actual, drivers y barreras	20
1.1 El rol del hidrógeno verde en la transición energética	21
1.2 Potencial global del hidrógeno	22
1.3 Antecedentes tecnológicos	22
1.3.1 Reformado de gas metano con vapor (SMR)	22
1.3.2 Electrólisis	23
1.3.3 Almacenamiento y transporte	25
1.3.4 Conversión energética del hidrógeno	26
1.4 Aplicaciones del hidrógeno	26
1.4.3 Aplicaciones estacionarias	30
1.4.4 Aplicaciones móviles	31
1.4.5 Inyección de hidrógeno en redes de gas natural y usos finales.	31
1.5 Normativa y regulación para el hidrógeno internacional	33
2. Situación Actual en la República Dominicana	36
2.1 Revisión del marco regulatorio aplicable	37
2.1.1 Regulación asociada a hidrocarburos	38
2.1.2 Seguridad	39
2.1.3 Incentivos	43
2.1.4 Otros	44
2.2 Acerca del sector energético	44
2.2.1 Fuentes de energía	44
2.2.2 Combustibles: procedencia y costos	45
2.2.3 Demanda de energía	47
2.2.4 Sector Energético y NDC	48
2.2.5 Infraestructura energética	48
2.3 Acerca del subsector eléctrico	51
2.3.1 Institucionalidad	51
2.3.2 Segmentos	51
2.3.3 Mercado eléctrico dominicano	52
2.3.4 Matriz eléctrica	53
2.3.5 Crecimiento proyectado	57
2.3.6 Potencial de energías renovables	62
2.4 Acerca del sector transporte	64
2.4.1 Institucionalidad	64
2.4.2 Transporte terrestre	65
2.4.3 Movilidad eléctrica	68
2.4.4 Transporte marítimo	69

2.5	Acerca del sector industrial	70
	2.5.1 Minería	70
	2.5.2 Zonas francas	72
	2.5.3 Industria alimenticia	73
2.6	Uso actual del hidrógeno en República Dominicana	75
	2.6.1 Aplicaciones	75
	2.6.2 Cadena de suministro de hidrógeno	75
3.	Perspectivas para República Dominicana	77
3.1	Análisis de costo de producción de hidrógeno solar y eólico	77
	3.1.1 Internacional	77
	3.1.2 Nacional	82
3.2	Potenciales aplicaciones	86
	3.2.1 Sector industrial	86
	3.2.2 Sector transporte	87
	3.2.3 Subsector eléctrico	88
3.3	Diagnóstico de la infraestructura en el país	90
	3.3.1 Infraestructura de combustibles	90
	3.3.2 Infraestructura eléctrica	90
	3.3.3 Infraestructura de agua	91
3.4	Diagnóstico del marco regulatorio e institucionalidad en aspectos de seguridad	91
	3.4.1 Marco regulatorio	91
	3.4.2 Institucionalidad	92
3.5	Análisis de barreras y oportunidades	93
	3.5.1 Barreras	93
	3.5.2 Oportunidades	93
4.	Conclusiones	94
5.	Claves para el desarrollo del Hidrógeno Verde en República Dominicana	96
	Anexo	98
	Bibliografía	101

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Costo por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y futuro [18].	11
Ilustración 2. Aplicaciones del hidrógeno [1].	12
Ilustración 3. Crecimiento de la capacidad instalada acumulada de energías renovables no convencionales [7].	15
Ilustración 4. LCOH según caso de estudio en República Dominicana.	6
Ilustración 5. Porcentajes estimados de GEI antropogénico global [10].	21
Ilustración 6. Costo por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y futuro [19].	24
Ilustración 7. Aplicaciones del hidrógeno [1].	27
Ilustración 8. Cantidad de vehículos con celdas de combustible presente y futuro [35].	29
Ilustración 9. Cantidad de hidrolineras presente y futuro [35].	30
Ilustración 10. Necesidad de modificaciones según porcentaje de hidrógeno inyectado tolerado. [22].	32
Ilustración 11. Fuentes de energía durante el 2018 [54].	45
Ilustración 12. Consumo de hidrocarburos, 2015-2020 [55].	45
Ilustración 13. Costos promedio por año de los hidrocarburos [55].	47
Ilustración 14. Demanda final de energía según sector de consumo en el 2018 [54].	48
Ilustración 15. Mapa del sistema de transmisión del SENI [62].	50
Ilustración 16. Evolución del Costo Marginal promedio en dólares [6].	53
Ilustración 17. Porcentaje de capacidad de generación eléctrica instalada según fuente en el año 2020 (4,921.4 MW) [6].	54
Ilustración 18. Evolución de la capacidad instalada en el país, 2010-2020.	55
Ilustración 19. Energía generada según su fuente en el año 2020 [6].	55
Ilustración 20. Crecimiento de la capacidad instalada acumulada de energías renovables no convencionales [6].	56
Ilustración 21. Escenario de Expansión CNE de la generación eléctrica para el cumplimiento del objetivo climático 2025 y 2030 de la República Dominicana [66].	57
Ilustración 22. Generación solar y eólica en la República Dominicana al 2021.	58
Ilustración 23. Generación solar y eólica al 2025 según escenario 3 del borrador del PEN.	59
Ilustración 24. Generación solar y eólica al 2030 según escenario 3 del borrador del PEN.	60
Ilustración 25. Generación solar y eólica al 2035 según escenario 3 del borrador del PEN.	61
Ilustración 26. Radiación Horizontal Global (GHI) en la República Dominicana [71].	62
Ilustración 27. Mapa de velocidad de viento a 100 metros de altura en República Dominicana.	63
Ilustración 28. Ubicación de la capacidad instalada de las energías renovables en el escenario REMap 2030 [67].	64
Ilustración 29. Evolución del parque vehicular dominicano en miles de unidades [74].	65
Ilustración 30. Parque vehicular dominicano según provincia, al año 2020 [74].	66
Ilustración 31. Proyección parque vehicular eléctrico dominicano [78].	69
Ilustración 32. Participación en el consumo energético por subsector industrial en el 2018 (porcentaje) [80].	70
Ilustración 33. Exportaciones mineras en millones de dólares estadounidenses [84].	72
Ilustración 34. Clasificación de las empresas que operan en ZF según actividad de producción [85].	73
Ilustración 35. Cantidad de empresas del sector alimentario en RD [88].	74
Ilustración 36. Proyección de costos de producción de hidrógeno verde a nivel mundial [1].	78
Ilustración 37. Proyección de costos de producción de hidrógeno verde según región o país [1].	78
Ilustración 38. Costo de producción de hidrógeno en América Latina al 2050 [94].	79
Ilustración 39. Costo nivelado del hidrógeno vía energía solar en América Latina [95].	79
Ilustración 40. Costo requerido de producción del hidrógeno para el breakeven en distintas industrias al 2030, en USD/kg [8].	80
Ilustración 41. Emisiones de CO ₂ de los sectores difíciles de abatir para el 2050 [95].	80

Ilustración 42. Tecnologías de separación y captura de CO ₂ [96].	81
Ilustración 43. Alternativas tecnológicas de captura de CO ₂ directa del aire [96].	81
Ilustración 44. Precios indicativos de producción de productos a partir de hidrógeno producido con electrolisis [1].	82
Ilustración 45. LCOH para distintos precios de electricidad y porcentaje de uso electrolizador en zona San Cristóbal.	83
Ilustración 46. LCOH para distintos precios de electricidad en zona Cibao Noroeste – Monte Cristi.	84
Ilustración 47. LCOH para distintos precios de electricidad en zona Cibao Noreste – Nagua.	85
Ilustración 48. LCOH para distintos precios de electricidad. Fuente: Elaboración propia.	85
Ilustración 49. Perspectiva general de los métodos de almacenamiento energéticos en el tiempo.	89
Ilustración 50. Mapa de expansión del sistema de transmisión sur del SENI.	98
Ilustración 51. Mapa de expansión del sistema de transmisión este del SENI.	99
Ilustración 52. Mapa de expansión del sistema de transmisión central del SENI.	100

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de funcionamiento típicos para electrólisis AEL y PEM [19].	25
Tabla 2. Grupos de estándares internacionales similares [6].	34
Tabla 3. Normas emitidas por el INDOCAL relacionadas a los hidrocarburos [51].	41
Tabla 4. Normas y estándares utilizados por empresas locales en cuanto a distribución y transporte de hidrógeno.	42
Tabla 5. Procedencia de los hidrocarburos importados a RD [56].	46
Tabla 6. Longitud y capacidad del sistema de transmisión del SENI al 2020 [61].	50
Tabla 7. Generación renovable según escenario de expansión para cumplir con metas climáticas [66].	58
Tabla 8. Potencial de generación al 2030 proyectado por IRENA y CNE [68].	62
Tabla 9. Cantidad de vehículos según combustible y categoría, al año 2018 [75].	67
Tabla 10. Emisiones de GEI según categoría de vehículo, en tonelada equivalente (teq) [75].	67
Tabla 11. Producción de minerales no metálicos en la República Dominicana [83].	71
Tabla 12. Producción de minerales metálicos en toneladas métricas (T.M.) [83].	71
Tabla 13. Modelos de turbinas de gas de centrales del SENI [115].	98

ACRÓNIMOS

AEL	Electrolizadores alcalinos (del inglés Alkaline Electrolyser)
AEM	Membrana de intercambio aniónico (del inglés Anion exchange membrane)
BB	Barril de petróleo (del inglés blue barrel)
CAPEX	Costo de inversión de capital (del inglés Capital Expenditures)
CCU	Captura de carbono y utilización
CH ₄	Metano
CNE	Comisión Nacional de Energía
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
DGA	Dirección General de Aduanas
ERNC	Energía Renovable No Convencional
FCEV	Vehículos con celdas de combustible (del inglés Fuel Cell Electric Vehicle)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GEI	Gases de Efecto Invernadero
H ₂	Hidrógeno molecular
H ₂ O	Agua
IEA	Agencia Internacional de Energía (del inglés International Energy Association)
INDOCAL	Instituto Dominicano para la Calidad
INTRANT	Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (del inglés International Renewable Energy Agency)
ITBIS	Impuesto sobre Transferencias de Bienes Industrializados y Servicios
LCOE	Costo normalizado de la energía (del inglés Levelized cost of energy)
LCOH	Costo normalizado del hidrógeno (del inglés Levelized cost of hydrogen)
MEM	Ministerio de Energías y Minas
MICM	Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes
MIMARENA	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada (del inglés Nationally Determined Contributions)
NH ₃	Amoníaco
O ₂	Oxígeno
PEM	Membrana de intercambio de protones (del inglés Proton Exchange Membrane)
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado
SMR	Reformado de gas metano con vapor (del inglés Steam Methane Reforming)
SOEC	Electrolizadores de óxido sólido (del inglés Solid Oxide Electrolyzer Cell)
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TTW	Tanque a la rueda (del inglés Tank-to-Wheel)
WTW	Pozo a la rueda (del inglés Well-to-Wheel)
ZF	Zona Franca



Resumen Ejecutivo

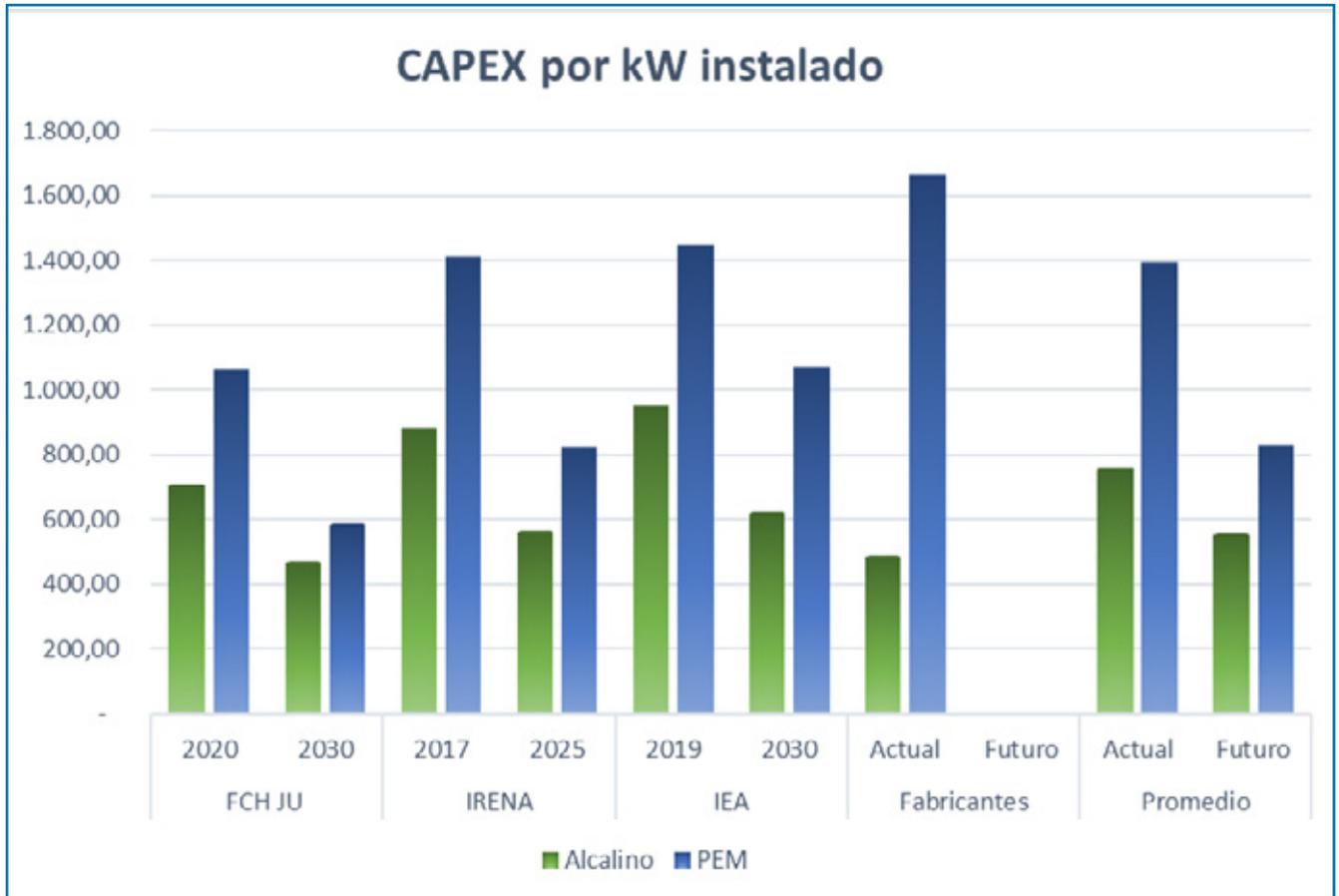
El hidrógeno ha resurgido como un combustible clave en la lucha contra el cambio climático, dado su potencial de eliminar la dependencia de combustibles fósiles en sectores donde la electrificación mediante energías renovables para descarbonizar tiene un alcance limitado como en el sector transporte (marítimo, aéreo y terrestre pesado), la producción de calor industrial, entre otras aplicaciones.

Para descarbonizar a través del hidrógeno este debe ser verde, es decir, aquel producido a través de fuentes renovables por electrólisis, sin embargo, también puede ser integrado a la cadena de valor del hidrógeno verde, otras formas de obtención como aquellas basadas en procesos biológicos como la fermentación

oscura, catalizadores que utilizan la energía del sol, entre otros. En la actualidad, el método más común para su producción es el reformado de gas metano con vapor (SMR), el cual es un proceso que emite gases efecto invernadero (GEI), mientras que menos del 1 % producido a nivel mundial es verde. Sin embargo, su rápida reducción de costos hace que se evalúe esta alternativa cada vez más y esto se refleja en los más de 30 países que han publicado hojas de ruta para el hidrógeno verde.

Hoy en día existen dos grandes grupos de electrolizadores: los alcalinos (AEL) y los de membrana de intercambio de protones (PEM). La tecnología PEM es más costosa, pero ofrece la ven-

Ilustración 1. Costo por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y futuro. Fuente: Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA [18].



taja de producir un hidrógeno más puro que con AEL, y estos muestran mayor potencial de reducción de costos a largo plazo.

El hidrógeno es el combustible con mayor densidad energética por unidad de masa, con casi tres veces más energía en 1 kg de hidrógeno que en 1 kg de gasolina. Sin embargo, su densidad energética volumétrica a temperatura ambiente es pequeña en comparación con los combustibles convencionales. Para su almacenamiento se utilizan distintos métodos, siendo el más empleado el almacenamiento a presión en tanques.

Una alternativa es almacenar el hidrógeno en forma licuada, lo cual reduciría el volumen de almacenamiento necesarios para una misma cantidad de energía, este es ideal para el transporte en grandes cantidades y largas distancias. Este método posee sus retos, dado que para la licuefacción del hidrógeno se requiere reducir la temperatura a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que incrementa costos y aumenta las pérdidas energéticas.

Se contempla también la inyección de hidrógeno a gasoductos existentes, permitiendo almacenar grandes cantidades por largos períodos de tiempo. La factibilidad técnica de este método depende de la tolerancia de cada componente de la red para distintas proporciones de mezclas entre gas natural e hidrógeno o para un 100 % de hidrógeno.

Otra alternativa es utilizar el amoníaco o el metano obtenido mediante hidrógeno como vector energético, una ventaja de esta opción es que ambas sustancias cuentan con infraestructura para su almacenamiento y transporte. El metano puede utilizarse directamente, mientras que el amoníaco aumenta la densidad energética del transporte de hidrógeno, siendo competitivo en costos gravimétricos, volumétricos y energéticos con los combustibles fósiles.

El hidrógeno almacenado puede ser convertido a energía a través de celdas de combustible. Estas celdas producen electricidad, agua y calor a partir de hidrógeno de alta pureza, y oxígeno, y pueden operar de forma continua siempre que sean provistas de combustible. La conversión energética mediante celdas es de dos a tres veces más eficientes que la combustión.

También es factible quemar hidrógeno en motores, turbinas, calderas y quemadores, para la obtención de calor directo o de energía motriz o eléctrica. Como tal, el hidrógeno puede quemarse solo, aunque es posible mezclarse con otros combustibles como gas natural o diésel, disminuyendo las emisiones de aplicaciones actuales y aumentando la eficiencia de combustión.

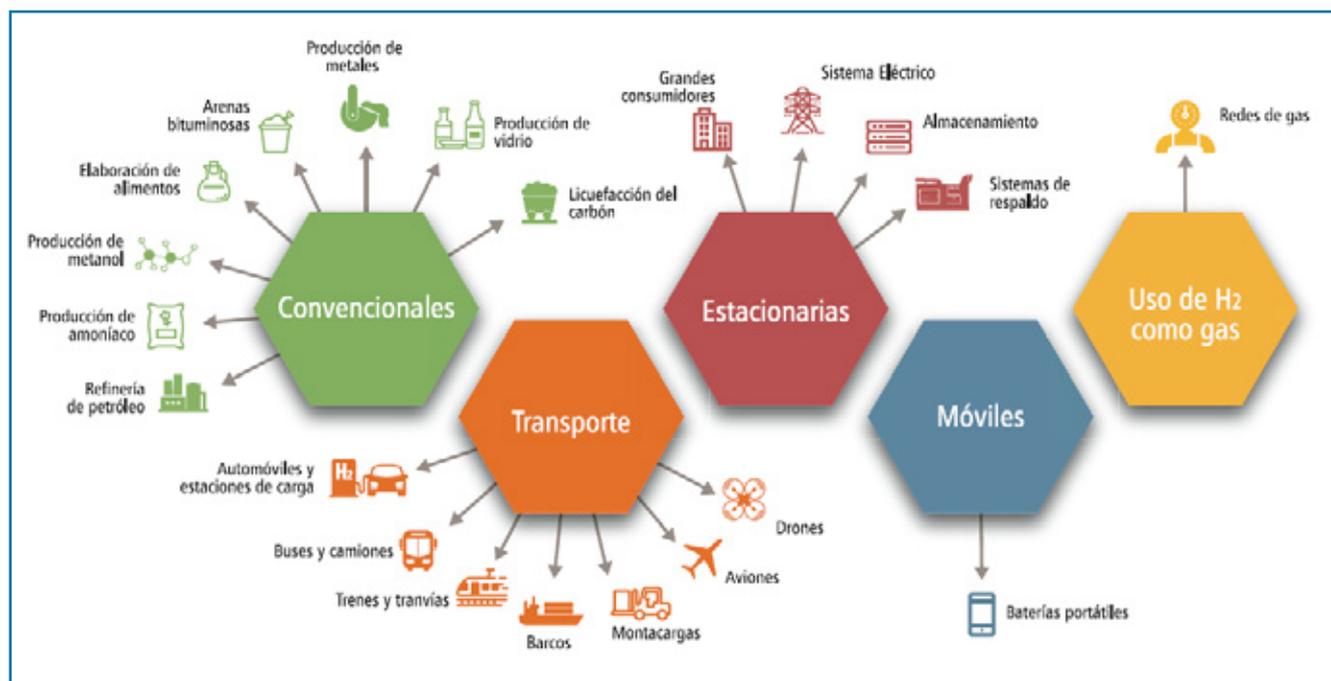
Aplicaciones

El hidrógeno se ha utilizado desde hace varios años para aplicaciones industriales, con una demanda mundial de 70 millones de toneladas. Se espera un rápido crecimiento en el corto plazo para el hidrógeno verde, a medida que sus aplicaciones se expandan a otros sectores. Tales aplicaciones se pueden agrupar en: (1) convencionales, (2) transporte, (3) estacionarias, (4) móviles y, (5) uso de H₂ como gas.

Aplicaciones convencionales

Se refiere aquellas aplicaciones implementadas en procesos industriales, como refinación de petróleo, producción de amoníaco, metanol, arenas bituminosas y metales. Además, se contempla la aplicación de hidrógeno verde para reducir la huella de carbono en procesos industriales donde no participa o tiene aplicación limitada, como son la fabricación de cerámica y la producción de cemento.

Ilustración 2. Aplicaciones del hidrógeno. Fuente: Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile [1].



Aplicaciones de transporte

En este tipo de aplicaciones se encuentran más maduras como combustible para automóviles, buses y camiones. Tales vehículos son propulsados por electricidad generada por celdas de combustible que se alimentan de hidrógeno. Para el transporte pesado o de larga distancia, de mercancías o de pasajeros, los vehículos de hidrógeno son más ventajosos que los vehículos eléctricos con baterías por su alta autonomía y tiempos de recarga bajos. A nivel mundial existen 554 estaciones de servicio de hidrógeno, y se proyecta que esta cifra aumente a 3,700 estaciones para el 2030.

En el transporte marítimo y aéreo las aplicaciones están en etapas más tempranas de desarrollo. La alta demanda energética que requieren estos para movilizarse, lo hacen más retadores que el transporte terrestre. Se contempla utilizar hidrógeno licuado o derivados del hidrógeno, como el amoníaco, el metanol o el keroseno sintético, para estas aplicaciones. En la actualidad, ya existen flotas marítimas impulsadas por metanol.

Otros proyectos existentes abarcan el desarrollo de trenes de pasajeros y tranvías con celdas de combustible. Adicionalmente, los montacargas con celdas de combustibles presentan gran prospectiva y han experimentado un elevado crecimiento, impulsado por sus rápidos tiempos de recarga y autonomía, y la decisión de Amazon y Walmart de cambiar su flota.

Aplicaciones estacionarias

Se refieren a cualquier uso del hidrógeno cuya operación ocurra en una locación fija, ya sea para energía primaria, de respaldo, electricidad o calor. Las aplicaciones estacionarias a gran escala contemplan la entrega de electricidad y calor a grandes consumidores, mientras que las aplicaciones a menor escala se pueden utilizar en pequeños comercios, campos residenciales o sistemas de telecomunicaciones.

Otras aplicaciones abarcan el almacenamiento de energía en grandes volúmenes para su inyección a la red, aportando al balance entre generación y demanda en redes con alta penetración de renovables. Adicionalmente, el hidrógeno se puede utilizar en ciertas concentraciones con gas para utilizarse en turbinas de gas o ciclo combinado.

Aplicaciones móviles

En las aplicaciones móviles, las celdas de combustibles pueden utilizarse para cargar equipos eléctricos y baterías. Es principalmente útil donde no se cuenta con acceso a la energía de la red. A diferencia de las baterías o pilas convencionales, su degradación es mínima.

Uso de hidrógeno como gas

La inyección de hidrógeno a las redes de gas actuales es una alternativa que se evalúa en varios países. Esto permitiría utilizarlo en distintas aplicaciones comerciales, industriales y residenciales. En Europa se pretende contar con una infraestructura de 6,800 km en tuberías para hidrógeno verde al año 2030, principalmente mediante la adecuación de gasoductos existentes.

Marco Regulatorio

El país no cuenta con un marco regulatorio específico para el hidrógeno. En su lugar, las empresas que lo comercializan se guían de los lineamientos y las mejores prácticas internacionales. Al hidrógeno se le da un trato como material peligroso, por lo cual para su importación y transporte terrestre se requiere tener licencia, en ese sentido le son aplicables normas que contemplan el almacenamiento, etiquetado y uso de sustancias inflamables.

Las únicas normativas que mencionan de forma explícita al hidrógeno son la Ley No. 57-07 sobre Incentivos al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de Sus Regímenes Especiales, y la Ley No. 103-13 de Incentivo a la Exportación de Vehículos de Energía no Convencional. La Ley No. 57-07 ofrece incentivos para equipos de producción de hidrógeno mediante fuentes renovables, en otras palabras, hidrógeno verde y, por su lado, la Ley No. 103-13 ofrece incentivos a vehículos que utilicen hidrógeno, aunque sin especificar la tecnología. El Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico contempla entre sus estrategias la elaboración de un estudio que evalúe el uso del hidrógeno.

Sobre el sector energético dominicano

La República Dominicana tiene una alta dependencia de los combustibles fósiles, representando el 63.9 % del consumo final de energía en el 2018, seguido de la electricidad con un 23 % que, a su vez, es producida en un 85 % a partir de combustibles fósiles, el resto siendo renovable. Estos combustibles fósiles son importados en su totalidad, ingresando al país a través del sistema portuario. La biomasa y sus derivados son los únicos combustibles que se producen en el país.

Los combustibles entran al país a través de varios puertos y terminales especializadas. La Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA) es la principal importadora de hidrocarburos, con una cuota superior al 60 % del mercado en la venta de estos combustibles. Tales productos se obtienen de la refinación del crudo o se importan ya terminados.

El crudo y los productos terminados importados son recibidos por las facilidades marítimas de la institución y transportados por oleoductos. Todo el gas natural importado al país entra a través de la terminal de AES Andrés, en Punta Caucedo, Boca Chica, desde donde se distribuye al resto del país. El combustible que no es transportado a través de los gasoductos y oleoductos existentes es transportado por tanqueros con capacidades que rondan entre los 10,000 y 14,000 galones.

El concepto de reserva estratégica no se implementa de forma normativa en el país, imperando un criterio discrecional que obedece en gran manera a la demanda. Como resultado el país tiene alta dependencia de continuos viajes de suministro que encarecen los costos, dada la presencia de intermediarios en el transporte.

La reducción de emisiones en el sector energético dominicano es clave para la Contribución Nacionalmente Determinada establecida por la República Dominicana en el 2020 (NDC 2020). Así se evidencia en que el 65 % de las emisiones que el país se compromete a reducir corresponden a acciones de mitigación dirigidas al sector energético.

Sobre el sector eléctrico dominicano

El sector eléctrico dominicano evolucionó de un sistema verticalmente integrado a uno donde empresas estatales, privadas

y mixtas participan en la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Está compuesto por el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), que suple la mayor demanda del país, y otros nueve sistemas aislados. El sector es regulado por la Superintendencia de Electricidad creada en el 2001 mediante la Ley General de Electricidad y el sistema interconectado principal, el SENI, es operado bajo la coordinación del Organismo Coordinador.

Para finales del 2020, la capacidad instalada del SENI fue de 4.9 GW donde el 75.4 % era en base a combustibles fósiles, el 12.66 % era hidroeléctrica, 7.52 % eólica, 3.81 % fotovoltaica y 0.61 % con biomasa. De esta forma, en el 2020 el 85 % de la energía fue producida mediante combustibles fósiles, principalmente carbón y gas natural.

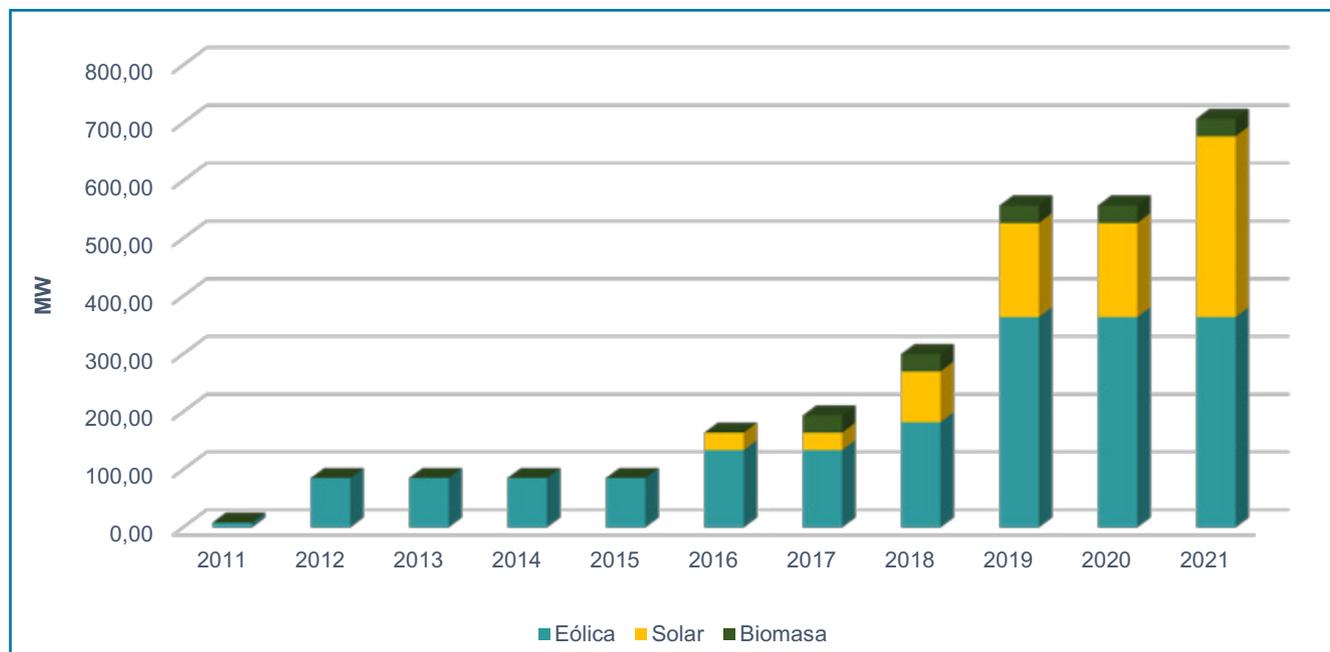
El país cuenta con un alto potencial de desarrollo de generación solar, con niveles de GHI promedio entre los 5 kWh/m²/día y 7 kWh/m²/día. También cuenta con gran potencial eólico, donde en zonas del país se alcanzan factores de capacidad por encima del 30 %. Para el 2030, se tiene el objetivo de abastecer el 30 % de la demanda eléctrica del país con Energías Renovables No Convencionales (ERNCC). Para alcanzar este objetivo, el Plan Energético Nacional (PEN) propone la instalación de 2,491 MW de generación fotovoltaica, 905 MW de generación eólica y 90 MW de generación con residuos sólidos urbanos. El plan de expansión 2020-2035 de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) fue diseñado considerando este crecimiento de la generación renovable variable.

Sectores de consumo energético

El sector transporte posee el mayor consumo energético en el país, y está basado casi completamente en combustibles fósiles como gasolina, gasoil y GLP. Sin embargo, la flota de vehículos eléctricos en el país va en aumento, con 1,905 unidades al año 2020 y 300 estaciones de recarga entre instaladas y en proceso de instalación. Según la tendencia, para el 2030 se estima que habrá 341 mil vehículos eléctricos en el país, un 59.8 % serán motocicletas y un 29.2 % vehículos para pasajeros, por lo que el consumo energético de este sector ya no será netamente en base a los combustibles fósiles anteriormente mencionados.

El segundo sector de mayor consumo energético es el industrial aportado por distintas fuentes, siendo las principales la elec-

Ilustración 3. Crecimiento de la capacidad instalada acumulada de energías renovables no convencionales. Fuente: Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas Correspondiente al Año 2020 [7].



tricidad (37.9 %), los residuos de biomasa (17 %) y el coque de petróleo (11.9 %). Los subsectores industriales de mayor consumo fueron la industria alimenticia y del tabaco con 31.5 % del consumo, la fabricación de productos minerales no metálicos con 29.6 % y la minería con 23.8 %. La industria alimenticia utilizó en su mayoría residuos de biomasa, mientras que el sector minero hidrocarburos con el fin principal de crear fuerza motriz.

Uso actual de hidrógeno

El consumo de hidrógeno en el país es limitado puesto que, no hay grandes industrias que lo requieran. Sus usos locales varían, se utiliza como refrigerante en alternadores de centrales eléctricas, en la fabricación de margarina en la industria alimenticia y en los procesos de desnitrificación e hidrosulfuración en la refinación de petróleo. El hidrógeno utilizado es principalmente importado de EE. UU., Brasil, Puerto Rico y otros países. En el caso de REFIDOMSA, este se obtiene como subproducto en procesos de reformado catalítico.

La cadena de suministro local consiste principalmente de dos empresas, quienes importan el hidrógeno, lo almacenan en contenedores a presión, lo distribuyen y lo comercializan. En la

actualidad el mercado es de alrededor de 151,000 m³ al año. Las empresas no están sujetas a ninguna normativa o reglamento específico sobre el manejo del hidrógeno en el país, pero estas utilizan normas y estándares internacionales adoptados por las mismas. Este mercado es puramente basado en hidrógeno obtenido mediante combustibles fósiles.

Perspectivas del Hidrógeno Verde en la República Dominicana

Los costos del hidrógeno verde están ligados a factores como el CAPEX, la eficiencia de conversión, el costo de electricidad, las horas anuales operativas y, en menor medida, el costo del agua. Se proyecta en 2030 un costo promedio mundial de hidrógeno verde de 3 USD/kgH₂. Asimismo, a la vez que se proyectan reducciones de los costos del hidrógeno verde, también de los combustibles sintéticos producidos a partir de este como el amoníaco, el metanol o el queroseno. En el caso específico del amoníaco a partir de hidrógeno, se proyecta que a largo plazo sea tan competitivo como el amoníaco convencional.

Se evaluaron nueve casos de estudio para estimar el costo normalizado del hidrógeno (LCOH) actual en el país a partir de

energías renovables. Estos casos consideran plantas FV de 4 MWp y 8 MWp ubicadas en distintas zonas del país, y un caso donde la electricidad se toma de la red.

En la Ilustración 4 se observa que el menor LCOH se obtiene con suministro eléctrico directo de la red (Caso 3), sin embargo, este no puede considerarse hidrógeno verde puesto que no se utiliza electricidad renovable exclusivamente. El principal factor que influye en el LCOH de los demás casos es el costo de la electricidad renovable fotovoltaica en el país.

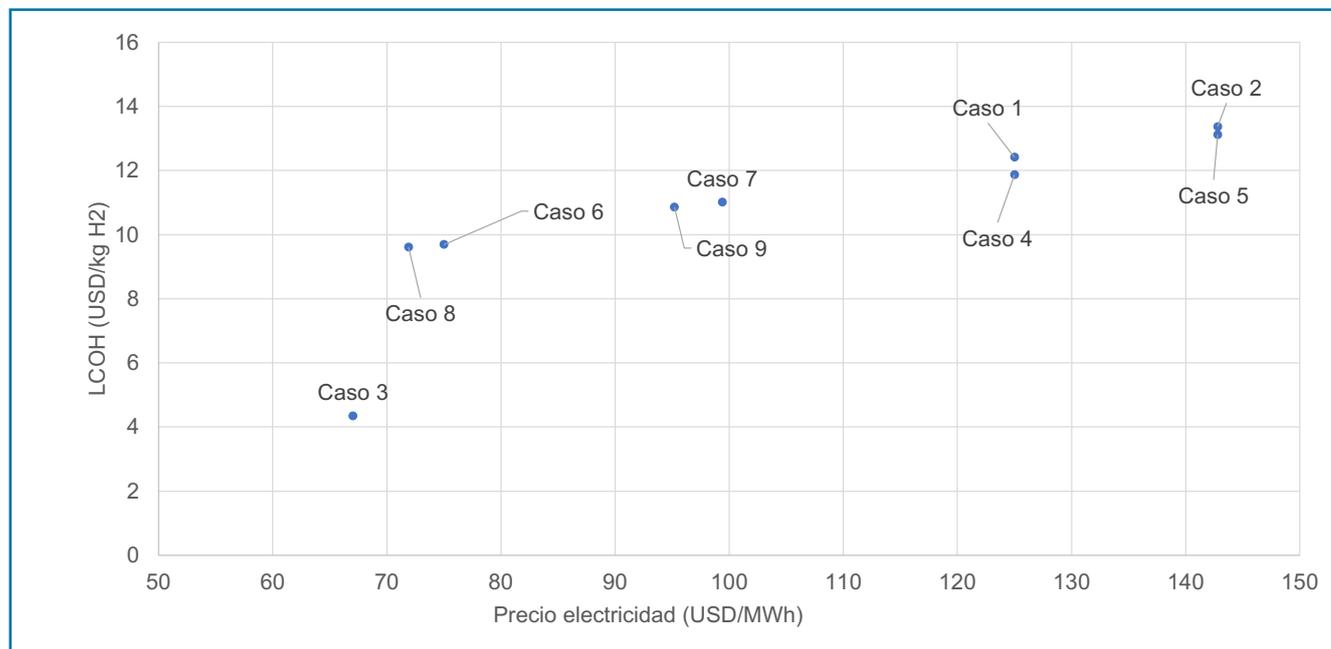
Para un LCOH más bajo se pueden crear estrategias como la construcción de plantas híbridas (eólica-FV) que permitan una mayor utilización del electrolizador. La IEA estima que al 2050 el costo del hidrógeno verde en la República Dominicana puede alcanzar valores de entre 1.4 y 1.6 USD/kgH₂.

Potenciales aplicaciones del hidrógeno en República Dominicana

En la industria del cemento y la cerámica el hidrógeno podría ser utilizado en ciertas concentraciones o completamente en hornos para reemplazar combustibles fósiles como coque, carbón y gas natural. En la industria química tiene gran potencial para producir amoníaco, el cual es utilizado como materia prima para la fabricación de fertilizantes en el país, sin embargo, cabría analizar la competitividad de este amoníaco frente a otros producidos en países con bajos costos como Chile o Uruguay.

En el sector transporte encuentra aplicaciones potenciales en camiones de carga pesada como camiones recolectores y mineros, que utilicen celdas de combustible con las ventajas de recarga rápida y una capacidad de carga útil más efectiva. Asimismo, los montacargas con celdas de hidrógeno representan una gran aplicación puesto su atractivo mayor frente a los eléctricos en

Ilustración 4. LCOH según caso de estudio en República Dominicana. Fuente: Elaboración propia.



intralógica, debido a que su utilización está menos limitada por el tiempo de recarga.

En el sector eléctrico, el hidrógeno podría utilizarse para generación eléctrica a través de turbinas de ciclo combinado o de gas adecuadas para operar con ciertas concentraciones de hidrógeno. Otra aplicación es su uso para almacenamiento de energía estacional, donde resulta más viable que el uso de baterías.

Perspectivas del hidrógeno en la República Dominicana

Desde un punto de vista de la infraestructura, aún es pronto para pensar en reacondicionar o construir puertos, gasoductos u oleoductos para recursos como el hidrógeno, amoníaco o metanol. Se recomienda estudiar primero el papel que estos pueden llegar a jugar en la descarbonización del país para dimensionar adecuadamente cualquier medida. En este sentido la experiencia y los programas de descarbonización de Japón y Corea del Sur pueden ser una fuente de información valiosa, dado que ambos comparten similitud con el país por su dependencia en la impor-

tación de recursos energéticos por vía marítima y sus limitaciones de espacio para el desarrollo de energías renovables locales.

Se encontró que la principal barrera que posee el hidrógeno verde local para alcanzar costos competitivos es el costo de la electricidad renovable, donde estos son superiores a los que existen en territorios con condiciones similares. Así también, en la actualidad existe una demanda local limitada y el país no cuenta con un marco regulatorio ni institucional para el hidrógeno.

Para el desarrollo del hidrógeno verde en el país existen algunos puntos clave a desarrollar como el establecimiento de estrategias de descarbonización a largo plazo, crear un marco institucional y regulatorio para proyectos de hidrógeno, evaluar con los representantes sectoriales el potencial del hidrógeno verde en diversos sectores, impulsar estrategias y hojas de ruta que ayuden a orientar el desarrollo del hidrógeno, crear mecanismos de certificación para la importación de productos de baja emisión derivados del hidrógeno e impulsar la formación académica y difundir el conocimiento sobre el combustible.



Introducción

El hidrógeno ha resurgido en los últimos años como un eslabón clave en la lucha contra el cambio climático, puesto que la masificación de su aplicación como una fuente de energía alternativa más limpia podría desplazar el uso de combustibles fósiles, sobre todo en aquellos sectores emisores difíciles de abatir.

En la actualidad, este recurso posee un mercado de escala global que encuentra su importancia principalmente en la producción de amoníaco y en industrias como la petrolera, donde se usa para la refinación del crudo [1]. En este contexto, también cabe mencionar que la principal forma de obtener el hidrógeno es a través del proceso de reformado de gas metano con vapor (SMR, por sus siglas en inglés) el cual implica la emisión de gases de efecto

invernadero (GEI) y, por lo tanto, resulta sumamente relevante diferenciar los tipos de hidrógeno según su forma de obtención.

Al hidrógeno producido a partir de SMR, se le ha definido como hidrógeno gris. Por otra parte, a aquel hidrógeno producido por medio de la electrólisis generada a partir de fuentes de energía renovable, como la eólica o solar (no excluyentes de otras formas), se le ha clasificado como hidrógeno verde, y así existen otros colores asignados dependiendo de la fuente de electricidad.

Respecto a las futuras aplicaciones, es menester mencionar que el potencial de uso resulta sumamente amplio, pudiendo ser aplicable en el transporte, calefacción y como materia prima

industrial y, de hecho, casi cualquier aplicación no susceptible a la electrificación [1]. Incluso, se puede aprovechar para proporcionar servicios de balance de la red eléctrica en sistemas con porcentajes muy altos de inyección de energía renovable variable [2]. Por esta versatilidad es que, tal como se mencionó, el hidrógeno verde surge como una de las opciones energéticas limpias más factibles en la lucha contra el cambio climático.

Aunque hoy en día el hidrógeno verde comprende menos del 1 % del hidrógeno producido a nivel mundial, el costo de producción de este se encuentra en rápida reducción, por lo que los países, cada vez más, han considerado esta alternativa como una inversión inteligente y viable a largo plazo con miras a la descarbonización [3]. La participación del sector privado, en conjunto con compromisos realizados por los gobiernos es fundamental para incrementar la inversión en hidrógeno verde e impulsar su integración en el sistema energético global. Si bien los costos de producción se reducirán gracias a la disminución de costos en los electrolizadores, se hará necesario invertir en infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno, así como en la red de transmisión eléctrica [4].

Por otra parte, una ventaja importante del hidrógeno en comparación con otras formas de almacenamiento de energía es que puede almacenarse y transportarse en una cierta cantidad a través de las redes de gas natural existentes, previa adaptación de estas, reduciendo la inversión en infraestructura [2].

Por su parte, en la República Dominicana la oferta energética se basa principalmente en combustibles fósiles. Para el 2018 el consumo final de energía no eléctrica procedió en un 80 % del petróleo y sus derivados, un 2.2 % del gas natural y 1.9 % del carbón mineral, mientras que las energías renovables representaron el porcentaje restante [5]. En un mismo sentido, en 2020 el 84.7 % de la electricidad producida en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se generó a partir de combustibles fósiles (gas natural, fueloil, carbón) [6]. Esta gran dependencia en combustibles fósiles provocó que en 2018 se emitieran cerca de 30 megatoneladas de CO₂ equivalente, de las cuales alrededor de un 62.6 % fueron provocadas por el consumo de derivados del petróleo [7].

Por lo tanto, para lograr una reducción de los GEI, en favor de cumplir los convenios internacionales suscritos que tienen relación a la protección y preservación del medio ambiente a través de la reducción de la contaminación ambiental, se vuelve esencial el uso de fuentes de energía bajas en carbono como el hidrógeno, y en específico, aquel producido con energías renovables.

Así, dada la importancia que ha adquirido la tecnología del hidrógeno a nivel global y, su potencial como fuente de energía alternativa y baja en emisiones de GEI, se elabora este estudio sobre la situación actual del hidrógeno verde y la prospectiva local, considerando las potenciales aplicaciones e implicancias en la República Dominicana.

1. Hidrógeno Verde: estado actual, drivers y barreras



Actualmente el hidrógeno está recibiendo un interés sin precedentes a nivel internacional, apoyado por un cambio global de las instituciones públicas, privadas, los inversionistas y consumidores finales hacia la descarbonización de la matriz energética. Esta atención se puede ver reflejada, por ejemplo, en los más de 30 países que han publicado hojas de ruta del hidrógeno para inicios de 2021, los más de 200 proyectos de hidrógeno que se han anunciado por parte de la industria, y el compromiso de más de 70,000 millones de dólares en financiamiento público por parte de distintos gobiernos a nivel mundial [8]. Este impulso

se está desarrollando a lo largo de toda la cadena de valor del hidrógeno, lo cual se espera que acelere la reducción de costos en la producción, transporte, distribución y aplicaciones finales.

En este capítulo se presenta una breve descripción del papel que podría jugar el hidrógeno en la transición energética, detallando los antecedentes tecnológicos más importantes de su cadena de valor, la normativa y regulación que se está utilizando como referencia internacional y el potencial de este a nivel global.

1.1 El rol del hidrógeno verde en la transición energética

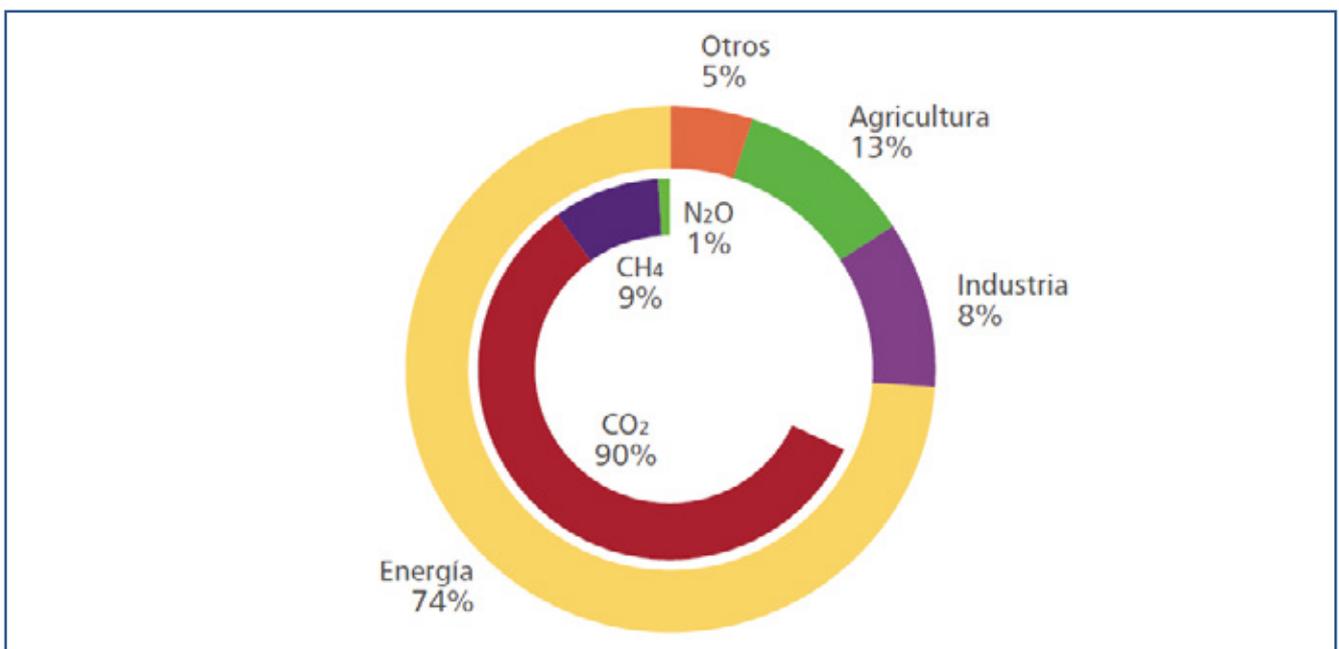
En el Acuerdo de París de 2015, las naciones participantes convinieron que era necesario fijar metas ambiciosas para la descarbonización de diferentes sectores de la economía y así prevenir los peligrosos impactos del cambio climático. Luego, en 2018, el quinto informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) afirmó que la influencia humana en el clima es clara, y que el uso de la energía representa la mayor fuente de emisiones de GEI, siendo el 90 % emisiones de CO₂ [9], tal como se puede ver en la Ilustración 5.

Ante esta problemática, se ha podido apreciar un importante desarrollo de proyectos de energías renovables en los últimos años. Sin embargo, todavía existen varios sectores en donde el uso de la energía en su forma primaria aún se basa en la quema de combustibles fósiles, como lo son el sector transporte o industrial, por ejemplo. Además, si bien los sistemas de energías renovables (ER) han aumentado considerablemente su participación en la generación de energía eléctrica aún existe una dependencia importante en las generadoras convencionales, principalmente debido a la variabilidad de las ER.

El hidrógeno puede ayudar a afrontar varios de estos desafíos energéticos a lo largo de toda su cadena de valor, ya que es capaz de descarbonizar sectores claves de la economía en los cuales actualmente resulta difícil reducir las emisiones de forma significativa, tales como el transporte pesado, la industria química y siderúrgica, calefacción, producción de calor industrial, entre otros. Además, el hidrógeno es un combustible muy versátil, la tecnología actual permite producir, almacenar, transportar y utilizarlo de diferentes maneras. Por otro lado, hay una gran variedad de fuentes energéticas primarias como las ER, la energía nuclear, el gas natural, el carbón y el petróleo, las cuales por medio de un proceso de conversión determinado (electroquímico, bioquímico o termoquímico) pueden producir hidrógeno.

Otra característica es que el hidrógeno puede transportarse como gas por tuberías, camiones o por barcos en estado líquido; puede ser utilizado directamente para generación eléctrica además de ser el elemento base para elaborar otros vectores energéticos como el metano y amoníaco y así ser aprovechado en los sectores residencial, comercial e industrial, para la producción de nitrato de amonio y fertilizantes y ser la base para elaborar combustible sintéticos con posible uso en automóviles, camiones, montacargas, trenes, barcos y aviones.

Ilustración 5. Porcentajes estimados de GEI antropogénico global. Fuente: Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile [10].



Adicionalmente, el hidrógeno al ser utilizado como un elemento de almacenamiento puede facilitar que las ER aumenten su contribución al sistema eléctrico. De esta forma, el hidrógeno se presenta como una opción atractiva para almacenar la energía de las fuentes renovables variables durante días, semanas o incluso meses [1]. El hidrógeno y sus derivados (como el amoníaco o el metanol, por ejemplo) pueden transportar la energía de las fuentes renovables por largas distancias, desde regiones con abundantes recursos solares y eólicos, como Chile o Australia, hasta regiones donde los recursos renovables no son suficientes para abastecer la demanda energética.

1.2 Potencial global del hidrógeno

Un estudio reciente de la IEA afirma que para alcanzar la neutralidad de carbono en el 2050 se requerirá la producción de alrededor de 306 millones de toneladas de hidrógeno con energías renovables. Asimismo, el estudio señala que se necesitarían 197.6 millones de toneladas anuales de hidrógeno azul, derivado del gas natural y con captura de carbono (CCU). En total, si a estos números se le suma el hidrógeno que será producido con energía nuclear y otras fuentes convencionales de energía, el estudio proyecta una demanda de alrededor de 520 millones de toneladas anuales de hidrógeno para el 2050. Para lograr esto, se requeriría contar con una capacidad instalada de electrolizadores de 3,585 GW y unos 14,500 TWh de electricidad, lo cual equivale a aproximadamente el 20 % del suministro eléctrico mundial [11]. Existen también otros métodos para la obtención de hidrógeno sin producir emisiones de carbono, entre estas: procesos bioquímicos como la fermentación oscura, procesos fotónicos como los fotocatalizadores, entre otras [12].

Por su parte, la capacidad de electrólisis mundial instalada hoy en día es de unos 200 MW [13], lo cual está muy por debajo del tamaño necesario para conseguir la neutralidad de carbono al 2050. Sin embargo, en la actualidad existen más de 200 proyectos de hidrógeno en distintas fases de desarrollo para toda su cadena de valor, los cuales corresponden a más de 300,000 millones de dólares en inversiones hasta el 2030 [8]. Esto se debe principalmente al cambio global hacia la descarbonización de la matriz energética, respaldado en gran parte por el sector privado y gobiernos de importantes potencias mundiales. Por ejemplo, la Unión Europea ha anunciado el objetivo de 40 GW de capaci-

dad instalada en electrólisis para el 2030 (frente a los menos de 0.1 GW actuales) [14].

1.3 Antecedentes tecnológicos

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero no se encuentra en su estado puro. Por lo tanto, debe ser producido a través de variados procesos los cuales se pueden clasificar en:

- **Termoquímicos:** usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa; el proceso más utilizado es el SMR.
- **Electrolíticos:** el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad.
- **Biológicos:** microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios.
- **Otros procesos:** como la descomposición foto catalítica y biológica del agua.

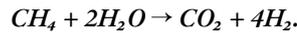
Actualmente, el 99 % del hidrógeno en el mundo se extrae a partir de combustibles fósiles y solo un 1 % a través del agua [3]. Se prevé que, si se reemplazaran los combustibles fósiles con hidrógeno, su producción debería ser a partir de ER, en caso contrario, las emisiones de CO_2 por producción de H_2 se incrementarían significativamente.

1.3.1 Reformado de gas metano con vapor (SMR)

Es el proceso mediante el cual el metano (CH_4) es sometido a un tratamiento térmico y luego mezclado con vapor a alta temperatura y presión para la obtención de hidrógeno principalmente, junto a otros compuestos. A nivel mundial, aproximadamente el 48 % del hidrógeno se produce a través de este método [15] y debido a que actualmente es el método más económico para producir esta molécula a gran escala, es catalogada como una tecnología madura [16], [17].

La eficiencia térmica del proceso completo es alta y se encuentra en rangos entre el 78.6 % y 83.9 % High Heating Value (HHV). El proceso comienza con la compresión y purificación del gas metano, este reacciona con vapor de agua a altas temperatu-

ras (1,000 °C) y presiones (entre 20 y 30 bar), obteniéndose hidrógeno de alta pureza (99.999 % en plantas modernas [2]). Además, se obtiene monóxido de carbono (CO), el cual debe ser removido en etapas posteriores, transformándose en dióxido de carbono (CO₂). La reacción química que se da durante el proceso completo se presenta mediante la ecuación:

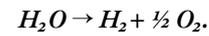


1.3.2 Electrólisis

La electrólisis consiste en disociar la molécula de agua en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, aplicando una corriente eléctrica a dos electrodos (ánodo y cátodo). Esto supone una conversión de energía eléctrica en energía química útil para separar y obtener hidrógeno y oxígeno. El agua utilizada durante el proceso debe ser tratada previamente, logrando un nivel de pureza y baja conductividad tal que evite reacciones parásitas no deseadas y el consiguiente deterioro de los elementos de las celdas, consiguiendo con esto, purezas en torno a un 99.999 vol % del hidrógeno extraído [18].

En el ánodo se lleva a cabo una semirreacción de oxidación mediante la cual se carga positivamente, propiciando una atracción de los iones OH⁻ del agua originando oxígeno gaseoso; mientras que, por otro lado, el cátodo, mediante una semirreacción de reducción, se carga negativamente atrayendo los iones H⁺ propiciando la formación y acumulación de hidrógeno gaseoso. Los electrodos están sumergidos en un medio llamado electrolito el cual presenta permeabilidad a los iones facilitando su transferencia e impide la conducción eléctrica a través de él. La naturaleza

de este electrolito (ácida o alcalina) será la que determine las características de operación del electrolizador y, a su vez, que defina la tecnología de este [19]. La reacción química que se da durante este método se representa mediante la ecuación:



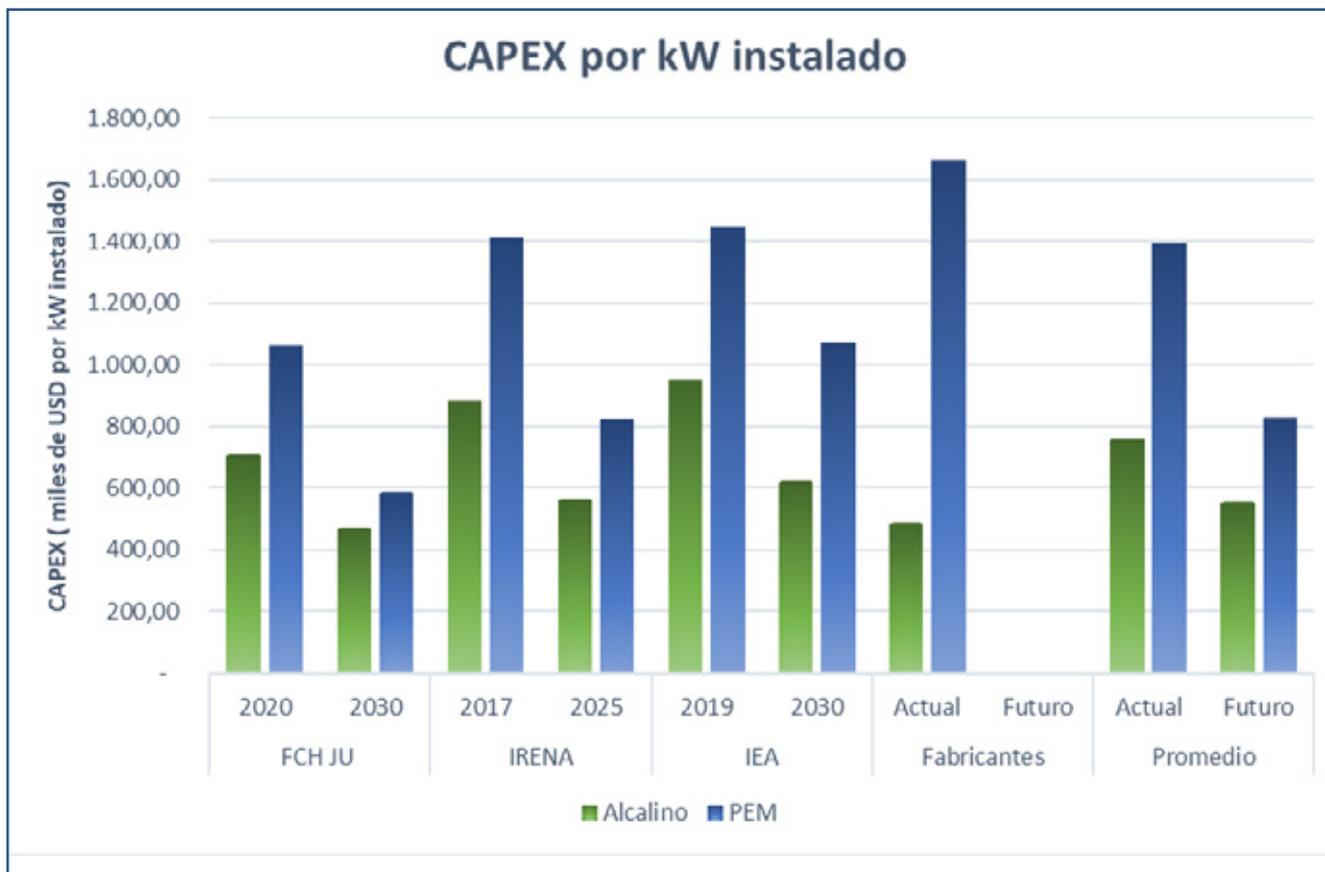
Actualmente existen dos grandes grupos de electrolizadores: los alcalinos (AEL) y los de membrana de intercambio de protones (PEM), a los cuales se está acercando el de membrana de intercambio aniónico (AEM). En Technology Readiness Level (TRL) más bajos también se encuentran otros electrolizadores como son los de óxido sólido (SOEC).

Si bien es cierto que la tecnología PEM hoy en día es más costosa (ver Ilustración 6), entrega hidrógeno más puro que el generado mediante tecnología AEL¹ y su operación es más flexible (el tiempo de respuesta es menor). El potencial de reducción de costos que ofrece es mayor, al ser una solución relativamente novedosa y que aún posee amplias líneas de investigación a seguir, sin embargo, este se puede ver limitado por la utilización de metales preciosos, principalmente platino e iridio. Por su parte, los electrolizadores AEL actualmente son más económicos, eficientes y duraderos que los PEM.

En el caso de los electrolizadores SOEC estos utilizan componentes cerámicos, operan a altas temperaturas y son menos flexible. Los electrolizadores AEM combinan la flexibilidad de los PEM y el bajo coste de los AEL, y ya se están posicionando en el mercado a escala pequeña.

¹ Los electrolizadores PEM al igual que los alcalinos deben eliminar el vapor de agua y las trazas de oxígeno presentes en el hidrógeno. La principal diferencia es que en los electrolizadores alcalinos es necesario eliminar también las trazas de sales alcalinas.

Ilustración 6. Costo por kW instalado de las tecnologías de electrólisis comerciales presente y futuro. Fuente: Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA [19]



Por otra parte, al momento de analizar ambas soluciones tecnológicas, se deben considerar y revisar también sus parámetros de funcionamiento típicos, los que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de funcionamiento típicos para electrólisis AEL y PEM [19].

PARÁMETRO DE OPERACIÓN	AEL	PEM
Temperatura	40 °C a 90 °C	50 °C a 80 °C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	1-5 $\mu\text{S cm}^{-1}$	0,1 $\mu\text{S cm}^{-1}$
Densidad de corriente	300 a 450 mA/cm^2	1000 a 2000 mA/cm^2 (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm^2)
Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V	1.7 V a 3.1 V
Eficiencia de conversión (LHV)	63 % hasta 85 % en pequeña escala	60 % a 68 %
Consumo energético	4.2 – 4.8 kWh/Nm^3	4.4 – 5.0 kWh/Nm^3
Electrolito	KOH concentración 20 % – 40 %	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
Pureza del hidrógeno	99.7 % – 99.9 %	> 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100,000 h	< 50,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / 30 bar	30 bar / atmosférica

1.3.3 Almacenamiento y transporte

El hidrógeno tiene más energía por unidad de masa que cualquier otro combustible (1 kg de H_2 tiene casi tres veces más energía que 1 kg de gasolina); sin embargo, a temperatura ambiente presenta una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo cual hoy en día se usan distintas formas de almacenamiento con un potencial de mayor densidad energética [20]. De esta manera, el hidrógeno puede ser almacenado de tres diferentes formas, estas son: de forma física (en estado líquido o gaseoso) en tanques, redes de gas existentes, cavernas subterráneas; en superficies sólidas (por adsorción) o dentro de sólidos (por absorción), como es el caso del almacenamiento de hidrógeno en hidruros metálicos; y también en otros compuestos como lo son el amoníaco o el metanol, por ejemplo.

El método más empleado para almacenar hidrógeno actualmente es mediante tanques de almacenamiento, los cuales varían sus características técnicas dependiendo del estado del hidrógeno (líquido o gaseoso), y si se trata de un almacenamiento fijo o móvil para transporte. Para optimizar el volumen, el hidrógeno se almacena a altas presiones cuando está en estado gaseoso. Los tanques a presión tradicionales están hechos de acero inoxidable o aluminio, los cuales, dependiendo del caso, se recubren de una capa interna de fibra de vidrio o carbono para aumentar su resis-

tencia e impedir el paso del hidrógeno [19]. Para aplicaciones de transporte, el hidrógeno se almacena a presiones entre 350 y 700 bar, lo cual permite contar con mayores niveles de autonomía energética que las alternativas de vehículos eléctricos a baterías. Por otro lado, también se puede almacenar hidrógeno en estado líquido con lo cual es posible transportar una mayor cantidad de energía en un menor volumen en comparación al caso gaseoso o en hidruros metálicos. Por esta razón, el hidrógeno líquido se presenta como una posible alternativa de almacenamiento para su transporte en grandes cantidades y largas distancias, o bien como combustible para aplicaciones de transporte pesado, como en el sector marítimo y eventualmente en el aéreo. No obstante, su licuefacción implica contar con infraestructura tal que se logre reducir su temperatura a -253 °C , lo cual conlleva un incremento en los costos y las pérdidas energéticas del sistema [21].

Uno de los métodos de almacenamiento y transporte de hidrógeno que se proyecta como una de las alternativas más rentables y eficientes es mediante su inyección en las redes de gas natural existentes. Esto permite almacenar grandes cantidades de hidrógeno por largos periodos en los propios gasoductos (conocido en inglés como “linepack”), al mismo tiempo de reutilizar una infraestructura existente conectada a los centros de consumo, siempre y cuando esta exista. Para determinar la factibilidad técnica de este método, es necesario conocer la tolerancia que

tiene cada componente de la red de gas natural en relación con su funcionamiento y seguridad en contacto con la mezcla de gas natural – hidrógeno, o bien con 100 % de hidrógeno. Los estudios y proyectos que se están realizando en esta materia indican que el grado de tolerancia depende principalmente de la presión de operación, la materialidad de las tuberías en los distintos segmentos de la red, los componentes como válvulas y compresores en el segmento de transporte y el tipo de combustión final según la aplicación en que se use [22].

Una alternativa que disminuiría los inconvenientes de la baja densidad volumétrica del hidrógeno es almacenar y transportar las moléculas en otras sustancias como metano o amoníaco. En el caso del metano sintetizado a partir de CO₂ e hidrógeno, su venta corresponde no solo a la utilización de la infraestructura existente, sino que puede ser utilizado directamente como combustible. En el caso del amoníaco, su gran ventaja corresponde a que puede aumentar la densidad energética de transporte de hidrógeno y es competitivo en costos gravimétricos, volumétricos y energéticos respecto a los combustibles fósiles. Además, existe infraestructura para su almacenamiento, transporte y distribución, con más de 100 Mt de amoníaco repartidas mundialmente cada año [10].

1.3.4 Conversión energética del hidrógeno

Una forma de conversión energética del hidrógeno es la que se realiza mediante el uso de celdas de combustible las cuales se proyectan como una de las alternativas más atractivas para la descarbonización de sectores del transporte que resultan de difícil electrificación directa como el caso de la aviación, camiones de alto tonelaje y buques. Las celdas o pilas de combustible son equipos que producen electricidad, agua y calor a partir de hidrógeno con alto nivel de pureza y oxígeno, es decir, realizan el proceso inverso a un electrolizador. A diferencia de una batería, las celdas pueden operar continuamente mientras sean provistas de un “combustible”, siendo el proceso de conversión de energía significativamente más eficiente que la combustión, entre dos a tres veces [23].

Varias celdas de combustible pueden operar con otros combustibles tradicionales que tienen un alto contenido en hidrógeno, como el gas natural, alcoholes o gasolina. En este último caso, estos combustibles se utilizan en demanda, es decir, pasan por un proceso de reformado, para la obtención del hidrógeno y posteriormente por la celda de combustible

para producir electricidad. Además, cuando es utilizada de esta forma, los gases de la reacción pueden ser aprovechados para producir agua caliente o incluso frío con una máquina de absorción [10]. Las celdas de combustible pueden ser categorizadas como: (1) Alcalinas, (2) Membrana electrolítica de polímero, (3) Ácido fosfórico, (4) de Óxido sólido y (5) Carbonato fundido [1]. Siendo las celdas PEM las más utilizadas actualmente, tanto en aplicaciones de transporte como estacionarias.

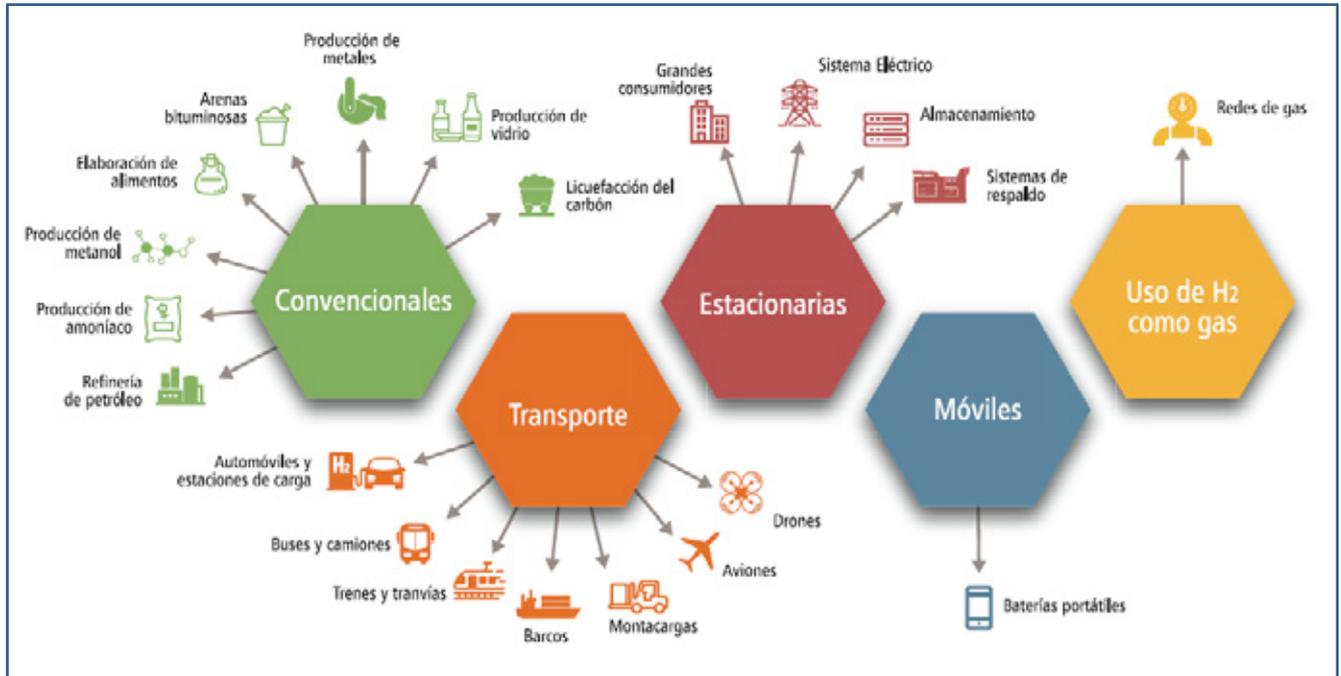
Por otro lado, dado que es factible quemar el hidrógeno, este puede ser utilizado en motores, turbinas y calderas para obtener energía térmica. Si bien es posible quemarlo solo, este combustible suele mezclarse con otros como el gas natural o diésel para disminuir las emisiones de aplicaciones ya existentes y, en algunos casos, aumentar la eficiencia de la combustión; sin embargo, empresas como Bosch, Mitsubishi, MTU y Siemens, entre otras, están desarrollando soluciones que operan completamente a hidrógeno.

Es importante tener en cuenta que, debido a las distintas propiedades físicas del hidrógeno como combustible, es necesario analizar detalladamente cada aplicación para evaluar la conveniencia de su uso. Esto a causa de que su temperatura de ignición, flujo de la llama, entre otras propiedades, son significativamente diferentes a los combustibles convencionales [10].

1.4 Aplicaciones del hidrógeno

El hidrógeno se ha utilizado ampliamente en el sector industrial desde hace muchos años, con una demanda anual de aproximadamente 70 millones de toneladas a nivel mundial [1], especialmente en refinerías para el procesamiento de petróleo crudo y de esquisto, producción de amoníaco (principalmente para fertilizantes) y de metanol. También se utiliza, en menor medida, en la industria aeroespacial, en la elaboración de grasas y aceites, fabricación de metales, vidrios y electrónica. En el corto plazo, se espera un significativo incremento en la demanda por hidrógeno con el cambio o la creación de nuevos usos en distintas áreas, tal como se puede apreciar en la Ilustración 7, donde sus aplicaciones se agrupan en: (1) convencionales, (2) transporte, (3) estacionarias, (4) móviles y, (5) uso de hidrógeno como gas.

Ilustración 7. Aplicaciones del hidrógeno. Fuente: Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile [1].



1.4.1 Aplicaciones convencionales

Como se mencionó anteriormente, las aplicaciones convencionales del hidrógeno se encuentran principalmente en el sector industrial; a continuación, se presenta una breve descripción de las más importantes:

Refinación de petróleo: En operaciones de refinación de petróleo, el hidrógeno se consume en distintos procesos tales como hidrodesulfuración e hidrocraqueo. El primero es un proceso catalítico que se encarga de eliminar el contenido de azufre de los combustibles, mientras que el segundo descompone las moléculas de hidrocarburo más pesadas (aceites de alto punto de ebullición) en productos más ligeros como la gasolina y el diésel; en particular, el hidrocraqueo permite producir nafta craqueada para la elaboración de gasolina, gases ligeros útiles para el combustible de la refinería o alquilación, así como componentes para aceites combustibles de alta calidad, aceites lubricantes y materias primas petroquímicas [10].

Producción de amoníaco: A partir de hidrógeno y por medio del proceso de Haber-Bosch es posible producir amoníaco (NH₃). Éste se utiliza como componente de fertilizantes en la

agricultura, y es el segundo químico sintético que más se fabrica en el mundo [24]. El amoníaco es también utilizado como gas refrigerante, limpiador alcalino y para la fabricación de colorantes, fibras, plásticos, explosivos, nylon y acrílicos. Adicionalmente, el amoníaco también se presenta como un potencial vector energético para el transporte de hidrógeno a largas distancias, y como un combustible con neutralidad de carbono (si es producido utilizando energías renovables) para aplicaciones de transporte especialmente en el sector marítimo y para la producción de energía eléctrica por combustión en turbinas de gas [25].

Producción de metanol: Para producir metanol se necesitan tres pasos principales: (1) Preparación de una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (denominada “gas sintético” o syngas), (2) Síntesis de metanol y (3) Purificación/destilación de metanol [10]. Es en la síntesis en que se requiere hidrógeno. El metanol se usa mayormente para producir formaldehído, ácido acético y otros productos químicos. También se puede usar como combustible, pudiendo sustituir eventualmente a la gasolina o al combustible diésel especialmente en el sector marítimo, donde ya existe una flota de barcos propulsados por metanol, y en menor medida en los automóviles de pasajeros, camionetas, camiones y autobuses pesados.

Arenas bituminosas: El bitumen se obtiene a partir del residuo de la destilación del petróleo, luego se procesa en petróleo crudo sintético utilizando diversas tecnologías como coquización e hidrocrackeo. Finalmente, utilizando hidrógeno, el crudo sintético se refina en productos de valor agregado como la gasolina y el combustible diésel.

Producción de metales: El hidrógeno se utiliza como un agente reductor en la producción de muchos metales. En la actualidad, los procesos principales en que se aplica son para la síntesis de tungsteno y molibdeno, con polvos metálicos muy puros resultantes de la reducción de hidrógeno de sus óxidos. Sin embargo, ya existen iniciativas que buscan utilizar hidrógeno como único agente reductor en un proceso conocido como reducción directa del hierro o DRI (H_2 -DRI). En Alemania, empresas como ArcelorMittal, Thyssenkrupp y SMS Group están en la carrera por liderar la implementación de esta solución [26]. Por su parte Aurubis está piloteando una solución para la producción de ánodos de cobre donde el hidrógeno es el agente reductor [27].

Cerámica: En la fabricación de cerámica, el hidrógeno posee prospectiva como un combustible sustituto en los hornos de cocción. Su aplicabilidad depende del diseño del horno y también del tipo de quemador que se utilice [28]. En España, el grupo industrial Etra lidera un consorcio europeo que planea la construcción de una planta de hidrógeno verde para suministrar combustible a las empresas cerámicas como alternativa al gas natural [29].

Cemento: Empresas de la industria cementera consideran la posibilidad de reemplazar o complementar combustibles fósiles con hidrógeno verde con el fin de reducir las emisiones de los procesos de combustión [30], por ejemplo, en el horno de Clínker.

Papel: la industria del papel es la cuarta por consumo energético en la Unión Europea después de la industria química y petroquímica, el acero y la minería no metálica (cemento) [31]. Como en el cemento o en la cerámica, el principal uso del hidrógeno verde sería como combustible alternativo para producir calor.

1.4.2 Aplicaciones de transporte

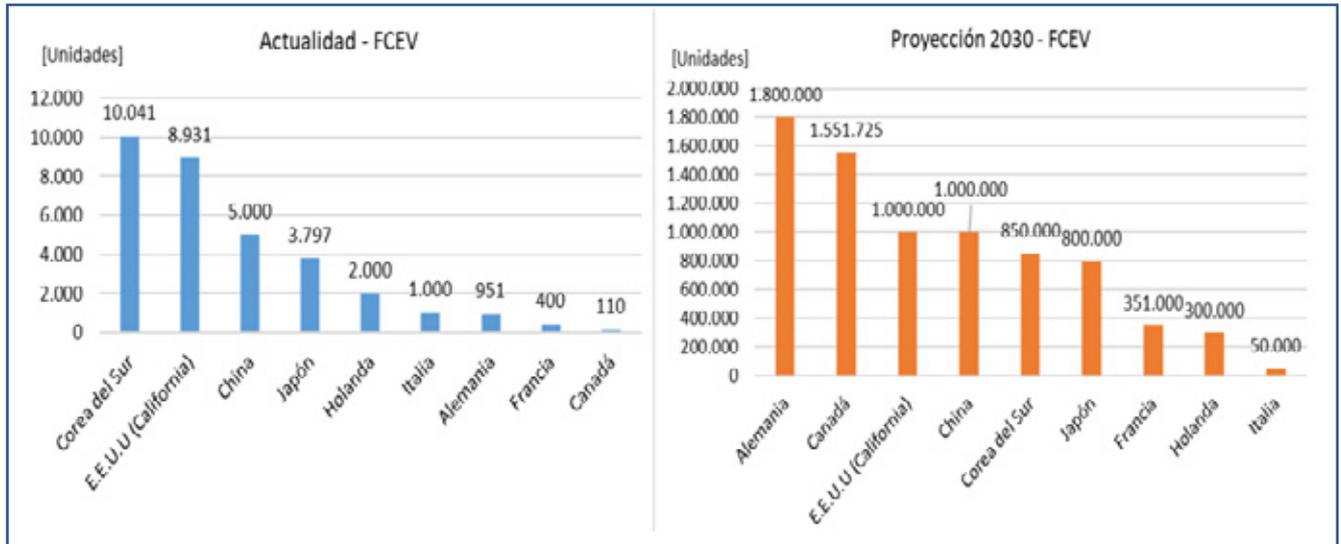
El sector transporte contribuye con un 14 % de las emisiones de GEI a nivel global [32]. Los vehículos de carretera (automóviles, camiones, autobuses y vehículos de dos y tres ruedas) representan casi tres cuartas partes de las emisiones de CO_2 de este sector [33]. Además, la polución que generan los motores de combustión interna se ve acrecentada en los sectores urbanos debido a la alta concentración de vehículos y al congestionamiento que esto genera.

Las aplicaciones de transporte que pueden desarrollarse a partir del hidrógeno son variadas. Debido a su flexibilidad y versatilidad, puede utilizarse en celdas de combustible para la producción de electricidad, puede ser quemado directamente en motores de combustión interna, o bien ser utilizado para la producción de combustibles sintéticos, los cuales se presentan como una opción atractiva para aplicaciones de transporte pesado, como lo son el transporte marítimo o aéreo.

Automóviles

Como se ha mencionado, los vehículos con celdas de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés) son propulsados por electricidad generada a partir del hidrógeno. Estos no generan CO_2 ni gases de escape mientras están en funcionamiento, el único “residuo” es vapor de agua debido a la oxidación y combinación del hidrógeno con el oxígeno del aire. Los vehículos ligeros utilizan celdas de combustible con potencias entre 80 y 120 kW, con una eficiencia del “tanque a la rueda” de 43 a 60 %, tanques de almacenamiento a 700 bar y costos que rondan los 60,000 –100,000 USD [34]. A continuación, se presenta el estado actual del desarrollo de esta tecnología y las proyecciones para el 2030:

Ilustración 8. Cantidad de vehículos con celdas de combustible presente y futuro. Fuente: Aplicación de celdas de combustible a hidrógeno en buses de transporte público [35].



Buses y camiones

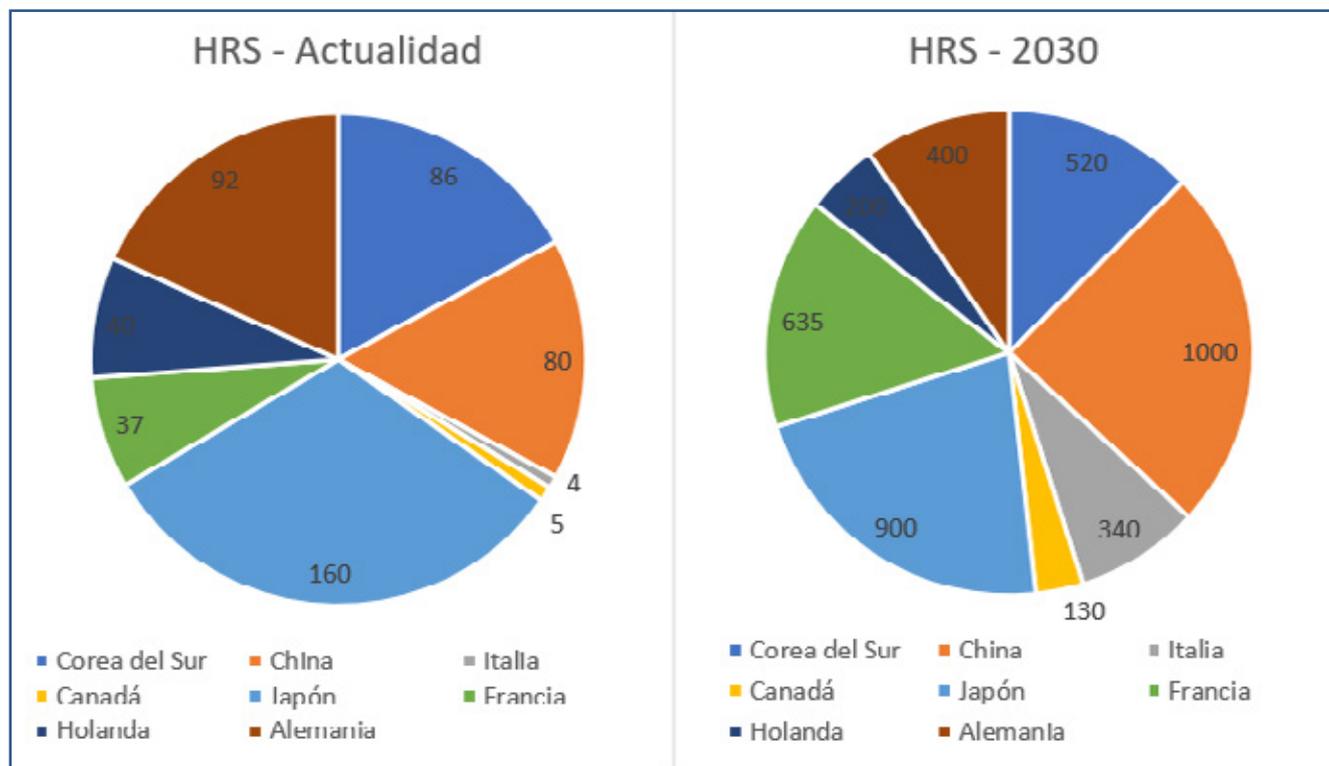
En el caso de aplicaciones de transporte público y de carga pesada o larga distancia, las celdas de combustible presentan características técnicas que las hacen ventajosas en términos operacionales en comparación con vehículos eléctricos con baterías, principalmente debido a la alta autonomía y los bajos tiempos de recarga en comparación con los vehículos eléctricos con baterías.

Los buses eléctricos en base con celdas de combustible (FCEB) generalmente cuentan con una potencia entre 75 y 150 kW, una capacidad de almacenamiento de hidrógeno entre 1,000 – 1,300 kWh (31-56 kgH₂), autonomías entre 350 y 500 kilómetros, tiempos de recarga entre 15 y 20 minutos, además de ser complementados para mejorar la aceleración a través de almacenamiento en baterías de litio o níquel cadmio y/o supercondensadores, siendo el almacenamiento de este tipo entre un 2 y 3 % de la energía almacenada en hidrógeno [36], [35], [36]. Cabe mencionar, que desde hace años se encuentran en marcha algunos proyectos internacionales de buses con celdas de combustible alimentados con hidrógeno, entre ellos se destacan los proyectos JIVE, CHIC, HyTransit, New Bus Fuel, entre otros, íntegramente desarrollados en Europa [37].

Por su parte, en el caso de los camiones, la compañía Hyundai presentó en 2021 la nueva versión de su modelo XCIENT Fuel Cell, el primer camión pesado del mundo fabricado en serie y que funciona en base a hidrógeno; este camión está equipado con un sistema de celdas de combustible de 180 kW de potencia, siete tanques de almacenamiento con una capacidad total de 31 kilogramos de hidrógeno a 350 bar, y una autonomía de 400 kilómetros [38], pero no es el único fabricante ya que empresas como FAW, Daimler, Volvo, Toyota, Hyzon, Nikola o SANY también han presentado línea de camiones a celdas de combustible.

Como pieza fundamental en la cadena de valor del hidrógeno en el sector transporte, está el desarrollo de una infraestructura de estaciones de servicio o hidrolíneas que puedan suplir la demanda de combustible, ya sea para clientes públicos o privados. En la actualidad existen alrededor de 554 estaciones de servicio de hidrógeno, y se espera que para el 2030 haya más de 3,700 estaciones en todo el mundo [39], tal como se puede ver en la Ilustración 9.

Ilustración 9. Cantidad de hidrolineras presente y futuro. Fuente: Aplicación de celdas de combustible a hidrógeno en buses de transporte público [35].



Otras aplicaciones de transporte

Otras aplicaciones son aquellas para transporte marítimo y aéreo, las que se encuentran en una etapa más temprana de desarrollo y cuyo principal problema es la alta demanda energética que se necesita para mover este tipo de medio de transporte. Sin embargo, ya existen proyectos que están trabajando para resolver estos desafíos donde la solución más prometedora sería la utilización de hidrógeno líquido o alguno de sus derivados, como puede ser el amoníaco, el metanol u otro combustible sintético producido en base a hidrógeno verde. En el sector marítimo ya existe una flota propulsada por metanol y los principales fabricantes de motores ya tienen prototipos avanzados de amoníaco (MAN y Wärtsilä).

También existen proyectos que están desarrollando trenes de pasajeros y tranvías con celdas de combustible, los cuales no necesitan una catenaria para abastecerse durante el recorrido [40]. Esta cualidad, además de disminuir el costo de inversión de las líneas, disminuye el impacto visual y espacial de las mismas.

Por último, el mercado de los montacargas ha visto una fuerte entrada de las celdas de combustible en los últimos años, impulsado principalmente por la decisión de Amazon y Walmart de cambiar parte de su flota por montacargas con celdas de combustible [41]. Una de las grandes ventajas de este tipo de flotas de transporte es que son “cautivas” (demanda conocida), lo que implica que no es necesaria una gran infraestructura para la carga de los vehículos. Adicionalmente, la carga de hidrógeno se logra en solo dos minutos, tiempo muy reducido al comparar con los más de 10 minutos requeridos para cambiar baterías agotadas. Además, las pilas de combustible proporcionan energía continua y fiable para el manejo de material durante todo el turno, se ahorran costos en operaciones grandes y de múltiples turnos, entre otras ventajas [42].

1.4.3 Aplicaciones estacionarias

Las aplicaciones estacionarias consideran usos del hidrógeno en operaciones que se realizan en una locación fija para energía primaria, energía de respaldo o electricidad y calor [43]. Las

aplicaciones estacionarias se dan principalmente con el uso de celdas de combustibles, sistema el cual tiene la ventaja de ser silencioso, tener muy bajas emisiones, no contar con piezas mecánicas como los generadores diésel, por lo que su manutención es mínima, y puede instalarse casi en cualquier lugar, en el interior o exterior, en tejados o en garajes.

En el campo de las aplicaciones estacionarias a gran escala, estos sistemas entregan electricidad y calor a grandes consumidores, como pueden ser data centers, grandes almacenes, edificios, plantas de tratamiento de agua, aeropuertos, hospitales o supermercados. Por otro lado, las aplicaciones de menor escala están presentes en el campo residencial, pequeños comercios y sistemas de telecomunicaciones principalmente [10].

Adicionalmente, el hidrógeno da la posibilidad de almacenar energía en grandes volúmenes y posteriormente transformarla en electricidad e inyectarla a la red (Power to Gas), lo cual permite mantener el balance entre la generación y el consumo eléctrico en una red con gran penetración de fuentes renovables variables. De esta forma, es posible incluir una celda de combustible y un inversor para operar como almacenamiento para la red eléctrica; el sistema completo puede alcanzar eficiencias en torno a un 29 % para electrolizadores alcalinos y 33 % para PEM, costos de inversión que van entre los 1,900 y 6,300 USD/kW respectivamente, sumado a 8 USD/kWh para el almacenamiento, con rangos factibles de GWh a TWh y vida útil de 20,000 a 60,000 horas [34]. Otra aplicación estacionaria en la generación eléctrica es la utilización de hidrógeno en ciertas concentraciones como combustible en turbinas de gas y turbinas de ciclo combinado de gas. En una refinería en Corea del Sur, una turbina de gas de 40 MW ha utilizado gases con un contenido de hidrógeno de hasta 95 % por 20 años [1].

1.4.4 Aplicaciones móviles

Para las aplicaciones móviles las celdas de combustible se utilizan para cargar equipos eléctricos y baterías. Su uso se centra en la alimentación de dispositivos en lugares donde no se cuenta con acceso a la energía de la red, no está disponible o es deficiente. La gran ventaja es que pueden entregar energía en forma continua, con pocas pérdidas de rendimiento y no sufren una alta degradación como el caso de las baterías o pilas convencionales. Los mercados objetivos que pueden hacer uso de estas aplicaciones son el militar, iluminación portátil, seguridad y vigilancia [10].

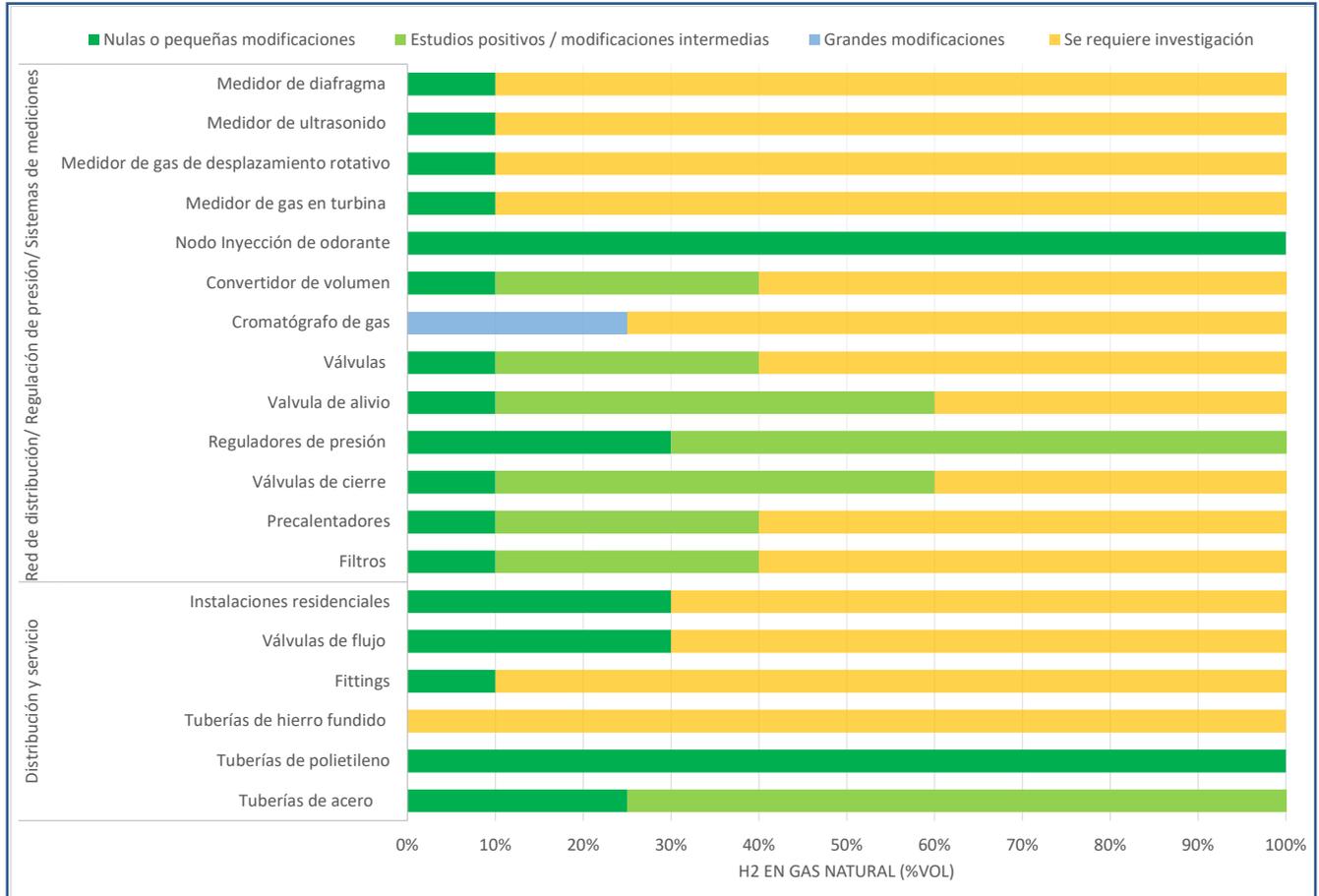
1.4.5 Inyección de hidrógeno en redes de gas natural y usos finales.

Actualmente, diferentes países están analizando la posibilidad de inyectar hidrógeno a las redes de gas natural existentes, lo cual daría la posibilidad de utilizarlo en diferentes aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, además de permitir transportarlo y almacenarlo en grandes cantidades. Uno de los informes preparados por empresas de gas de Europa, el European Hydrogen Backbone, da a conocer ciertos posibles escenarios a un corto plazo con respecto a la posible inyección de hidrógeno, sobre todo en gasoductos. En el caso de Europa se pretende tener una infraestructura de 6,800 km de tuberías de hidrógeno para el año 2030, la cual consistiría en adecuar mayoritariamente los gasoductos actuales para que puedan ser usados con hidrógeno. Debido a la emergente demanda que podría surgir para el año 2040 se propone una red troncal entre Alemania, Francia, Italia, España, Holanda, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Suecia y Suiza, la cual podría abarcar más de 29,000 km. Para este caso, se propone contar con un 25 % de nuevas redes y cubrir el 75 % restante readecuando las redes existentes [44].

Gran parte de los proyectos que han inyectado hidrógeno o que se encuentran estudiando esta posibilidad, lo están haciendo para el segmento de distribución, debido, entre otras cosas, a la materialidad que poseen estas tuberías donde la mayoría de ellas son de polietileno, elemento que sería más factible de readecuar para trabajar con hidrógeno a bajas presiones. Para el caso europeo, existe una iniciativa llamada HyLaw [37], donde se pueden encontrar las legislaciones de cada uno de los países pertenecientes a la Unión Europea que cuentan con red de gas para transporte y distribución. En esta plataforma se presentan los decretos de ley para transporte de combustibles gaseosos, en donde se encuentran los porcentajes de hidrógeno aceptados en cada país y sus respectivas consideraciones.

Por la parte de las aplicaciones y uso final de la mezcla gas natural – H₂, ya existen algunos estudios en donde se indica cuáles son los porcentajes máximos de mezcla que se pueden admitir sin que los artefactos requieran mayores cambios, no obstante, ello, también existe un amplio espacio de investigación y prueba.

Ilustración 10. Necesidad de modificaciones según porcentaje de hidrógeno inyectado tolerado. Fuente: [22].



1.5 Normativa y regulación para el hidrógeno internacional

De acuerdo con el reporte “The Future of Hydrogen” (2019) de la Agencia Internacional de Energía (IEA) [1], esta década es crucial para promover tecnologías bajas en carbono, si es que se quieren cumplir las metas de reducción de emisiones acordadas en el Acuerdo de París. Asimismo, de acuerdo con este reporte, hay cinco tipos de políticas que deberían ser implementadas antes de 2030 para promover al hidrógeno como vector energético del futuro. Estas acciones son:

- 1) Establecer metas y políticas a largo plazo para fomentar la confianza de potenciales inversionistas.
- 2) Estimular la demanda comercial del hidrógeno a través de múltiples aplicaciones/ usos.
- 3) Ayudar a mitigar los riesgos, tales como la complejidad de la cadena de valor.
- 4) Promover la investigación y el desarrollo (I+D) y el intercambio de conocimientos.
- 5) Armonizar estándares y eliminar barreras.

Por otro lado, iniciativas privadas como el Hydrogen Council en su reporte “Path to Hydrogen Competitiveness - A cost perspective” de 2019 [45], comparte algo similar a lo propuesto por la IEA, con respecto al tipo de políticas que deben implementarse por parte de los gobiernos para fomentar el hidrógeno en la economía mundial. En este reporte se especifica: la creación de estrategias nacionales; la coordinación de inversionistas; la creación de regulaciones para eliminar barreras; la estandarización en torno al hidrógeno; la inversión en infraestructura necesaria; y el otorgamiento de incentivos por el uso del hidrógeno.

En cuanto a los estándares y códigos técnicos internacionales correspondientes a la cadena de valor del hidrógeno, estos están orientados mayormente hacia aspectos de seguridad en el diseño, la construcción y la operación, y por otra parte a la calidad del producto para su uso específico. Es importante mencionar que no todos los procesos de la cadena de valor del hidrógeno tienen un estándar específico asociado. Por ejemplo, aún no existe un estándar que se enfoque en la producción de hidrógeno a partir una fuente de energía o materia prima particular. Por otro lado, hay aplicaciones tecnológicas que aún no cuentan con un estado de madurez suficientemente desarrollado, como es el caso del uso del hidrógeno como combustible para barcos, y por ende no hay todavía un estándar internacional que lo cubra. Teniendo esto en consideración, a continuación, se presenta una tabla con algunos de los estándares internacionales más relevantes, los cuales se dividen en diez grupos diferentes según la etapa de la cadena de valor a la cual aplican [46]:

Tabla 2. Grupos de estándares internacionales similares. Fuente: Descarbonización del sector energético chileno: Hidrógeno - cadenas de valor y legislación internacional [6].

GRUPO	CÓDIGO/ESTÁNDAR	TÍTULO
1- Sistemas de hidrógeno y general	NFPA 2	Hydrogen technologies code
	ISO/TR 15916	Basic considerations for the safety of hydrogen systems
2- Sistemas de tubería	ASME B31.12	Hydrogen piping and pipelines
	EIGA Doc 121/14 (CGA G-5.6)	Hydrogen Pipeline Systems
	CGA G-5.4	Standard for Hydrogen Piping Systems at User Locations
3- Fisuras de metales por hidrógeno	ISO 7539-11	Corrosion of metals and alloys – Stress corrosion testing – Part 11: Guidelines for testing the resistance of metals and alloys to hydrogen embrittlement and hydrogen-assisted cracking
	EN 10229	Evaluation of resistance of steel products to hydrogen induced cracking (HIC)
4- Reformación	EIGA Doc 155/09/E	Best available techniques for hydrogen production by steam methane reforming
	EIGA Doc 183/13/E	Best Available Techniques for the Co-Production of Hydrogen, Carbon Monoxide & their Mixtures by Steam Reforming
5- Seguridad hidrógeno líquido	CGA P-28	OSHA Process Safety Management and EPA Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems
	EIGA Doc 06/19	Safety in storage, handling and distribution of liquid hydrogen
6- Contenedores de hidrógeno líquido	EN 1797	Cryogenic vessels - Gas/material compatibility
	CGA H-3	Standard for Cryogenic Hydrogen Storage
7- Contenedores transportables	ISO 11114	Transportable gas cylinders – Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents
	EIGA Doc. 171/12	Hydrogen Cylinders and Transport Vessels
8- Hidruros metálicos	ISO 16111	Transportable gas storage devices – Hydrogen absorbed in reversible metal hydride
	CGA H-2	Guideline for Classification and Labeling of Hydrogen Storage Systems with Hydrogen Absorbed in Reversible Metal Hydrides
9- Estaciones de tanqueo	EIGA Doc 15/06	Gaseous Hydrogen Stations
	ISO 19880	Gaseous hydrogen – Fuelling stations
10- Calidad del combustible de hidrógeno	ISO 14687	Hydrogen fuel quality – Product specification
	EN 17124	Hydrogen fuel - Product specification and quality assurance - Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles
	SAE J2719	Hydrogen Fuel Quality for Fuel Cell Vehicles

Complementariamente, para la parte de transporte de hidrógeno, existen normativas que lo incluyen dentro de la clasificación como mercancía de carga peligrosa, las cuales son:

- Reglamento Modelo para el Transporte de Mercancías Peligrosas, emitido por las Naciones Unidas.
- Acuerdo Europeo sobre Transporte Internacional de Mercancías Peligrosas por Carretera, también conocido como ADR, emitido por la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas.

En el caso chileno, por ejemplo, y dado que originalmente el hidrógeno era regulado por el Ministerio de Salud, una de las primeras medidas tomadas en materia legal fue considerarlo como un combustible y también aquellos combustibles derivados de éste o vectores energéticos, con el objetivo de darle atribuciones al Ministerio de Energía para su regulación y fiscalización. Para ello, por medio de la Ley N° 21.305 de 2021, se modificó el decreto de Ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía incorporando al hidrógeno como combustible.

2. Situación Actual en la República Dominicana



La oferta energética del país se basa principalmente en combustibles fósiles a tal punto que en 2018 el 85.6 % de esta provino de importaciones, evidenciando la poca independencia energética. Los derivados del petróleo presentan 60.5 % de la oferta energética seguidos por la electricidad que representa el 23 %, de la cual en 2020 casi un 85 % de ella fue producida a partir de combustibles fósiles.

En el sector transporte, la mayoría de las unidades del parque vehicular utilizan gasolina, gasoil y gas licuado de petróleo (GLP). Sin embargo, los vehículos eléctricos entran al mercado cada vez más, a finales de 2020 se habían importado unas 1,905 unidades y se esperan 341 mil para el año 2030 bajo el escenario tendencial.

Por otro lado, el sector industria es el segundo sector de mayor consumo energético y su principal fuente de consumo es la electricidad, residuos de biomasa y coque de petróleo. El subsector de mayor consumo es la industria alimenticia con un 31.5 % seguida por la fabricación de minerales no metálicos con 29.6 %. El principal fin del consumo energético en el sector industrial es la producción de calor directo (46.4 %), luego fuerza motriz (28.1 %) y producción de vapor (16.7 %).

En la República Dominicana no existe regulación ni norma que aborden directamente medidas y procedimientos para el manejo del hidrógeno. Sin embargo, existen incentivos para la importación de equipos de generación de hidrógeno y para la importación de vehículos que utilicen el hidrógeno como fuente primaria de energía, aunque no se especifica la tecnología de estos.



2.1 Revisión del marco regulatorio aplicable

En esta sección se explica el marco regulatorio que sirve de referencia para las regulaciones que abarquen el hidrógeno y los combustibles sintéticos producidos a partir de este en el sector energético dominicano. Se ocupan regulaciones que cubren aspectos de la seguridad del suministro, distribución y comercialización de hidrocarburos, leyes sobre incentivos que apliquen para la generación o utilización de tecnología con hidrógeno, y normas y reglamentos relacionadas al manejo de este gas, de manera general y particular, tanto aquellas emitidas por la institución pertinente como aquellas normas internacionales que utilizan las empresas a manera de política interna.

Existen varias instituciones involucradas en los aspectos de seguridad, hidrocarburos, incentivos para el hidrógeno y manejo de sustancias peligrosas en el país. Estas son:

- Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes (MICM).
- Ministerio de Energía y Minas (MEM).
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MI-MARENA).
- Comisión Nacional de Energía.
- Dirección General de Aduanas.
- Instituto Dominicano de la Calidad.

2.1.1 Regulación asociada a hidrocarburos

En el subsector de hidrocarburos se ven involucradas principalmente dos instituciones, a saber, el MEM, y el MICM.

El MICM tiene competencias vinculadas a las actividades de midstream y downstream. Las actividades del sector midstream en la cadena de suministro están vinculadas con el transporte y almacenamiento de hidrocarburos y gas natural crudo, mientras que, en el sector downstream se encuentra la refinación, procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos refinados y crudos. De esta manera, el MICM es el principal ministerio que interviene en el sector, abarcando desde la importación hasta la comercialización.

Por su lado, el MEM posee competencias vinculadas al sector de upstream, donde las actividades se enfocan en la exploración y explotación de hidrocarburos.

Ley 37-17 que Reorganiza el Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes y su Reglamento de Aplicación

Esta ley se promulga el 3 de febrero de 2017, y su reglamento de aplicación el 6 de marzo de 2018 mediante el decreto 100-18. En la ley se definen las competencias, estructura interna y organización del ministerio, así como las entidades que están adscritas a este. Su reglamento de aplicación establece que el MICM tiene entre sus responsabilidades la “reglamentación y supervisión del cumplimiento normativo en materia de comercialización, control de calidad y abastecimiento de derivados del petróleo y demás combustibles no convencionales”.

La ley destaca que por comercialización se entiende las actividades que se relacionan con “la importación y reexportación; construcción y operación de terminales de importación, depósitos y almacenamiento; refinación, purificación, mezcla, procesamiento y transformación; envase, transporte, distribución, venta al por mayor y al detalle; construcción y operación de estaciones de expendio de combustibles; control y abastecimiento; y fijación de márgenes y precios”.

Ley No. 112-000 de Hidrocarburos y su Reglamento de Aplicación

Esta ley fue publicada el 29 de noviembre de 2000 y su Reglamento de Aplicación el 2 de marzo de 2001. Sirve como guía para las actividades que realizan las empresas o personas físicas que importan combustibles fósiles y derivados del petróleo para la venta o consumo propio. En ella se establecen las responsabilidades de cada uno de los participantes de la importación, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Se designa a la Dirección General de Aduanas (DGA) como la responsable de los volúmenes y su verificación, así como el despacho para su venta de los derivados del petróleo importados, mientras que el MICM lleva el registro de las empresas autorizadas para incursionar en el negocio de los combustibles. Otros aspectos normativos regulados por la presente ley y su reglamento de aplicación son las licencias necesarias para operar en la importación, distribución, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos, las cuales son solicitadas y aprobadas por el MICM.

Se contempla en uno de sus capítulos, medidas de seguridad ambientales e industriales y define los sistemas de prevención de incendios y de contaminación ambiental.

El potencial del hidrógeno comprende también el uso de este para producir combustibles sintéticos (Power to Fuels) como el keroseno y el metano, por lo que al desarrollarse a nivel internacional el mercado de los combustibles sintéticos, algunos de los aspectos de esta ley, como la comercialización, importación, licencias, entre otros, podrían servir de referencia o ser aplicable para los combustibles sintéticos.

Resolución No. 123-94, sobre requisitos de cualificación para las empresas interesadas en distribución y comercialización de hidrocarburos

Establece los requisitos de cualificación que deben ser satisfechos por las empresas interesadas en la distribución y comercialización de gasolina, gasoil, avtur y fueloil, así como GLP. Esta ley podría servir de referencia o ser aplicable también a los requisitos de cualificación de las empresas que se encarguen de distribuir y comercializar el hidrógeno o combustibles sintéticos en el país.

Resolución No. 394-02, sobre normas de calidad de los productos derivados de petróleo que comercializan las empresas distribuidoras e importadoras.

En esta resolución se establecen disposiciones referentes a las normas de calidad para los productos derivados del petróleo. Además, se establecen responsabilidades en cada etapa de los procesos desde el abastecimiento de las unidades transportadoras hasta la recepción en las estaciones de servicios.

Se indica que la institución encargada de supervisar el cumplimiento de sus disposiciones y quien debe efectuar todo tipo de inspecciones es la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad que luego es sustituida por el Instituto Dominicano para la Calidad (INDOCAL). En la misma manera que INDOCAL establece normas y supervisión para los derivados del petróleo, resulta importante indicar que esta institución podría encargarse de emitir o modificar las distintas normas relacionadas a combustibles sintéticos y su fiscalización, así como también para el hidrógeno.

Resolución No. 01-08. Reglamento de Procedimientos para el otorgamiento de licencias para las actividades relacionadas con la comercialización de Gas Natural

Esta resolución tiene como fin establecer los procedimientos y requerimientos para otorgar licencias a empresas o personas interesadas en participar en el mercado del gas natural, ya sea para consumo propio o para su comercialización. Se indican los requisitos para el otorgamiento de licencias para las actividades de comercialización de gas natural ya sea por redes de gasoductos virtuales o tradicionales. Otras licencias descritas en este reglamento son: de importación de gas natural; para operación de terminal de importación y almacenamiento de gas natural; para la operación de planta de carga y compresión, y planta de descarga y descompresión de gas natural; para la distribución de gas natural; y para el transporte de gas natural.

Como se ha visto anteriormente, entre las alternativas para el transporte de hidrógeno, utilizar las redes existentes de gasoductos de gas natural es una de las opciones más económicamente viables [2]. En ese sentido, en caso de utilizarse la red existente de gas natural para hidrógeno o la construcción de una para este, debería existir algún tipo de reglamento como el presente que indique los procedimientos para el otorgamiento de las licencias.

Además, este reglamento abarca el proceso de otorgamiento de otras licencias para el gas natural que comprende almacenamiento, importación, etc., haciendo a este un marco regulatorio que podría servir de referencia para el hidrógeno.

Resolución R-MEM-REG-036-2019. Resolución que establece los requisitos para la obtención del permiso para construcción de gasoducto.

Esta resolución detalla los requisitos para la obtención del permiso para la construcción de gasoductos. Surge porque, entre otras cosas, la Resolución No. 01-08 no establece de forma clara los requisitos necesarios para otorgar los permisos de transporte que, luego conllevan a conceder el permiso de inicio de construcción de gasoducto tradicional. La resolución detalla los requerimientos de documentos constitutivos de la empresa, la presentación descriptiva y técnica del proyecto, y demás. Es una resolución para gasoductos de gas natural pero que podría expandirse a gasoductos para hidrógeno.

2.1.2 Seguridad

Reglamento Técnico Ambiental para la Transportación Terrestre de Sustancias y Materiales Peligrosos

Tiene como objetivo establecer los requerimientos técnicos ambientales necesarios para el transporte terrestre de sustancias y materiales peligrosos. Este reglamento define una sustancia peligrosa como “aquella que por sus propiedades físicas y químicas presenta una o varias de las siguientes características: corrosividad, reactividad, explosividad, toxicidad, inflamabilidad, acción biológica infecciosa (CRETIB) y pueden afectar, de manera momentáneas o permanentes, la salud de las personas, al ambiente o a la propiedad expuestas” [47].

Se mencionan la realización de programas de capacitación del personal que transporta las sustancias, la creación de planes para la prevención de accidentes y de manejo de contingencia, responsabilidades a cumplir por el encargado del transporte terrestre, el sistema de marcado y la rotulación del vehículo para transporte y establece los requisitos para los vehículos cisterna que transportan sustancias peligrosas acogiéndose a las especificaciones contenidas en “Recomendaciones relativas al Transporte de Mercancías Peligrosas” de la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

El reglamento no especifica las medidas para el transporte del hidrógeno, sin embargo, se pueden aplicar algunas de las indicaciones generales que se nombran en este como el marcado o rotulado, obligaciones del transportista, planes de contingencia, aspectos generales de las tuberías y de la descarga, carga o envasado del hidrógeno.

Reglamento para la Gestión de Sustancias y Desechos Químicos Peligrosos en la República Dominicana

Este reglamento tiene por objeto establecer las responsabilidades legales y los requisitos técnicos esenciales, entre otras cosas, relativos a todas las etapas de gestión de los desechos y sustancias químicas que presenten alguna propiedad, característica o condición peligrosa. Establece que cualquier entidad que desee realizar una actividad que involucre la gestión de sustancias, materiales o residuos peligrosos deberá registrarse y obtener una licencia o permiso del MIMARENA.

El reglamento trata las sustancias y desechos químicos de manera general, según sus propiedades, sin abordar ninguna sustancia en específico. En ese sentido, se abordan algunas disposiciones para gases inflamables (dentro de la cual el hidrógeno clasificaría), estas son [48]:

- Artículo 27. Los recipientes para la segregación, recolección, almacenamiento y transporte de las sustancias y desechos químicos peligrosos deben ser adecuados y compatibles a las características y propiedades físicas, químicas, y biológicas del contenido, según el caso, a fin de que mantengan su integridad física.
- Artículo 43. El almacén central para las sustancias, materiales y productos peligrosos debe estar ubicado en un lugar no inundable, donde se permita fácilmente el traslado y acceso, incluso de vehículos autorizados desde otras áreas operativas de la empresa, pero alejado de aquellas áreas donde haya mayor concentración de personal.
- Artículo 50, Párrafo. Los líquidos combustibles o inflamables, químicos, tóxicos, sustancias explosivas, agentes oxidantes, corrosivos, químicos sensitivos al agua y gases comprimidos como regla general, deben estar separados entre sí.

- Artículo 56. Materiales inflamables que requieran refrigeración deberán ser almacenados en refrigeradores a prueba de explosiones diseñados para estos propósitos específicamente.

Por último, también se disponen reglas y requerimientos para la operación con sustancias peligrosas, requerimientos de controles que garanticen la seguridad laboral, clasificación de las sustancias o residuos, almacenamiento en recipientes, entre otras. Además, expone las especificaciones de diseño y construcción de los almacenes centrales, ubicación y separación de las sustancias peligrosas, etc.

Ley No. 317-72, sobre la instalación de estaciones gasolineras a nivel nacional

Esta ley reglamenta la instalación de estaciones de servicio o puestos para el expendio de gasolina en las avenidas y calles principales de las zonas residenciales de las ciudades de Santo Domingo de Guzmán, Santiago de los Caballeros, y las demás provincias del país. Conforme avance la transición energética y se incorpore el hidrógeno en el sector transporte podría aplicarse una regulación como esta para reglamentar las estaciones de expendio de hidrógeno a nivel nacional.

Para la instalación de estaciones de expendio (ej. gasolina), el procedimiento para su construcción pasa por varios pasos e involucra a varias instituciones como el MICM donde se solicita la licencia de operación del establecimiento de expendio, un permiso ambiental del MIMARENA, un permiso de construcción por parte del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y cartas de no objeción del Cuerpo de Bomberos, entre otras.

A marzo de 2022 el país no cuenta con una normativa que regule la instalación de estaciones de recarga para vehículos eléctricos, sin embargo la SIE ha anunciado grandes avances en esta área y se proyecta prontamente la publicación de tal normativa, que abarcaría también aspectos tarifarios de la movilidad eléctrica.

Decreto No. 522-06 Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo

Este reglamento regula las condiciones en que deben desarrollarse las actividades productivas en el ámbito nacional, con la finalidad de prevenir accidentes y daños a la salud que sean consecuencia del trabajo, guarden relación o sobrevengan de

este, reduciendo al mínimo las causas de los riesgos inherentes al ambiente laboral.

El reglamento no aborda medidas de seguridad en instalaciones donde se gestione hidrógeno, pero posee disposiciones para sitios con cilindros de gases comprimidos, el lugar de almacenamiento de estos, y las medidas de señalización. Estas disposiciones aplican para aquellas empresas en la que se almacena hidrógeno en cilindro comprimidos y algunas de estas son [49]:

- Numeral 3.7.1. Los cilindros para gases comprimidos, licuados o disueltos y sus accesorios tendrán la resistencia suficiente para soportar las presiones a que son sometidos y que, en todo caso, no serán superiores a las establecidas por el fabricante.
- Numeral 3.7.2: Todo cilindro llevará señalización visible en la que se indique el tipo de gas que contiene, peso máximo, presión máxima permisible. La fecha de fabricación debe estar grabada y se deben realizar cada 5 años pruebas hidrostáticas y grabar las fechas de estas pruebas en la superficie del cilindro.
- Numeral 3.7.3. Los cilindros se almacenarán en posición vertical y se sujetarán para que no puedan caer de forma fortuita. Su manipulación se realizará evitando que sufran caídas y de forma que antes de su manipulación esté colocada la

válvula de seguridad y sus correspondientes tapas protectoras. Los cilindros se almacenarán separadamente mediante el uso de estructuras resistentes al fuego según el tipo de gas que contengan. De igual manera, los cilindros vacíos serán almacenados separados de los cilindros llenos.

Por último, se indica que el empleador está en la obligatoriedad de evaluar los lugares de trabajo con el fin de determinar aquellos en los que deba recurrirse a la protección del personal, además de ofrecer esta última de manera gratuita.

Normas

En el país, la autoridad responsable de la normalización y metrología legal, industrial y científica es el INDOCAL. Las funciones de esta institución comprenden la elaboración, adopción, armonización, aprobación, oficialización, publicación y divulgación de las normas técnicas, con miras a facilitar el comercio y el desarrollo industrial y servir de base a los Reglamentos Técnicos [50].

INDOCAL publica las Normas Técnicas Dominicanas (NORDOM) referentes a la industria alimenticia, transporte, gestión y administración, derivados del petróleo, entre otras. En la Tabla 3 se muestran algunas de las normas técnicas aprobadas y emitidas por el INDOCAL que se relacionan con el hidrógeno.

Tabla 3. Normas emitidas por el INDOCAL relacionadas a los hidrocarburos. Fuente INDOCAL [51].

NORMA	DESCRIPCIÓN	FECHA DE EMISIÓN
NORDOM 836-1	Sistema Globalmente Armonizado - Parte 1: Definición Y Clasificación De Los Productos Químicos	31/10/2018
NORDOM 836-2	Sistema Globalmente Armonizado - Parte 2: Comunicación De Peligros - Etiquetado De Productos Químicos	31/10/2018
NORDOM 836-3	Sistema Globalmente Armonizado - Parte 3: Comunicación De Peligros - Ficha De Datos De Seguridad (FDS)	31/10/2018

No hay una NORDOM que rijan el manejo, almacenamiento o transporte del hidrógeno de manera específica pero sí existe una que es aplicable a este, se trata de la NORDOM 836 que utiliza como base Norma ST/SG/AC.10/30/Rev.6, Sistema Globalmente Armonizado de clasificación y etiquetado de productos químicos (SGA) como se observa en la Tabla 3. Consta de tres partes, la primera trata sobre criterios de clasificación de peligros, la segunda parte ocupa el etiquetado de estos productos químicos (pictogramas, símbolos, procedimientos de etiquetado, comunicación del peligro), y por último, la tercera parte ocupa las fichas de datos de seguridad.

En el sector de hidrocarburos, el INDOCAL se encarga de verificar que las empresas cumplan con las normas de calidad vigentes. A través de una consulta con las empresas que comercializan hidrógeno en el país, se dieron a conocer algunas de las normas que utilizan para el manejo de los gases, incluido el hidrógeno, las cuales no son emitidas por el INDOCAL y más bien corresponden a prácticas internas de las empresas. A continuación, se muestran dichas normas en la Tabla 4.

Tabla 4. Normas y estándares utilizados por empresas locales en cuanto a distribución y transporte de hidrógeno.

GRUPO	CÓDIGO/ESTÁNDAR	TÍTULO
1- Sistemas de hidrógeno y general	EIGA MSDS	Hydrogen and Refrigerated Hydrogen
	CGA G-5	Hydrogen
	CGA G-5.3	Specification for Hydrogen
2- Sistemas de tubería	CGA G-5.4	Piping systems at customer locations
3- Seguridad hidrógeno	EN 1127-1	Explosive Atmospheres – Explosion Prevention and Protection – Part 1: Basic Concepts and Methodology
	ATEX 2014/34/EU	European ATEX (“EXplosive ATmosphere”) Product Directive
	EIGA IGC Doc 75	Determination of Safety Distances
	CGA G-5.5	Hydrogen Vent Systems
	IEC 60079-10	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres – Classification of Hazardous Areas
4- Contenedores de hidrógeno	ISO 11114-2	Gas cylinders -- Compatibility of cylinder and valve materials with gas contents -- Part 2: Non-metallic materials
	EIGA Doc. 171/12	Hydrogen cylinders and transport vessels
	EIGA DOC 6/02	Storage Safety, handling and distribution of Liquid
5- Seguridad hidrógeno líquido	CGA P-28	OSHA Process Safety Management and EPA Risk Management Plan Guidance Document for Bulk Liquid Hydrogen Systems
6- Transporte de hidrógeno	AIGA TP 18/15	Vehicle Rollover Prevention
	AIGA TP 16/15	Driver Fatigue Management
	NAFMP	North American Driver Fatigue Management Program
	CGA PS7-2002	Position statement on the safe transportation of cylinders in vehicles

2.1.3 Incentivos

Ley No. 57-07 sobre Incentivos al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de Sus Regímenes Especiales, y su Reglamento de Aplicación

Promulgada el 7 de mayo de 2007 con el fin de propiciar las energías renovables como herramienta alternativa para impulsar el desarrollo económico del país y, en favor de llevarlo hacia una matriz energética más sostenible y limpia. La Ley No. 57-07 contiene las primeras menciones del hidrógeno como combustible. En su artículo 1 lo define como “combustible obtenido por distintas tecnologías utilizando como energía primaria la proveniente de las energías renovables” [52]. De igual forma, define a las energías renovables no convencional (ERNC) como “todas las energías renovables, salvo a las hidroeléctricas mayores de 5 MW, y al uso energético de la biomasa e incluyendo los residuos sólidos urbanos”.

Mediante esta ley se otorgan incentivos para proyectos de producción de energía o biocombustibles a partir de fuentes renovables. Los tipos de proyectos a los que aplica este grupo de incentivos se enlistan en el artículo 5, sobre el Ámbito de Aplicación de la ley. A partir de la Ley No. 115-15 que modifica este artículo, se pueden acoger instalaciones que produzcan energía a partir de biomasa con una capacidad instalada de hasta 150 MW, y estos podrán ser desarrollados con tecnología de cogeneración o híbridos con gas natural, hidrógeno u otros, siempre que la biomasa sea al menos el 50 % de la energía primaria.

Otros proyectos que reciben los incentivos son: proyectos de energías renovables de plantas de producción de biocombustibles de cualquier magnitud o volumen de producción; instalaciones termo-solares de hasta 120 MW; parques eólicos de hasta 50 MW; instalaciones hidroeléctricas que no superen los 5 MW; e instalaciones fotovoltaicas de cualquier tipo y nivel de potencia.

La ley especifica que los proyectos a cuáles aplican los incentivos deben tener como fin la producción de energía o biocombustibles. Si bien no hay una mención directa de la producción de hidrógeno como combustible, los equipos utilizados en la generación de hidrógeno están listados como receptores de los incentivos.

Cabe mencionar que esta ley define los biocombustibles como “todo combustible sólido, líquido o gaseoso obtenido a partir de fuentes de origen vegetal (bio-másico) o de desechos municipales, agrícolas e industriales de tipo orgánicos”.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es quien vela por la correcta aplicación de esta ley y su reglamento y la encargada de recibir, aprobar o rechazar las aplicaciones para recibir los incentivos, previo una evaluación técnico-económica según el tipo de energía y proyecto del cual se trate, acorde con el art. 8.

Los incentivos de los cuales se benefician los proyectos se definen en el Capítulo III de la ley. El art. 9 define la exención del 100 % de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios necesarios para la producción de energía de fuentes renovables contempladas, que, además, quedan exentos en un 100 % del pago del Impuesto de Transferencia a los Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) que grava con un 18 % el valor bruto transado, y de todos los impuestos de venta final.

Dentro de los equipos que reciben exención aduanera inicial relacionados al hidrógeno están los siguientes:

- Las pilas de combustibles, y los equipos y aparatos destinados a la generación de hidrógeno;
- Los equipos generadores de hidrógeno y sus purificadores, rectificadores y medidores para producción a partir de agua, alcohol o biomasa.

Por último, en su artículo 21, la ley establece como objetivo de todas las autoridades del subsector eléctrico la adquisición de un 25 % de la energía consumida a partir de fuentes renovables.

Por otra parte, en la ley se establece que los combustibles fósiles que se utilicen en vehículos de motor de combustión interna en el país deben ser mezclados en proporciones de biocombustibles establecidas gradualmente por la CNE. Los productores de biocombustibles no ejercen la función de distribución, sino que venden sus productos a las empresas mayoristas quienes realizan las mezclas.

Se usa primordialmente bio-etanol extraído a partir del procesamiento de caña de azúcar u otra biomasa para mezclas en la gasolina y bio-diésel para la mezcla de diésel. La pieza además indica

que excepcional y transitoriamente se considerará la posibilidad de usar biocombustibles puros en vehículos de instituciones y organismos públicos o actividades de demostración.

Ley No. 103-13 de incentivo de vehículos de energía no convencional.

En el 2013 se promulga la Ley No. 103-13 de Incentivos a la Importación de Vehículos de Energía no Convencional. Esta ley tiene como objetivo, según establece su art. 1 “promover el uso de vehículos que no contaminen el medio ambiente, y reducir los niveles de contaminación ambiental ocasionada por las emisiones de los vehículos de motor que funcionan con combustibles fósiles” [53].

Dentro de los vehículos de energía no convencional a los que se aplican incentivos se incluyen los que utilizan hidrógeno, pero no se especifica la tecnología de celdas de combustibles ni el tipo de vehículo (ej. ligeros, buses, camiones).

El incentivo que se otorga es la reducción en los derechos e impuestos de importación del 50 %. Esto significa pagar solo el 50 % del impuesto aduanal (20 % del valor del vehículo), del ITBIS y del registro de primera placa (17 % sobre el valor CIF del vehículo). Para poder beneficiarse de estos incentivos el importador debe presentar ante la DGA constancia emitida por el fabricante de que el vehículo tiene las características técnicas especificadas por la ley.

2.1.4 Otros

Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico

El Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico es un acuerdo sellado en febrero de 2021 entre instituciones del sector privado y del público, firmado por el presidente de la república, que tiene por objetivo lograr que el país tenga un sistema eléctrico confiable, eficiente y sostenible. En favor de esto, en su numeral 9.9.1 sobre energías alternativas contempla la realización de estudios para evaluar el uso del hidrógeno.

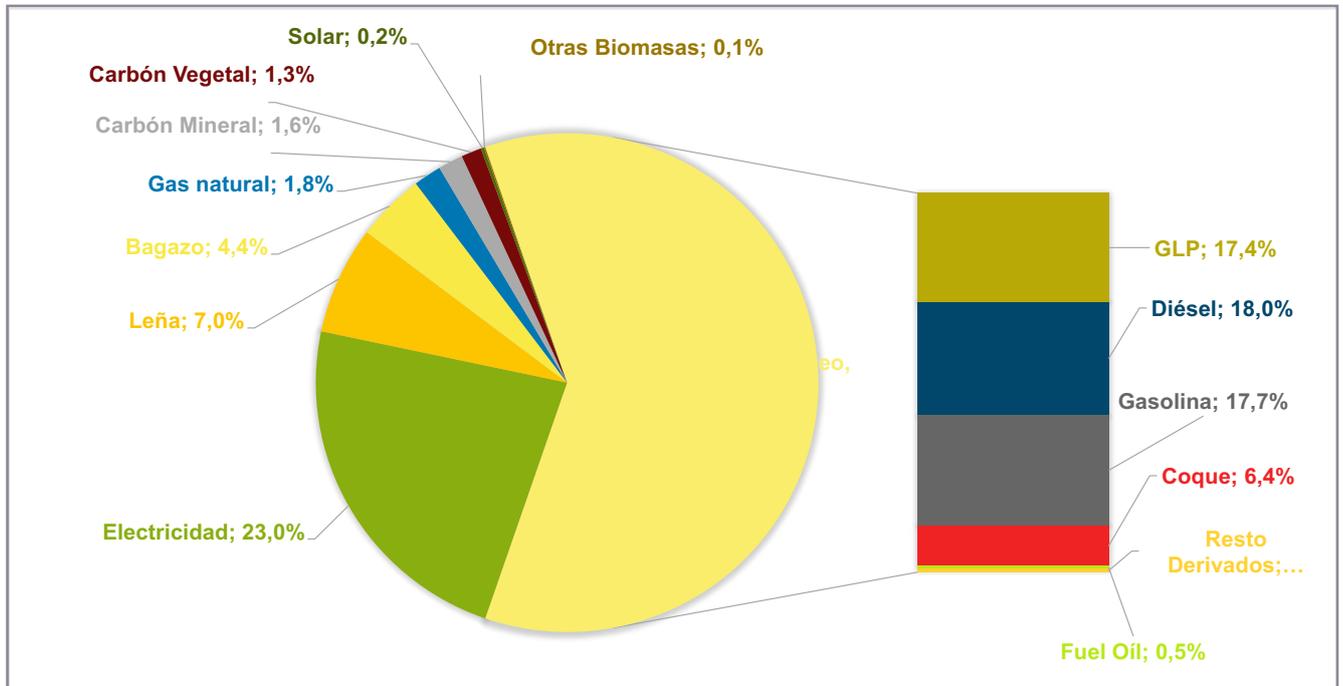
2.2 Acerca del sector energético

2.2.1 Fuentes de energía

En 2018, la República Dominicana disponía de 10,107.92 ktep en su oferta energética donde, el 5.5 % fue destinado a la aviación internacional, 0.3 % exportado y el 94.2 % restante destinado a satisfacer la demanda interna. El 85.6 % de la oferta energética provino de importaciones, evidenciando la alta dependencia del país ante la importación de recursos energéticos [54].

En este mismo año, el consumo final de energía en el país fue de 6,123.83 ktep, donde la principal fuente fueron los derivados del petróleo con un 60.5 % (diésel 18.0 %, gasolina 17.7 %, GLP 17.4 %, coque 6.4 %, fueloil 0.5 %, y otros 0.5 %), seguido de la electricidad con un 23.0 % [54]. Cabe destacar que, como se detalla en el apartado 2.3.2, la electricidad también procede mayoritariamente de fuentes fósiles (85 % en 2020).

Ilustración 11. Fuentes de energía durante el 2018. Fuente: Informe Anual de Actuaciones de Sector Energético 2018 [54].

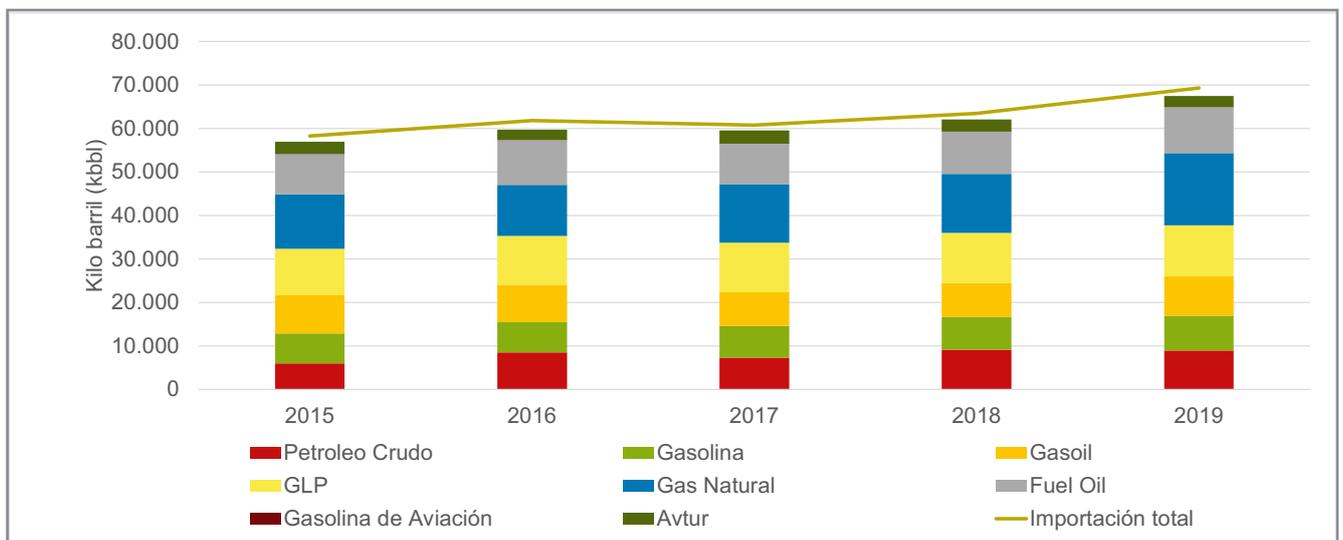


2.2.2 Combustibles: procedencia y costos

Los derivados del petróleo, gas natural y otros hidrocarburos consumidos en la República Dominicana se importan de otros

países y se utilizan tanto en la generación eléctrica, como en el sector del transporte e industrial. En la ilustración a continuación se puede observar el consumo de hidrocarburos por año.

Ilustración 12. Consumo de hidrocarburos, 2015-2020. Fuente: Banco Central de RD [55].



En los últimos 3 años, los países de procedencia de los hidrocarburos con mayor participación han sido los Estados Unidos (EE. UU.), seguido por Países Bajos, Trinidad y Tobago, y

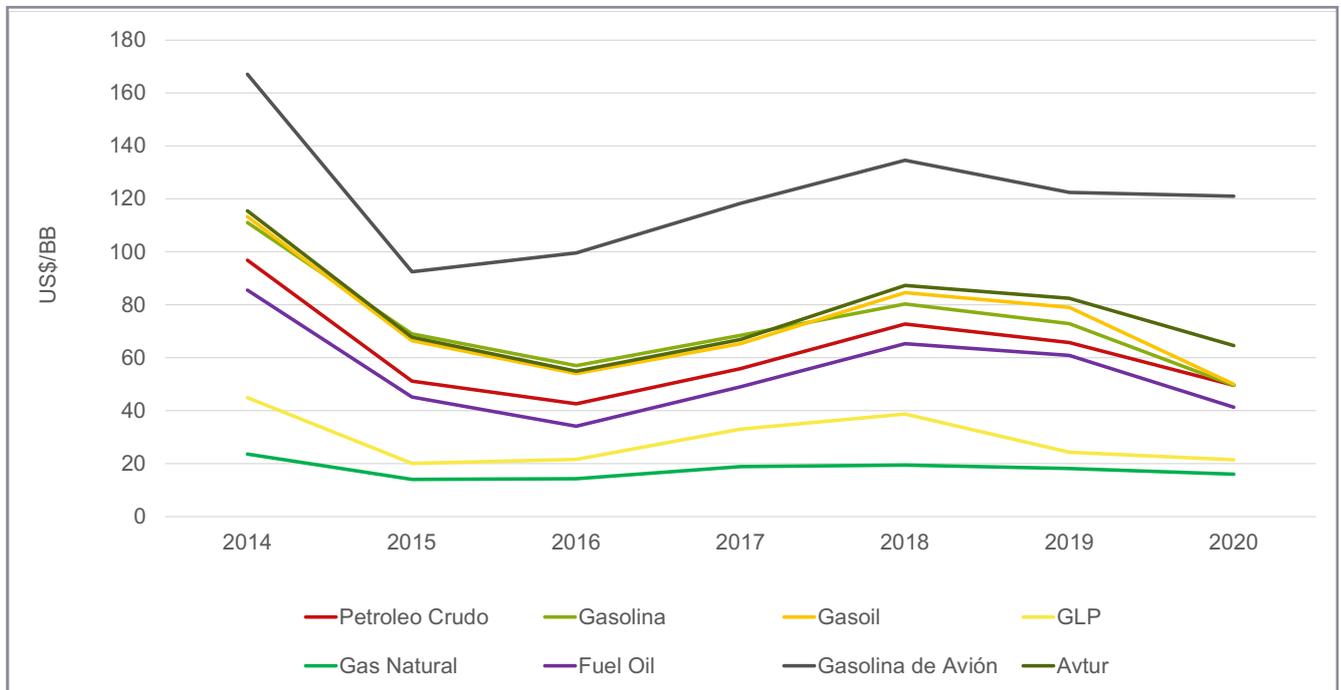
Nigeria. Como se observa en la Tabla 5, en el 2020 el 61.4 % de los hidrocarburos importados al país provinieron de EE. UU. mientras que un 10.1 % de Países Bajos, y de Trinidad y Tobago.

Tabla 5. Procedencia de los hidrocarburos importados a RD. Fuente: DGA [56].

PAÍS DE ORIGEN	PARTICIPACIÓN		
	2018	2019	2020
Estados Unidos	59.0 %	63.7 %	61.4 %
Países Bajos	6.6 %	12.0 %	10.1 %
Trinidad y Tobago	7.9 %	8.1 %	10.1 %
Nigeria	11.5 %	5.5 %	3.9 %
Bahamas	0.3 %	1.3 %	1.8 %
Puerto Rico	0.5 %	1.1 %	1.7 %
Islas Vírgenes (EE. UU.)	0.9 %	0.9 %	1.6 %
Islas Vírgenes (G.B.)	1.9 %	0.9 %	1.0 %
Colombia	0.2 %	0.9 %	1.0 %
Canadá	0.4 %	0.8 %	0.9 %
Resto	10.9 %	4.8 %	6.6 %

Se puede observar la evolución de los costos promedios en dólares estadounidenses por barril de petróleo equivalente de los hidrocarburos importados al país en los últimos 6 años en la Ilustración 13.

Ilustración 13. Costos promedio por año de los hidrocarburos. Fuente: Banco Central de RD [55].



El precio del petróleo crudo para el periodo estudiado tuvo su valor máximo en el 2014 con 96.88 US\$/BB mientras que su mínimo en el 2016 para 42.63 US\$/BB. Entre los hidrocarburos, el GLP y el Gas Natural exhiben la menor variabilidad en sus precios en comparación con los demás.

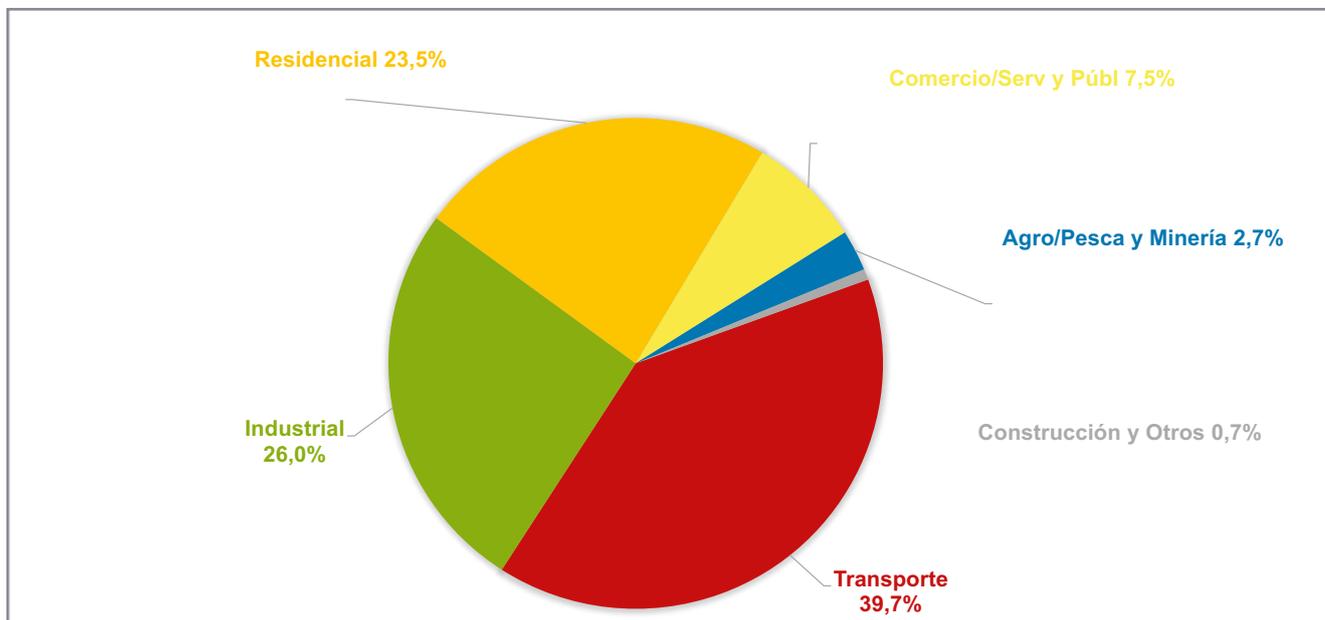
2.2.3 Demanda de energía

Al dividir la demanda energética por sectores de consumo, se observa que en 2018 la mayor demanda energética estuvo en el sector transporte, representando un 39.7 % de la demanda total. Dentro de este sector el 98.8 % de la demanda la ocupa el transporte terrestre, y más del 98 % de esta se corresponde con derivados del petróleo (ej. GLP, diésel, gasolina), con una pequeña participación del gas natural y la electricidad.

Por su lado, en el sector de consumo industrial la principal fuente energética en 2018 fueron los derivados del petróleo con un 39.4 % de la demanda total del sector, seguido de la electricidad con 31.3 %, biomasa con 17.3 %, carbón mineral con 6.1 % y el 5.9 % restante el gas natural. Dentro de este sector, el 41.8 % de la energía consumida se utilizó en las industrias del cemento y cerámica, el 20.6 % en ingenios azucareros y un 14.4 % en la industria alimentaria.

Dentro del sector residencial el consumo bruto de energía se basa en la leña y el carbón vegetal, que debido a su baja eficiencia, representan el 35.5 % del consumo, seguido por el GLP con 32.3 % y la electricidad con un 30.9 %, mientras que el resto corresponde a fuentes solares, queroseno y otros tipos de biomasa. Para el sector comercial, servicios y público el 80.6 % del consumo es electricidad y un 12.7 % GLP [54].

Ilustración 14. Demanda final de energía según sector de consumo en el 2018. Fuente: Informe Anual de Actuaciones de Sector Energético 2018 [54].



2.2.4 Sector Energético y NDC

La reducción de emisiones del sector energético juega un rol primario en el cumplimiento de los compromisos climáticos al 2030 asumidos por la República Dominicana mediante su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés). La NDC identifica un total de 46 medidas de mitigación para cumplir con su meta climática, donde 27 de ellas se refieren a medidas de mitigación en el sector energético. El documento estima que las medidas asociadas al sector energético evitarían la emisión de 8,986.71 kt CO₂eq al 2030, que corresponde con el 65 % de las emisiones que la NDC tiene como meta mitigar para ese año. Las opciones de mitigación en el sector energético se identifican en la generación eléctrica, eficiencia energética y transporte terrestre.

Adicional a las medidas mencionadas, la NDC busca la reducción de emisiones mediante opciones de mitigación identificadas en el sector de Uso de Productos y Procesos Industriales; Agricultura, Silvicultura y Otros Usos del Suelo (AFOLU, por sus siglas en inglés); y el sector desechos. Entre las opciones identificadas en el sector de procesos industriales se contemplan medidas relacionadas con el uso de combustibles alternativos como sustituto de los fósiles y la operación de plantas de cemen-

to con fuentes renovables. El hidrógeno no es mencionado explícitamente en el NDC, ni es contemplado como una alternativa importante para cumplir con los objetivos sectoriales.

2.2.5 Infraestructura energética

Infraestructura de combustibles

La biomasa es el único combustible no importado de la República Dominicana. El país posee una potencia instalada de 2.42 MW en biodigestores, divididos entre 19 proyectos ubicados en fincas y hasta la fecha, existe una sola central de generación eléctrica a gran escala que utiliza la biomasa como combustible llamada generadora San Pedro BioEnergy, la cual quema el bagazo de caña de azúcar producido por el Ingenio Cristóbal Colón, sin embargo también utiliza Acacia Mangium como combustible primario cuando no se dispone del recurso primario y carbono mineral cuando este no es suficiente. El ingenio está ubicado en la misma localidad y entrega el bagazo a través de una cinta transportadora.

El país también cuenta con producción interna de biomasa para comercialización. Los actores involucrados en esta cadena de suministro son: los productores, los intermediarios y los clientes [57].

- Los productores de biomasa son dueños de fincas con especies arbóreas o herbáceas destinadas a ser utilizadas como fuente energética. Participan en el procesamiento y envío del producto hacia los consumidores o usuarios. La mayoría no cuenta con sistemas de almacenamiento por lo que la envían al comprador inmediatamente después de procesarla. El transporte de la biomasa se realiza vía terrestre y la distancia entre el centro de acopio y el consumidor no debe pasar de 150 km para hacerlo rentable.
- Los intermediarios son empresas que tienen contratos con fincas madereras para comprar árboles en pie, procesarlos y enviarlos a los consumidores. También pueden recibir biomasa residual de centros de acopio y procesarla para terceros. El transporte es terrestre y la distancia entre el consumidor y el centro de acopio no debe pasar de los 80 km para ser rentable
- Los compradores son empresas industriales que utilizan la biomasa como combustible de caldera o gasificadores con fines térmicos o eléctricos.

Los combustibles fósiles representan la mayor fuente de energía primaria del país e ingresan en su totalidad a través de los puertos. El país cuenta con dos procesadoras de hidrocarburos: La Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA) perteneciente al Estado dominicano, y la refinería de la empresa privada Falconbridge. REFIDOMSA suple más del 60 % del mercado de hidrocarburos, abarcando en su cartera de productos el GLP, la gasolina, Kerosene/Jet A-1 (combustible de aviación), gasoil y fueloil. Estos productos se obtienen a través de la refinación del petróleo o mediante importaciones [57].

La refinería recibe el crudo en la terminal de Nizao y es transportado a través de un oleoducto de 27.3 km. Los productos terminados los recibe a través de la CBM (Conventional Buoy Mooring), atracadero a mar abierto para recepción de GLP y productos blancos, los muelles del Puerto Rio Haina y el Puerto Azua [58].

Un nuevo oleoducto que conectará el muelle de Haina con los tanques de almacenamiento de REFIDOMSA está en construcción, con una longitud de 1.7 km. La Falconbridge recibe el combustible a través de un oleoducto de 75 km desde el muelle de Haina hasta el centro de procesamiento.

El gas natural ingresa en su totalidad a través del puerto de Boca Chica, por la terminal especializada de AES Andrés, con capacidad para recibir 160,000 m³ de GNL. Pertenece a la empresa AES dominicana, único suplidor de gas natural del país. El transporte del gas natural a las demás empresas generadoras se realiza a través de 3 gasoductos.

- Gasoducto Andrés – Los Mina: Parte desde la central de AES Andrés en Caucedo hasta las unidades de generación Los Mina V y VI. Tiene una extensión de 32 km.
- Gasoducto Seaboard: Conecta las centrales a gas natural ubicadas en el Río Ozama, Estrella del Mar II y III, con el gasoducto Andrés – Los Mina. Tiene una extensión de 2.5 km.
- Gasoducto del Este: Parte desde Caucedo, Boca Chica hasta la provincia de San Pedro de Macorís. Actualmente tiene conexión con las centrales generadoras de electricidad Quisqueya I y II, y las 3 centrales de CESPM, totalizando una capacidad de 750 MW. Tiene una extensión de 50 km.

En el 2021, el gobierno inició una licitación para la suscripción de un contrato de compra y venta de energía para generación eléctrica con una potencia neta de 800 MW a partir de gas natural, donde se contempla la inversión en una terminal de gas natural con capacidad de almacenamiento para suministrar a la central, lo cual sería responsabilidad de la empresa adjudicada. Dicha terminal sería la segunda del país y estaría ubicada en la región Noroeste.

El transporte de combustibles al resto de la geografía del país se realiza mayoritariamente a través de tanqueros con capacidades de entre 10,000 y 14,000 galones. El principal medio de distribución del combustible se realiza a través de estaciones de expendio de combustible, a través de las cuales se distribuye gasolina, GLP y gas natural. Hasta enero 2022 hay inscritas 1,685 estaciones de expendio, en sus distintas categorías: combustibles líquidos (851), plantas envasadoras de GLP (801), estaciones de expendio de GNV (1), estaciones de expendio mixtas de GLP-combustibles líquidos (17) y estaciones de expendio mixtas de GNV-GLP (15).

El concepto de Reservas Estratégicas no es implementado de forma normativa en el país, imperando un criterio puramente discrecional que obedece en gran manera a la demanda y a la

menor inversión en logística de almacenamiento. Como resultado, el país queda altamente vulnerable a eventos de contingencia como huracanes, terremotos, etc. Como resultado del bajo almacenamiento, existe una alta dependencia de continuos viajes de suministros, encareciendo los costos por la presencia de intermediarios en el transporte [59].

Transmisión eléctrica

Al menos el 98 % de la población dominicana contaba con acceso al tendido eléctrico al año 2018 [60]. En este mismo año, más del 82 % de la demanda eléctrica fue suministrada a través del SENI, y el porcentaje restante a través los sistemas eléctricos aislados y los autoproductores.

Los activos de transmisión del SENI operan en 4 niveles, 69, 139, 230 y 345 kV. En la Tabla 6 se muestra la longitud y capacidad de transformación existente en cada nivel de voltaje, donde

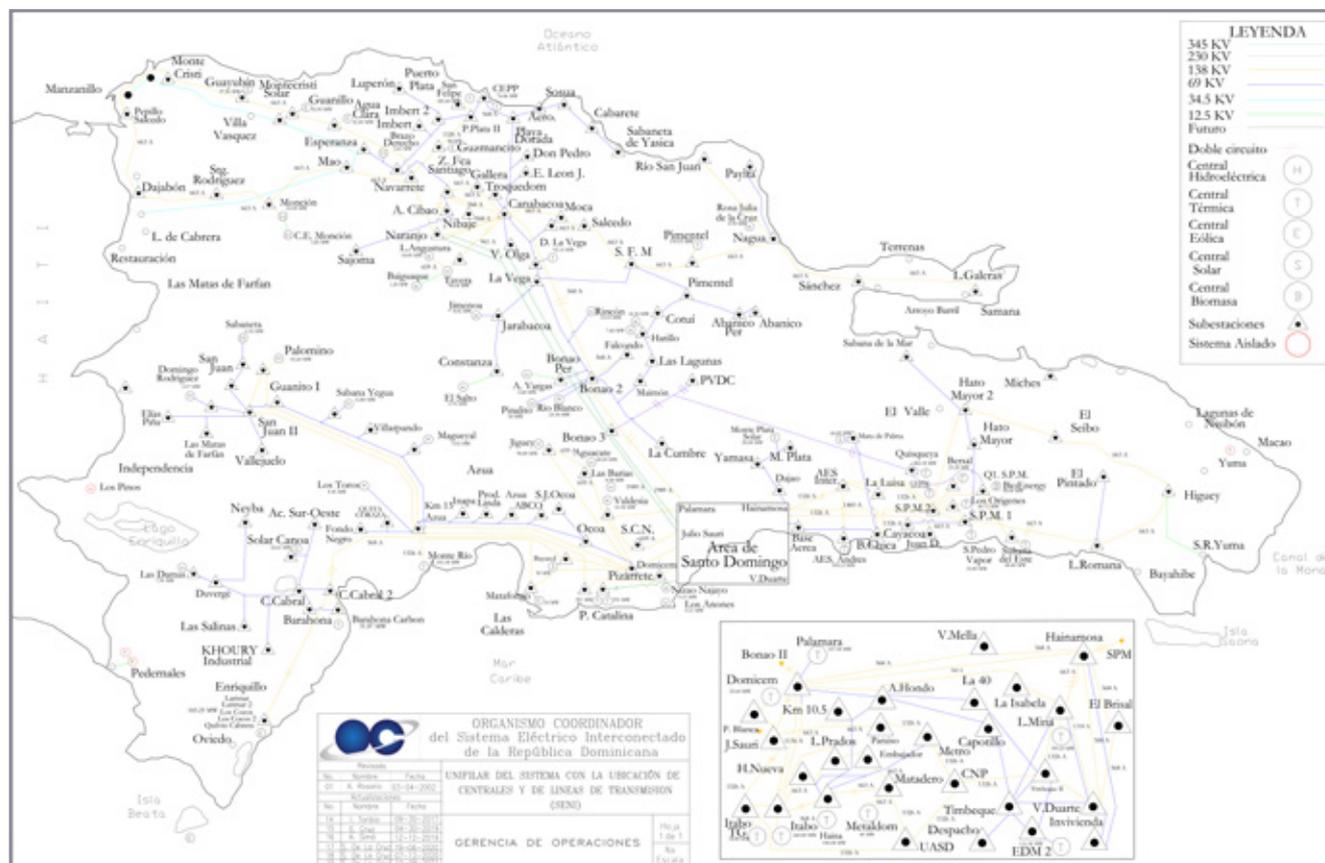
la mayor longitud y capacidad de transformación está en el nivel de voltaje 138 kV. Cabe destacar los 275 km de líneas en el nivel de 230 kV son propiedad de la empresa Pueblo Viejo Dominicana Corporation S.A.

Tabla 6. Longitud y capacidad del sistema de transmisión del SENI al 2020. Fuente: [61].

TENSIÓN	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (KM)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (MVA)
69 kV	1,696.0	-
138 kV	3,141.0	2,415
230 kV	275.0	250

En la Ilustración 15 se puede observar el plano del sistema de transmisión del SENI actualizado en su versión a enero 2022.

Ilustración 15. Mapa del sistema de transmisión del SENI. Fuente: OC [62].



2.3 Acerca del subsector eléctrico

Hasta el año 1997, el subsector eléctrico dominicano se componía de un sistema verticalmente integrado, donde la generación, transmisión, distribución, comercialización y regulación respecto al subsector era realizada por una sola institución llamada Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Con la implementación de la Ley de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97, se separan las actividades de la industria en generación, transmisión y distribución, abriendo paso a la participación del sector privado en la generación y distribución, y al surgimiento de las empresas estatales y las instituciones reguladoras que actualmente conforman el subsector.

En esta sección se presentan las instituciones que se relacionan con el subsector eléctrico dominicano, además de mostrar la matriz de generación del país, la evolución de los costos y la perspectiva que se tiene con respecto a las energías renovables para la generación eléctrica.

2.3.1 Institucionalidad

Superintendencia de Electricidad (SIE)

Creada mediante la Ley General de Electricidad en el año 2001, constituye el ente regulador del subsector eléctrico dominicano, y tiene la obligación de fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y las normativas técnicas aplicables al subsector, en relación con el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, y así mismo es responsable de establecer las tarifas y peajes sujetos a regulación de precios.

Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Creado en el 2013 mediante la Ley No. 100-13, es una dependencia del poder ejecutivo encargada de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético y sus subsectores de energía eléctrica, energía renovable, energía nuclear, gas natural y minería.

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Institución que surge mediante la Ley General de Electricidad en 2001, adscrita al Ministerio de Energía y Minas. Es la encargada de trazar las políticas energéticas del Estado. Está entre sus funciones velar por el cumplimiento de la Ley No. 57-07 para Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales, y su Reglamento de Aplicación, y promover las inversiones en concordancia con el PEN.

Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

Surge en 1998, a través de la Resolución No. 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio, y con sus funciones establecidas en la Ley General de Electricidad, es el encargado de planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras, de los sistemas de transmisión, distribución y comercialización, y calcular y valorizar las transacciones de energía, potencia, servicios auxiliares y el peaje de transmisión en el SENI.

El Reglamento de Aplicación para la Ley General de Electricidad, reglamenta las funciones del Organismo Coordinador y, establece que debe estar constituido a los fines de obtener personalidad jurídica propia como una asociación sin fines de lucro, con autonomía del Estado.

2.3.2 Segmentos

Transmisión

La actividad de transmisión en el SENI corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), compañía estatal encargada de la construcción, operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión y subestaciones del SENI. Actualmente, los voltajes de alta tensión manejados por la ETED son 69 kV, 138 kV, 230 kV y 345 kV. El plan de expansión contempla que hasta el 2025 la mayoría de los proyectos estarían enfocados en los niveles de tensión de 69 kV y 138 kV, con 2 subestaciones y 2 líneas de 345 kV proyectadas.

Por otra parte, las restricciones operativas de la red son por control de flujo, de tensión y sobrecargas. Las primeras surgen en algunos enlaces o líneas por el incremento de la demanda o por baja generación, mientras que las restricciones por control de tensión

son causadas en ocasiones por falta de compensación reactiva. Para resolver las restricciones operativas, una solución común es el deslastre de carga, con el cual, entre enero 2018 y diciembre 2019, por este concepto dejaron de ser suministrados 31.23 GWh [63].

Distribución

La actividad de distribución en el SENI corresponde a 3 empresas distribuidoras de electricidad propiedad del Estado: EDENORTE, EDESUR y EDEESTE. Adicional a la actividad de distribución, estas empresas también realizan la actividad de comercialización para los clientes dentro de su concesión. La capitalización del sector permite la participación de inversionistas privados en estas empresas hasta un 50 %.

Generación

El sector generación de la República Dominicana está compuesto tanto por agentes públicos como privados. Para diciembre del 2021, el SENI contaba con una capacidad instalada de 5,229.21 MW [63]. La participación del Estado en la operación de centrales generadoras se limita a la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), la cual administra la totalidad de la generación hidroeléctrica en el mercado eléctrico mayorista, con un total de 623.28 MW [63] y la CDEEE, institución estatal en proceso de liquidación², pero que se encuentra en un proceso de licitación internacional para que sea operada por un agente privado. El resto de la potencia instalada es mayoritariamente de capital privado, en el que hasta julio de 2021 había un total de 26 empresas con participación del Estado como accionista en algunas de estas plantas generadoras.

El sector privado participa en la generación eléctrica térmica-conventional mediante el otorgamiento de concesiones de parte del Estado, cuyas condiciones de otorgamiento están definidas por la Ley General de Electricidad 125-01. Todo proyecto de generación renovable debe recibir una concesión provisional y una concesión definitiva, cuyos procedimientos son regidos por la Ley No. 57-07 y su reglamento de aplicación. Mediante la concesión provisional, la CNE otorga al interesado el permiso de acceder a los terrenos (públicos o privados) para realizar los estudios y análisis necesarios en la construcción de la obra. Mediante la concesión definitiva, el Poder Ejecutivo, a través de la CNE otorga al interesado el

derecho a construir y explotar el proyecto de generación, previo al cumplimiento de los requisitos exigidos por el marco regulatorio.

Sistemas Aislados

Adicional al SENI, en el país hay un total de 6 sistemas aislados donde usualmente una empresa se encarga de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Estos sistemas responden a las autoridades regulatorias del sistema eléctrico dominicano y son definidos por la Ley General de Electricidad como cualquier sistema que no se encuentre conectado al SENI.

Los sistemas eléctricos aislados son: el Consorcio Energético Punta Cana-Macao (CEPM), Cap Cana Caribe, Costasur Dominicana, Corporación Turística de Servicios Punta Cana, la Compañía de Electricidad de Bayahíbe (CEB) y un sistema independiente en la provincia de Pedernales ubicada en el sur, donde la generación está a cargo de EGE Haina y la actividad de distribución y comercialización en manos de EDESUR.

Estos 6 sistemas aislados poseen una capacidad instalada total de 261.7 MW al 2020, en su mayoría de tecnología de motores de combustión interna. En 2020 produjeron 1,025.5 GWh a partir en más de un 90 % fueloil siendo la restante producida principalmente a partir de gas natural y diésel. La demanda de los usuarios de estos sistemas es 879.9 GWh [64].

2.3.3 Mercado eléctrico dominicano

En el mercado eléctrico la compra y venta de energía se puede realizar en el mercado spot o en el mercado por contratos (PPA, por sus siglas en inglés). El primero de éstos se forma por transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo no basadas en contratos y el precio es fijado según costo marginal de corto plazo de energía y al costo marginal de potencia.

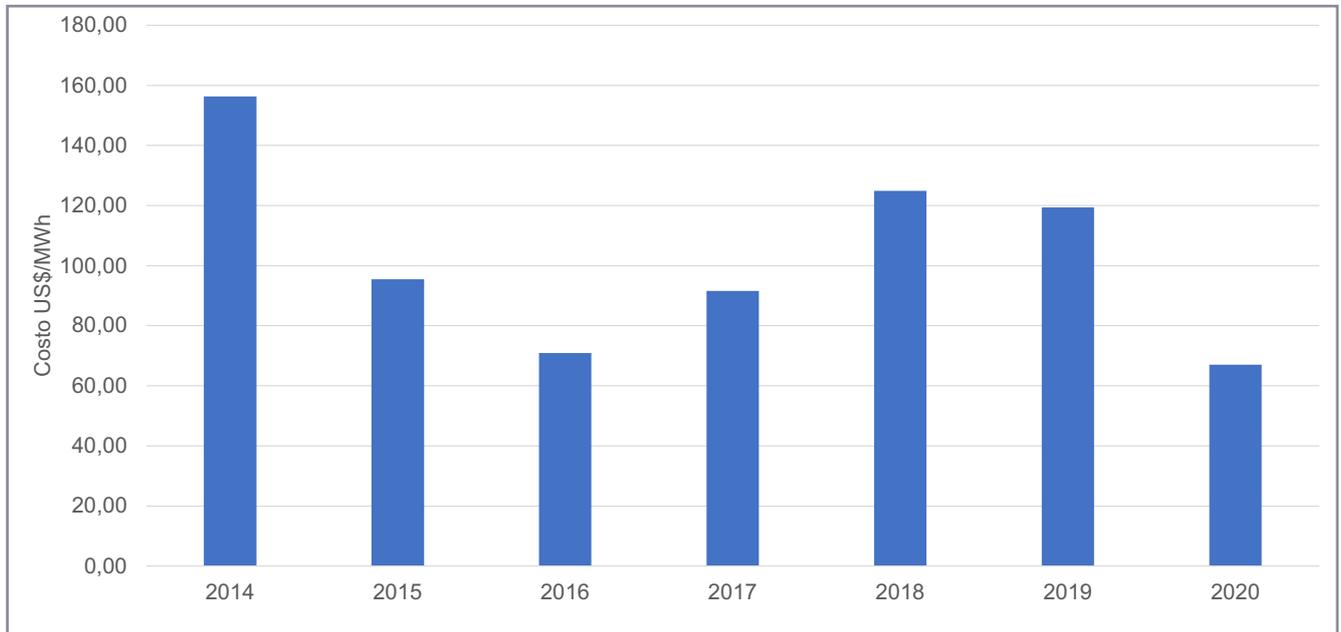
Por otro lado, el mercado de contratos es el mercado de transacciones de compra y venta de energía donde los precios fijos se establecen mediante contratos libremente pactados con la participación del ente regulador.

En el año 2020, el costo marginal de la energía a corto plazo promedió 3,792.56 RD\$/MWh o 67.05 US\$/MWh³.

² <https://puncacatalina.cdeee.gob.do/descripcion/>

³ Tasa de cambio promedio anual de agentes de cambio el año 2020: 56,56 RD\$/US\$.

Ilustración 16. Evolución del Costo Marginal promedio en dólares. Fuente: Elaboración propia con datos del Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas Correspondiente al Año 2020 [6].



La compra de energía a los propietarios de plantas de generación solar y eólica ocurre en el mercado mediante PPA en los que se acuerda un precio para períodos de largo plazo. Los precios establecidos en estos contratos no son información de orden público y varían para cada contrato.

En el 2021, la CNE publicó un estudio sobre régimen económico de las Energías Renovables en la República Dominicana, donde sugiere para la compra de energía solar fotovoltaica, precios entre 71.90 US\$/MWh y 118.12 US\$/MWh, y para la compra de energía eólica precios entre 63.00 US\$/MWh y 87.90 US\$/MWh [65].

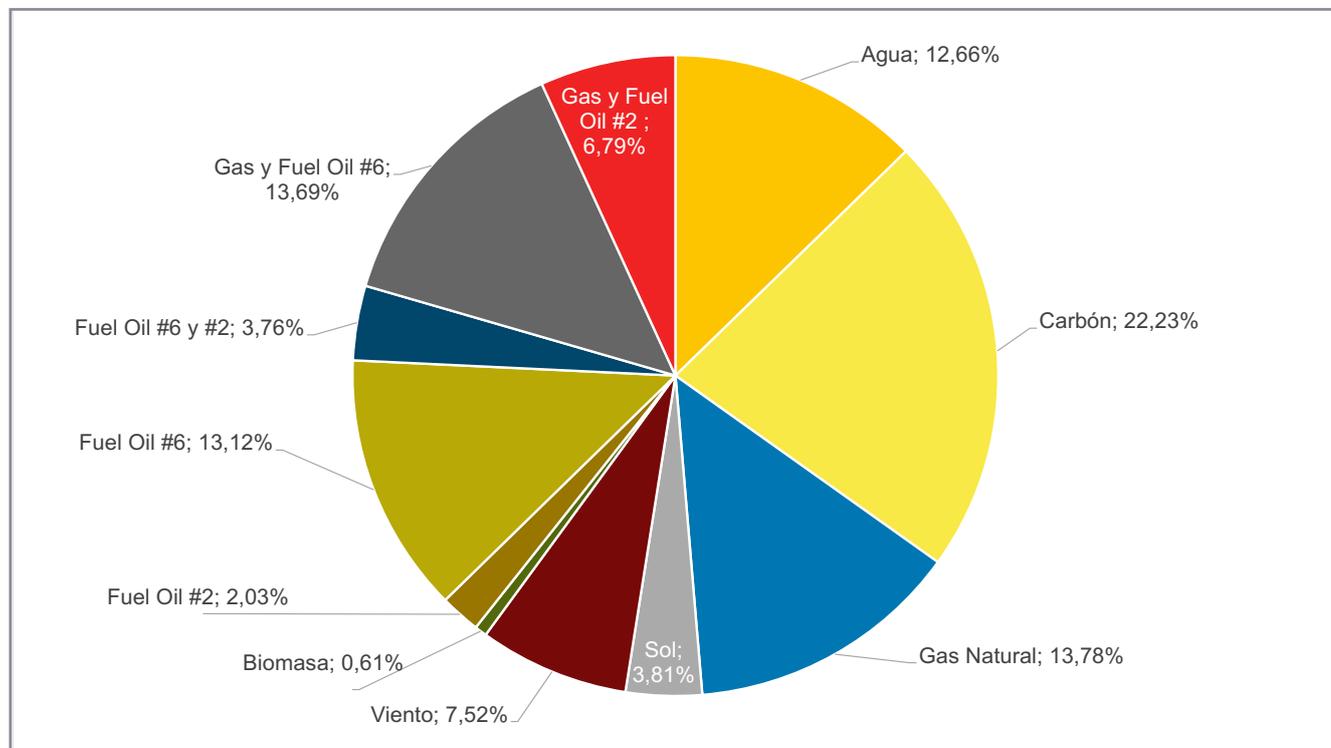
El borrador del PEN de la CNE sitúa el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) en 90.04 US\$/MWh para proyectos Eólicos en Tierra y de 80.71 US\$/MWh para proyectos fotovoltaicos

de ángulo fijo [66]. En un estudio realizado por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) se sitúa el LCOE entre 75 US\$/MWh y 90 US\$/MWh para energía eólica, y entre 55 US\$/MWh y 80 US\$/MWh para la energía solar fotovoltaica para el año 2030 [67].

2.3.4 Matriz eléctrica

La matriz de generación eléctrica del país está compuesta principalmente por centrales térmicas, pero con una creciente participación de las centrales de energías renovables. En el 2021 la capacidad instalada era 5,229.21 MW, mientras que en 2020 fue de 4,921.39 MW, donde un 75.4 % era en base a combustibles fósiles, un 12.66 % eran hidroeléctricas y el porcentaje restante a las ERNC, teniendo la energía eólica la mayor presencia como se puede observar en la Ilustración 17.

Ilustración 17. Porcentaje de capacidad de generación eléctrica instalada según fuente en el año 2020 (4,921.4 MW). Fuente: Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas Correspondiente al Año 2020 [6].



La primera central de generación eléctrica renovable no convencional que se instaló en República Dominicana fue la primera fase del Parque Eólico Los Cocos son 25 MW en conjunto con el Parque Eólico Quilvio Cabrera de 8.25 MW, para una potencia nominal de 33.25 MW, iniciando operaciones a finales de 2011. Desde entonces las ERNC han seguido en crecimiento hasta llegar en julio de 2021 a 365.25 MW eólicos, 312.96 MW solares y 30 MW de biomasa, para un total de 608.21 MW a gran escala. En las redes de distribución, a septiembre del 2021, se contaba con 200.363 MW de sistemas solares fotovoltaicos dentro del programa de medición neta establecido por la CNE, y fuera de este 9.99 MW, para un total de 210.353 MW.

A nivel tecnológico, los motores de combustión interna representan la mayor parte de la capacidad instalada, seguidos muy de cerca por las plantas de ciclo combinado y de turbinas a vapor, con el porcentaje restante correspondiente a tecnologías renovables. En la Ilustración 18 se puede observar la evolución del parque generador dominicano.

Hasta finales del 2020, la demanda máxima neta en alta tensión alcanzada en el SENI correspondía a 2,576.13 MW, poco más de la mitad del total de la capacidad instalada en el sistema. La generación continúa siendo principalmente basada en combustibles fósiles, habiendo representado estos casi el 85 % de la producción en el 2020.

Ilustración 18. Evolución de la capacidad instalada en el país, 2010-2020.

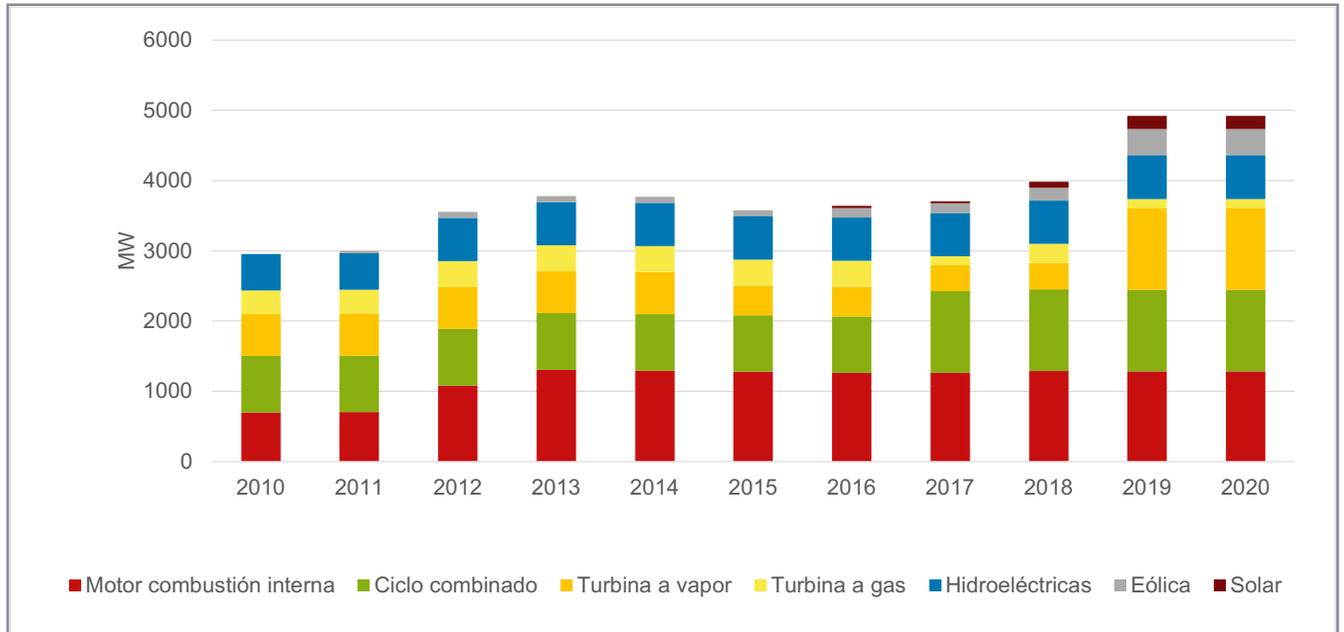
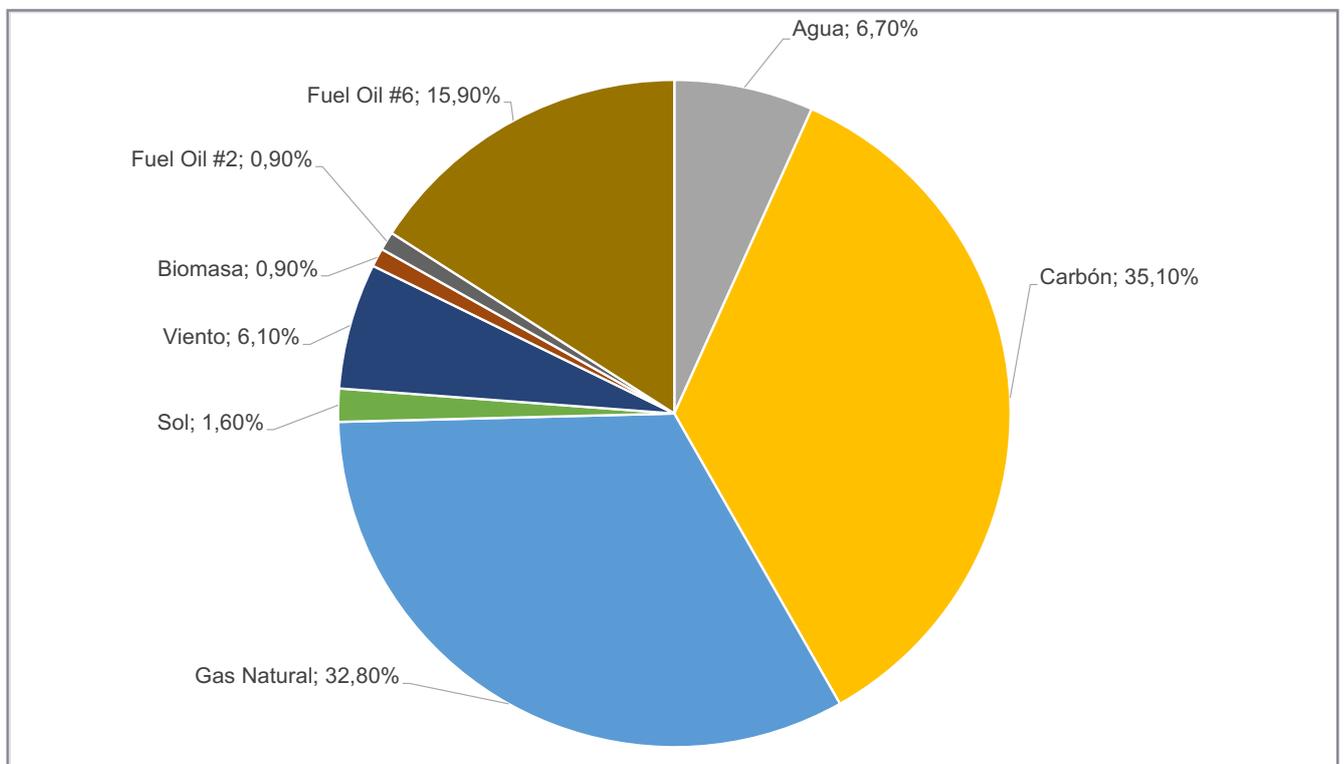


Ilustración 19. Energía generada según su fuente en el año 2020. Fuente: Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas Correspondiente al Año 2020 [6].

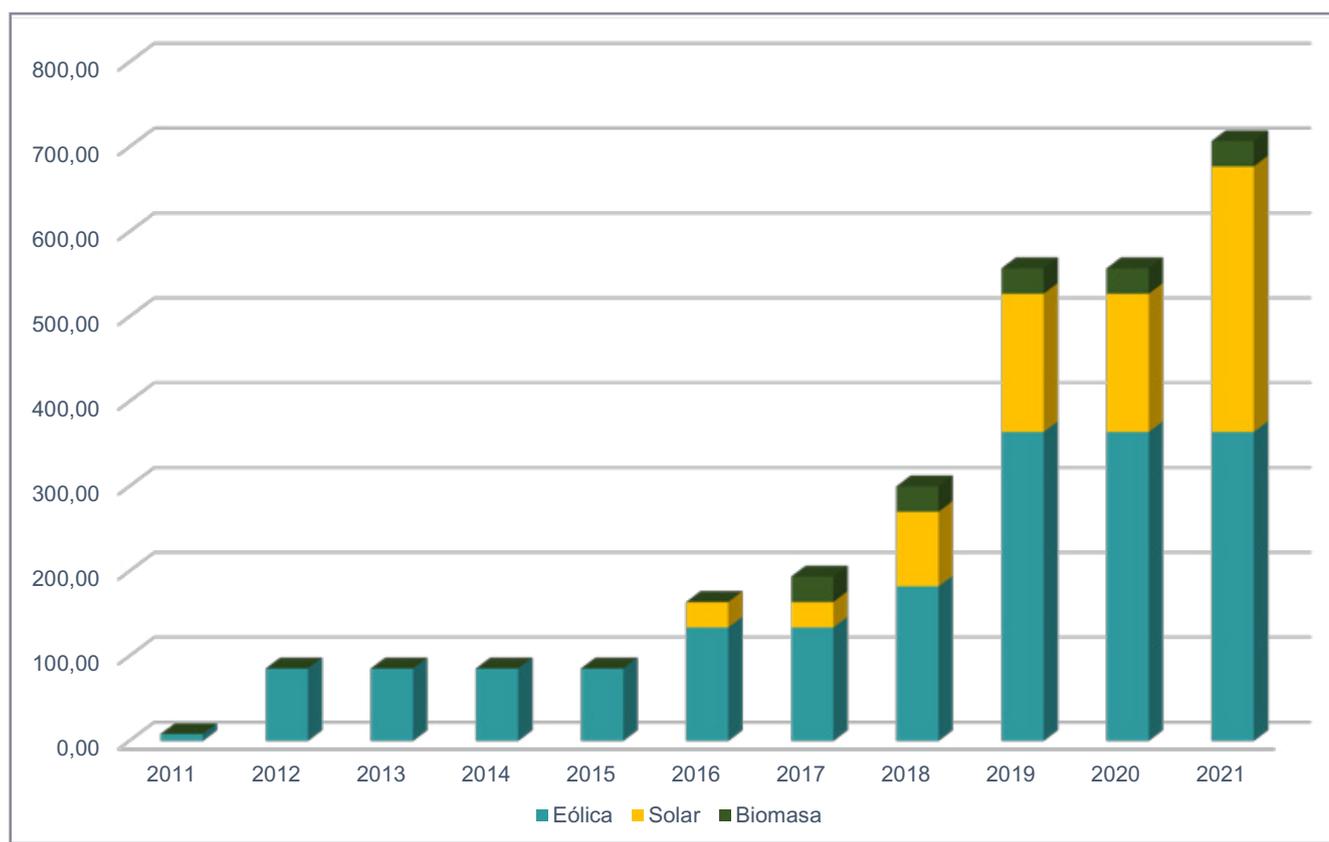


En el sector distribución, las tres distribuidoras de carácter estatal del SENI clasifican los distintos circuitos de sus zonas de concesión en cuatro (categoría A, B, C y D). Los circuitos A poseen un nivel de cobranza mayor al 90 % y un nivel de pérdidas menor al 20 %, los circuitos B poseen un nivel de cobranza de entre 80-90 % y un nivel de pérdidas entre 20-30 %; los circuitos C un nivel de cobranza de entre 60-80 % y un nivel de pérdidas de entre 40-60 %; y los circuitos D por último un nivel de cobranza menor del 60 % y pérdidas mayores al 40 % [68].

Las pérdidas de energía en el 2020 fueron de un 33.1 %, un 6.1 % más que en el 2019. Por su parte el índice de cobranza fue de 94.4 % en el 2020, 2.1 % menos que en el año 2019 [69].

El esquema de deslastre automático de carga (EDAC) ayuda a corregir la caída rápida de la frecuencia por debajo de valores que puedan comprometer la estabilidad del SENI. El esquema EDAC utilizado depende del nivel de demanda mínima, la demanda máxima del sistema, el nivel de sobrecarga y la frecuencia mínima del sistema (58.5 Hz según la normativa) con lo que se determina la cantidad de etapas y la carga a deslastrar en cada una [70].

Ilustración 20. Crecimiento de la capacidad instalada acumulada de energías renovables no convencionales. Fuente: Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas Correspondiente al Año 2020 [6]⁴.



⁴ La capacidad instalada total del 2021 se obtiene sumando la generación de los parques solares Girasol y Bayasol a la total del 2020, dado que esta fue la única generación nueva de tal año.

2.3.5 Crecimiento proyectado

El primer borrador del PEN República Dominicana 2022 – 2036 elaborado por la CNE define varios escenarios para la expansión de la matriz eléctrica. El documento propone un escenario de expansión con el fin de cumplir los objetivos climáticos del país para el subsector eléctrico, que definen un abastecimiento de la demanda eléctrica en base a ERNC en un 25 % al 2025 y 30 % al 2030. Bajo este esquema se instalarían 2,491 MW de energía solar fotovoltaica, 905 MW de energía eólica y 90 MW en turbinas a vapor con residuos sólidos urbanos como combustible. A esta generación renovable se suman 370 MW en generadoras hidráulicas [66].

Esta proyección se hace bajo un escenario tendencial del crecimiento de la demanda, el cual asume un 7 % de crecimiento en

la demanda al 2021, y un 4 % en promedio a partir de este año. La demanda en generación crecería de 17,663 GWh en el 2020, hasta 32,117 GWh en el 2035.

Adicionalmente, se proyecta una entrada neta de 1,600 MW en plantas de ciclo combinado, y 258 MW en motores de combustión interna, con el gas natural como principal combustible. Los valores negativos en el año 2022 resultan de la salida de las centrales de generación San Felipe (185 MW en ciclo combinado) y San Lorenzo (34 MW en turbinas de vapor), y la entrada de Estrella del Mar 3 (150 MW de ciclo combinado).

Bajo este escenario las renovables no convencionales tendrían una participación y generación como muestra la Tabla 7.

Ilustración 21. Escenario de Expansión CNE de la generación eléctrica para el cumplimiento del objetivo climático 2025 y 2030 de la República Dominicana [66].

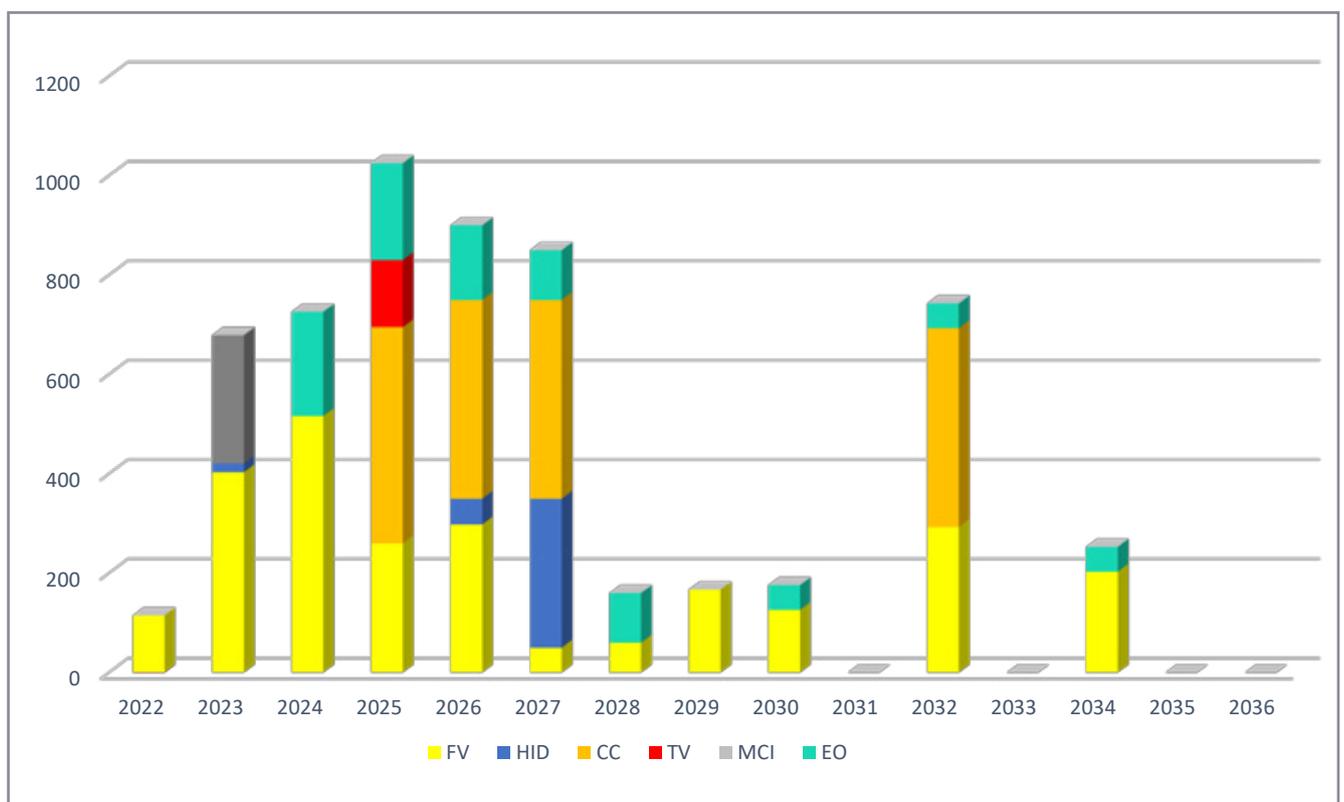


Tabla 7. Generación renovable según escenario de expansión para cumplir con metas climáticas. Fuente: CNE [66].

AÑO	DEMANDA (GWH)	PARTICIPACIÓN ENERGÍA RENOVABLE	GENERACIÓN ENERGÍA RENOVABLE (TWH)	PARTICIPACIÓN ERNC	GENERACIÓN ERNC (TWH)
2025	21,829.00	33 %	7.20	26 %	5.68
2030	26,632.00	39 %	10.39	31 %	8.26
2035	32,117.00	35 %	11.24	29 %	9.31

Los proyectos de generación eólica hasta la fecha se han concentrado en la región noroeste del país y la provincia de Barahona, dada la presencia del recurso eólico en estas demarcaciones. Por su parte, siendo el recurso solar homogéneo en toda la isla, las

instalaciones se concentran dentro o en regiones cercanas al gran Santo Domingo, demarcación de mayor demanda energética, como se puede observar en la Ilustración 22.

Ilustración 22. Generación solar y eólica en la República Dominicana al 2021⁵. Fuente: Elaboración propia con.



5 Los valores y figuras representan la potencia instalada total en cada provincia y no los proyectos individuales. Por tanto, las ubicaciones geográficas seleccionadas no corresponden con el punto geográfico exacto dentro de la provincia.

El borrador del PEN ofrece un listado de los proyectos considerados a desarrollar en un escenario de gran penetración de renovables. Al posicionarlos geográficamente en el mapa, podemos observar que la tendencia previa continúa, con los proyectos eólicos concentrándose al noroeste del país, y la generación fotovoltaica concentrándose cercano al gran Santo Domingo.

Ilustración 23. Generación solar y eólica al 2025 según escenario 3 del borrador del PEN. Fuente: Elaboración propia.

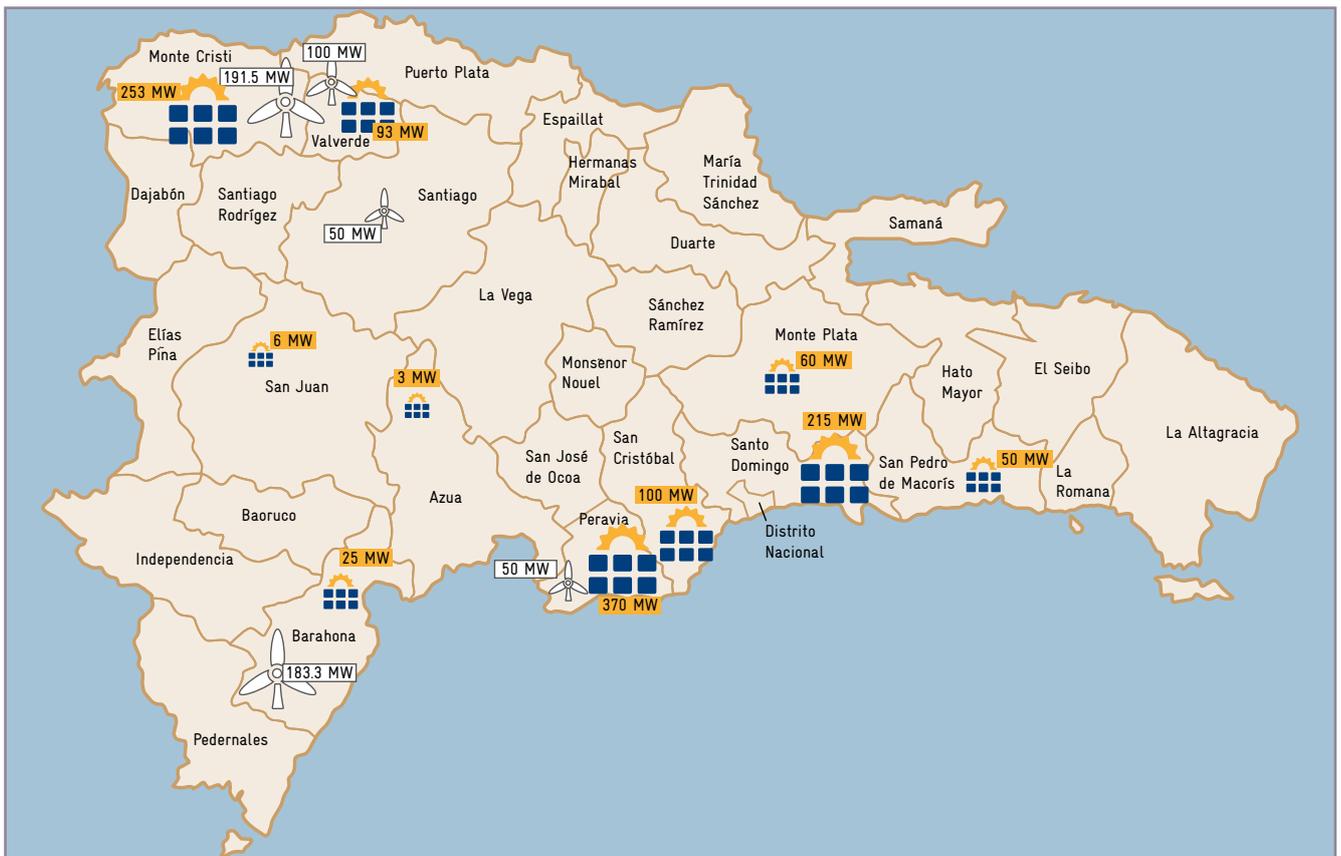


Ilustración 24. Generación solar y eólica al 2030 según escenario 3 del borrador del PEN. Fuente: Elaboración propia.

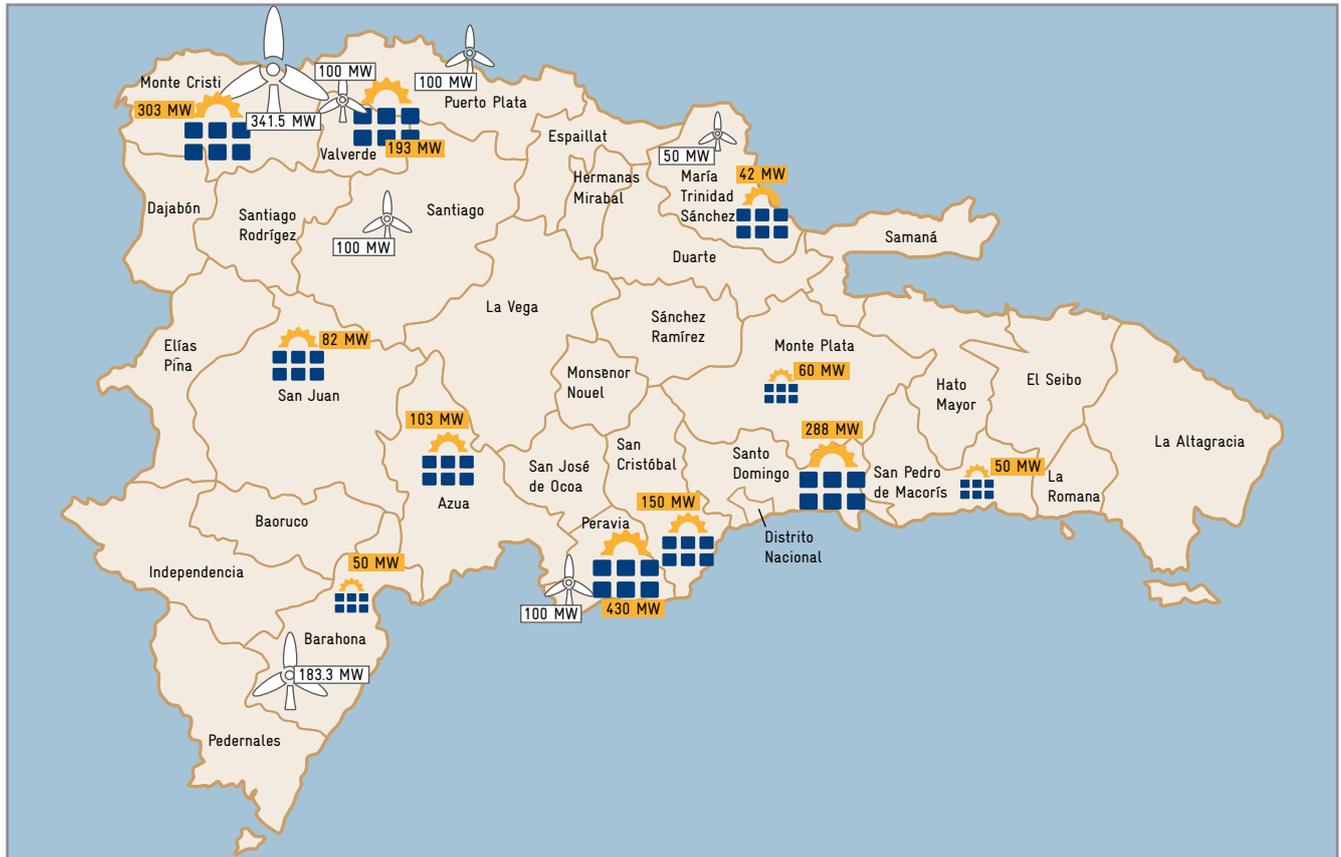


Tabla 8. Potencial de generación al 2030 proyectado por IRENA y CNE [68].

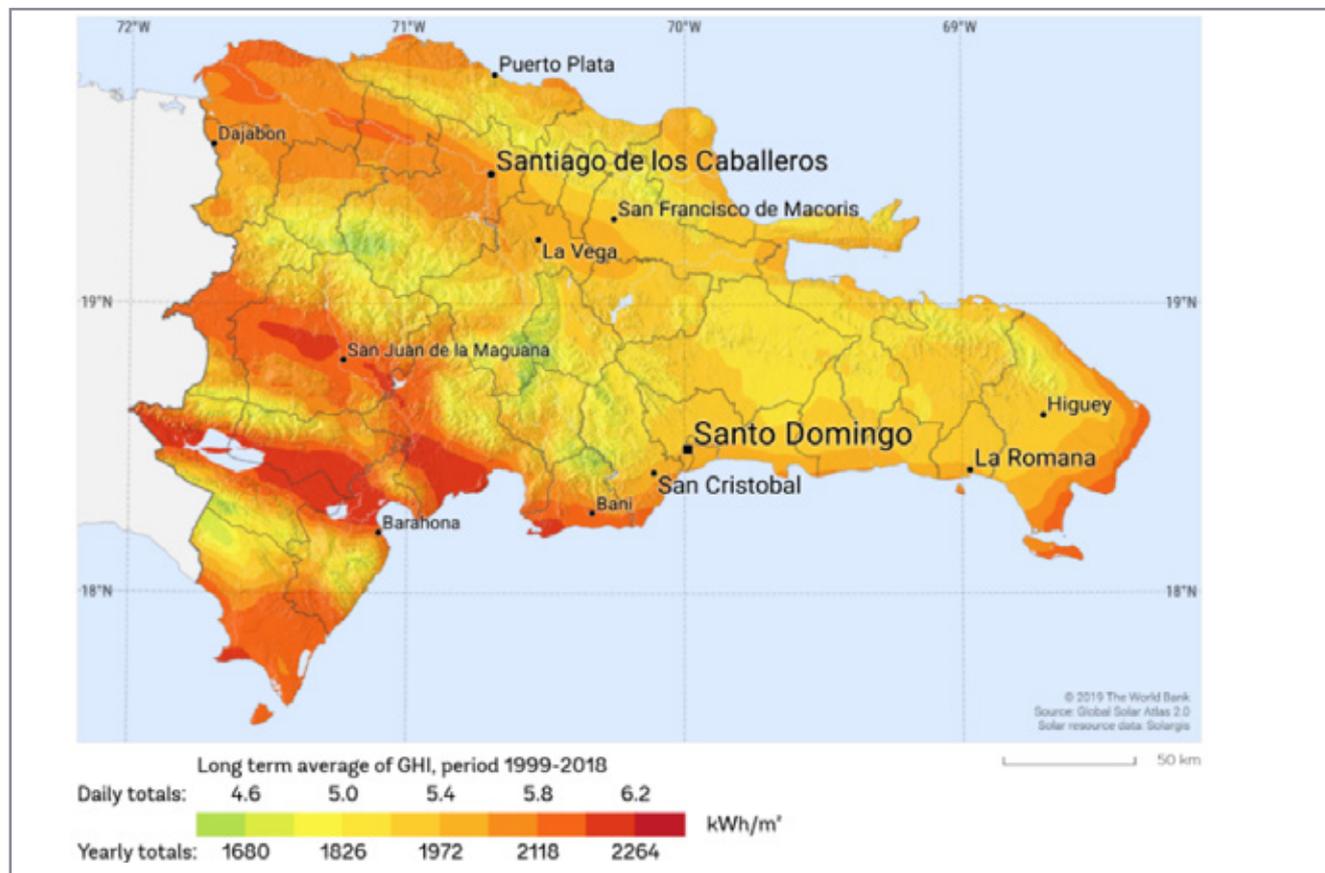
CAPACIDAD TOTAL	UNIDAD	2014	REMAP 2030
Eólica	MW	85	2.304
Fotovoltaica a gran escala	MW	0	989
Fotovoltaica descentralizada en red	MW	27	681
Fotovoltaica para electrificación rural (aislada)	MW	0	102
TOTAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	UNIDAD	2014	REMAP 2030
Eólica	TWh	0.3	6.1
Solar fotovoltaica	TWh	0	3

2.3.6 Potencial de energías renovables

La República Dominicana cuenta con un alto potencial de generación solar, con niveles de Radiación Horizontal Global

(GHI, por sus siglas en inglés) promedio entre los 5 kWh/m²/día y 7 kWh/m²/día en el territorio nacional. En algunas partes del país, se supera el valor de 7 kWh/m²/día. Estos niveles se mantienen relativamente constantes durante todo el año, con

Ilustración 26. Radiación Horizontal Global (GHI) en la República Dominicana. Fuente: Global Solar Atlas [71].



la mayor diferencia alcanzándose entre julio y diciembre, que es de $3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$. Por lo cual, al contar con un recurso solar bastante homogéneo, las plantas generadoras se instalan considerando el uso de suelo y la cercanía a las redes de transmisión eléctrica [71].

Por otra parte, también existe un alto potencial de generación de energía eólica en el país, como es mostrado en el mapa de recursos eólicos de Global Wind Atlas. Un estudio más detallado elaborado por el Worldwatch Institute en las zonas de Baní, Pedernales, Montecristi, Puerto Plata, La Altagracia y Samaná, revisó un total de 494 puntos, donde 214 poseen factores de capacidad por encima del 20 % y 78 por encima del 30 % [72].

Bajo el escenario REMap del estudio de IRENA y la CNE, se proyecta que el potencial de capacidad instalada de energía renovable de cara al 2030 sería de 2,304 MW para tecnología eólica, 1,772 MW para tecnología fotovoltaica y 449 MW para bioenergía [68]. Esto permitiría descarbonizar en gran medida al subsector eléctrico, pero no es suficiente para otros sectores de difícil abatimiento como el sector transporte o industrial. La ubicación geográfica de la capacidad instalada en este escenario se muestra en la Ilustración 28.

Ilustración 27. Mapa de velocidad de viento a 100 metros de altura en República Dominicana. Fuente: Global Wind Atlas.

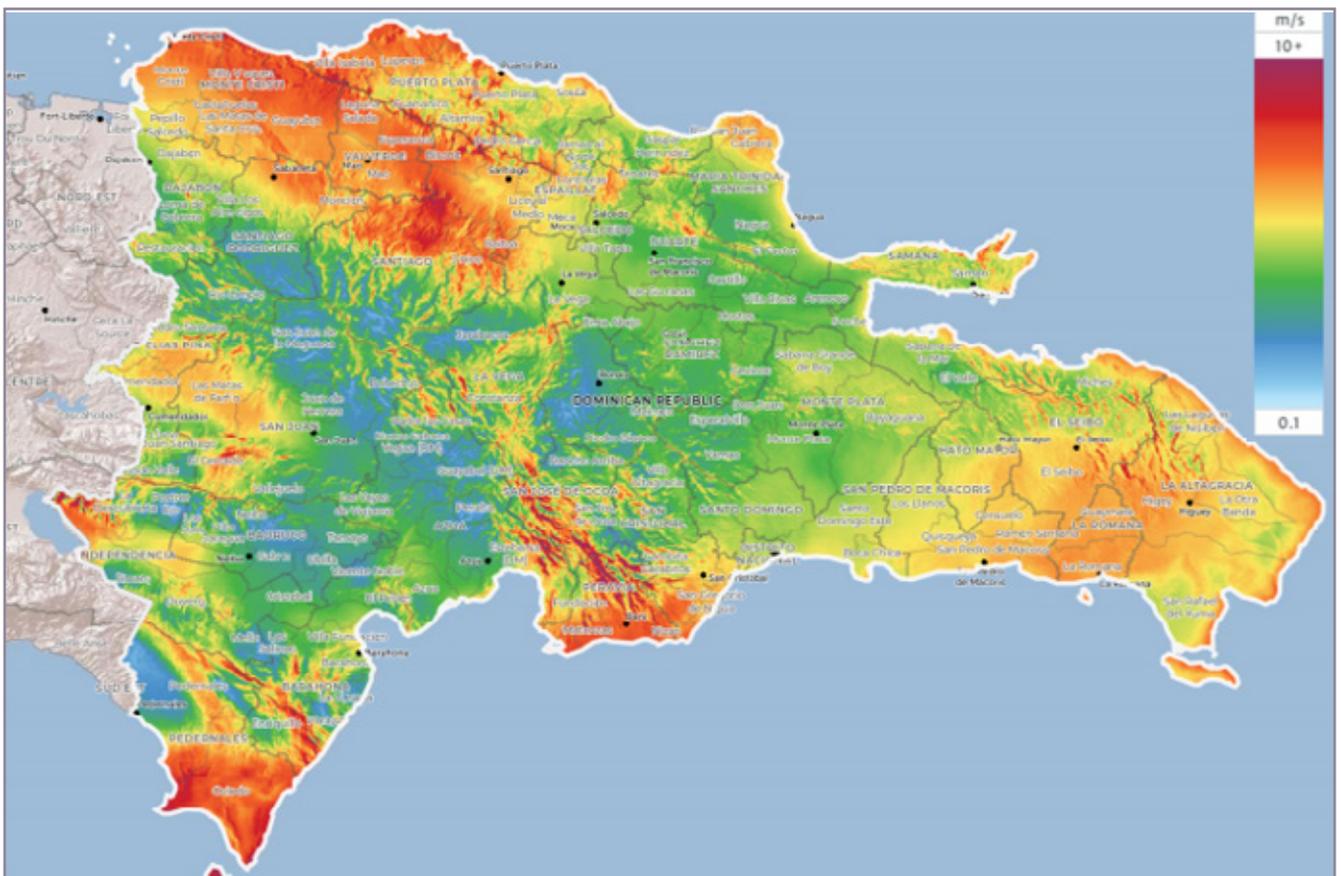
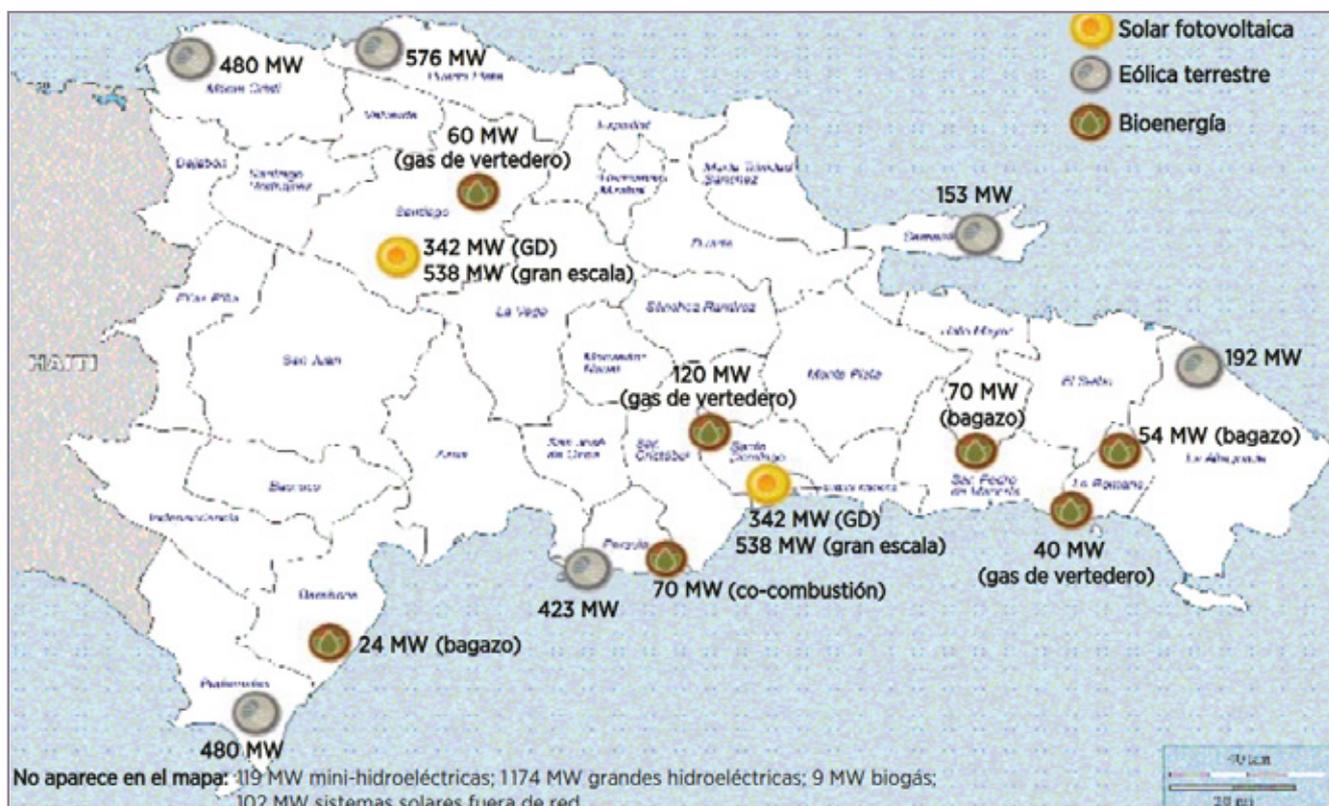


Ilustración 28. Ubicación de la capacidad instalada de las energías renovables en el escenario REMap 2030. Fuente: IRENA [67].



2.4 Acerca del sector transporte

En la actualidad, uno de los sectores con mayor potencial para la masificación del uso del hidrógeno es el sector del transporte por su uso como combustible para vehículos de gran tonelaje, y además con la posibilidad de utilizarse para generar combustibles sintéticos (Power-to-Fuels). En este capítulo se presentará una breve descripción del sector transporte del país, mencionando las principales instituciones relacionadas, la evolución del parque vehicular, los combustibles se suelen utilizar, las emisiones de CO₂ proveniente del sector y una mirada al futuro de los vehículos eléctricos.

2.4.1 Institucionalidad

Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC)

Entre sus funciones están: planificar, programar y ejecutar estudios para proyectos viales y de edificaciones para garantizar el establecimiento de las adecuadas redes de comunicación terrestre, área y

marítima; realizar el mantenimiento de las redes viales del país; establecer, supervisar y controlar el sistema de peajes, entre otras [73].

Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre (INTRANT)

El INTRANT es el órgano nacional rector del sistema de movilidad, transporte terrestre, tránsito y seguridad vial del país. Es descentralizado del Estado y con autonomía administrativa, financiera y técnica, encargado de velar por el cumplimiento de la Ley No. 63-17 de Movilidad, Transporte Terrestre, Tránsito y Seguridad Vial promulgada el 24 de febrero de 2017 por la cual se crea también la institución en sí.

Entre sus atribuciones están: diseñar y ejecutar la política nacional de movilidad, transporte terrestre nacional e internacional, tránsito y seguridad vial; planificar y diseñar el sistema integrado de transporte público; establecer requisitos para transporte de carga; ejercer control administrativo sobre la emisión de las

licencias de operación para la prestación del servicio en las áreas de competencia, e inspeccionar y supervisar las terminales públicas y privadas de pasajeros, de carga y sus módulos.

Dirección General de Seguridad de Tránsito y Transporte Terrestre (DIGESETT)

La DIGESETT se crea a través de la ley No. 63-17, bajo dependencia de la Policía Nacional. Entre sus atribuciones están: elaborar las actas de infracciones a las disposiciones de la ley No. 63-17; fiscalizar y controlar la movilidad de personas y mercancías, el transporte terrestre de pasajeros y cargas, el tránsito y seguridad vial; investigar los accidentes de tránsito; detener o inspeccionar cualquier vehículo o solicitar las documentaciones requeridas cuando a su juicio se cometa una violación de esta ley y sus reglamentos; ejecutar operativos en las vías públicas de los cambios en el sentido de circulación y otras.

Oficina para el Reordenamiento del Transporte (OPRET)

Es una institución creada a partir del decreto transitorio No. 477-05 y ratificada por medio del decreto No. 708-11. A partir de la entrada en vigor de la Ley No. 63-17, la OPRET, pasa a ser reformada a una empresa pública o mixta prestadora de servicios nacionales de transporte ferroviario y por cable. Tiene como funciones principales operar y mantener las líneas del Sistema de Transporte Rápido Masivo que se compone del Metro y el Teleférico de Santo Domingo.

Oficina Metropolitana de Servicios de Autobuses (OMSA)

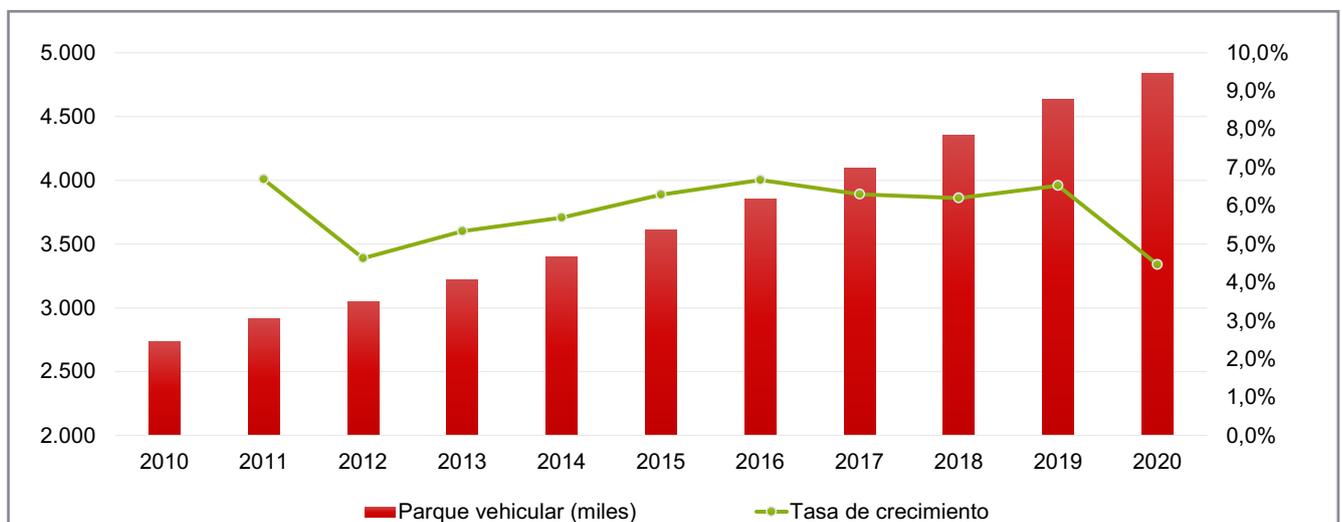
La institución surge a partir del decreto No. 448-97, por el cual se le atribuye dar servicios de preparación, mantenimiento, reparación y despacho de autobuses de transporte público en la ciudad de Santo Domingo, para lo cual necesita adquirir buses según las rutas a operar. La OMSA, con la entrada en vigor de la ley No. 63-17, pasa de ser una institución en dependencia de la Presidencia de la República a una empresa pública o mixta prestadora de servicios nacionales de transporte de autobuses.

2.4.2 Transporte terrestre

Parque vehicular

El parque vehicular del país casi se duplica en los últimos diez años, esto impulsado por el continuo desarrollo económico y el consecuente incremento del poder adquisitivo de la población. En 2010, de acuerdo con cifras de la Dirección General de Impuestos Internos (DGII), el parque vehicular del país tenía registrado alrededor de 2,735,000 unidades que comprendían motocicletas, automóviles, buses (Clase I, Clase II o Clase III), camiones de carga, etc. Para finales de 2020, el parque vehicular del país era de 4,842,367 unidades, para un incremento en el periodo 2010-2020 del 77 % [74].

Ilustración 29. Evolución del parque vehicular dominicano en miles de unidades. Fuente DGII [74].



Por otro lado, el parque vehicular se concentra en su mayoría en las ciudades de Santo Domingo y el Distrito Nacional con 28.5 y 15.8 % del total respectivamente, seguida por la ciudad de Santiago de los Caballeros con 7.9 %, cubriendo estas tres ciudades un 52.3 % del parque vehicular total al cierre del año fiscal 2020, como se observa en la Ilustración 30 [74].

En el 2018, el parque vehicular estaba compuesto principalmente por motocicletas y vehículos para pasajeros (automóviles y jeeps). Un 60.45 % de los vehículos para pasajeros utilizaba gasolina, un 29.64 % GLP y el restante gasoil. Para el caso de los vehículos de carga ligera, el 50.55 % utilizaba gasoil mientras que un 33.26 % gasolina y el restante GLP [75]. En la Tabla 9 se puede observar más información respecto al uso de combustible según vehículo.

Ilustración 30. Parque vehicular dominicano según provincia, al año 2020. Fuente: DGII [74].

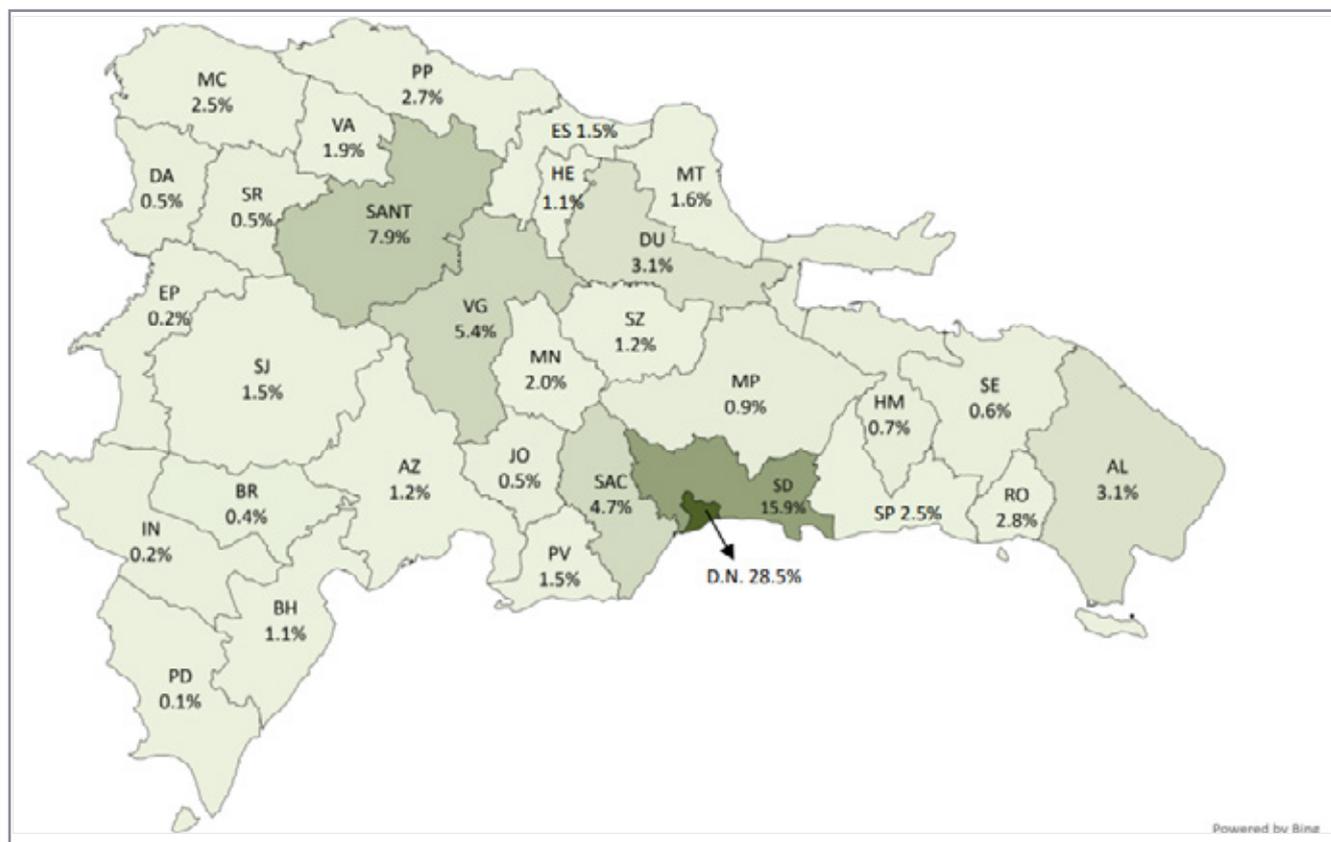


Tabla 9. Cantidad de vehículos según combustible y categoría, al año 2018. Fuente: Grutter Consulting [75].

CATEGORÍA DE VEHÍCULO	GASOLINA	GASOIL	GLP	TOTAL
Para pasajeros (carros y jeeps)	795,102	130,308	389,853	1,315,263
Taxis			27,635	27,635
Motocicletas	2,398,511			2,398,511
Buses pequeños		4,135	8,040	12,175
Buses urbanos estándar		1,197		1,197
Buses turísticos		88,815		88,815
Vehículos de carga ligera	43,203	65,663	21,020	129,886
Camiones < 7,5t		206,070		206,070
Camiones 7,5-16t		45,741		45,741
Camiones 16-32t		45,741		45,741
Camiones >32t		20,746		20,746

Excluyendo a las motocicletas, se puede observar que los vehículos en el país utilizan principalmente gasolina y gasoil como combustible. A partir de lo anterior, se puede observar un gran uso de los combustibles fósiles en el parque

vehicular lo cual deriva en emisiones significativas de GEI en este sector. En la Tabla 10 se muestra la cantidad de emisiones estimadas que produjo el parque vehicular en el 2018.

Tabla 10. Emisiones de GEI según categoría de vehículo, en tonelada equivalente (teq). Fuente: Grutter Consulting [75].

EMISIONES GEI SEGÚN CATEGORÍA DE VEHÍCULO EN TEQ					
CATEGORÍA DE VEHÍCULO	NOX	PM2.5	CO ₂ TTW	CO ₂ WTW	ENERGÍA EN TJ
Para pasajeros (carros y jeeps)	4,013	218	2,834,240	3,374,339	42,095
Taxis	224	27	211,562	238,384	3,353
Motocicletas	3,802	42	1,325,413	1,586,685	19,126
Buses pequeños	156	26	201,258	244,801	4,199
Buses urbanos estándar	576	12	69,531	92,455	938
Buses turísticos	7,949	147	698,988	945,484	9,433
Vehículos de carga ligera	470	165	591,961	824,379	8,331
Camiones < 7,5t	7,192	126	663,167	889,231	8,950
Camiones 7,5-16t	2,516	48	225,902	305,687	3,049
Camiones 16-32t	3,618	71	306,060	417,929	4,130
Camiones >32t	1,942	40	165,918	227,624	2,239
Total	32,457	920	7,294,000	9,147,000	105,843

Los vehículos para pasajeros y motocicletas son la principal fuente de emisiones de CO₂ del parque vehicular. Las emisiones de GEI por transporte terrestre en el país fueron de aproximadamente 7.3 millones tCO₂eq TTW (tank-to-wheel) y 9.15 millones de tCO₂eq WTW (well-to-wheel) en 2018. El concepto de tank-to-wheel hace referencia a las emisiones de la transformación del combustible del vehículo en energía mecánica. Mientras que well-to-wheel comprende la suma de las emisiones tank-to-wheel y well-to-tank, las últimas siendo aquellas provocadas por los procesos que van desde la producción del combustible hasta el momento en que es llevado a la estación de expendio.

El 38.86 % de las emisiones de CO₂ TTW provinieron de los vehículos para pasajeros (jeeps y carros), mientras que las motocicletas representaron un 18.17 % de las emisiones. Los buses turísticos, camiones de poco tonelaje (<7.5 t) y vehículos de carga ligera, produjeron respectivamente el 9.58 %, 9.09 % y 8.12 % de las emisiones.

2.4.3 Movilidad eléctrica

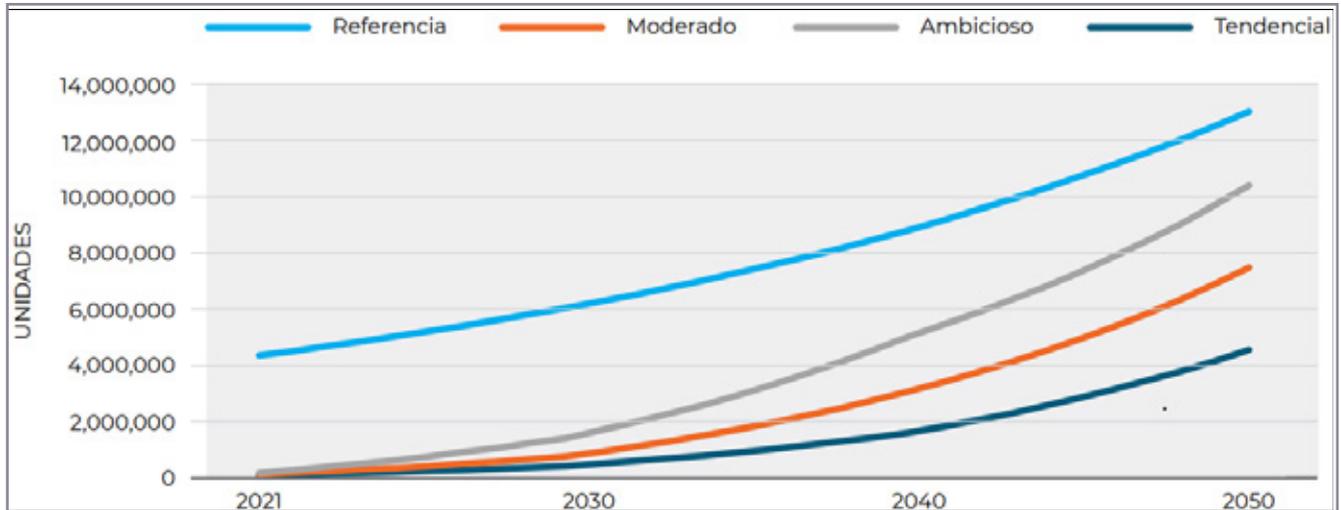
Los vehículos eléctricos tienen la ventaja de no producir emisiones directas, lo que mejora la calidad del aire en las zonas urbanas. Las emisiones de los vehículos eléctricos dependen en gran medida de las fuentes utilizadas para la generación de electricidad que alimentan al vehículo. El incremento de las energías renovables en la matriz de generación dominicana contribuye, por tanto, a la reducción de emisiones de los vehículos eléctricos. La importación de vehículos eléctricos a República Dominicana es incentivada mediante la Ley No. 103-13 ya mencionada. A finales del año 2020, se habían importado 1,905 vehículos eléctricos al país [76].

En el 2020, el INTRANT publicó el Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica con el que busca viabilizar la masificación de tales vehículos, en el marco de los compromisos para reducir las emisiones GEI, además de reducir obstáculos regulatorios y promover el despliegue de infraestructura de carga adecuada, entre otras medidas. La plataforma más amplia de estaciones de recarga eléctrica en la República Dominicana pertenece a Evergo, la cual cuenta con más de 300 estaciones instaladas o en proceso de instalación y con el compromiso de 500 estacionales instaladas para finales del 2021 [77].

Perspectiva

El INTRANT, en su Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica, proyecta bajo un escenario tendencial un crecimiento de vehículos eléctricos en el país con tasas cercanas al promedio actual internacional. Las tasas de crecimiento actual internacional del escenario tendencial, supone para flotas públicas una penetración del 10 % para el año 2030 (1 % anual entre 2020-2030), 40 % para el 2040 (3 % anual entre 2030-2040), y 70 % para el 2050 (3 % anual entre 2040-2050). Al parque vehicular privado se le asignan para los mismos periodos, tasas del 5 % (0.5 % anual entre 2020 y 2030), 10 % (1 % anual entre 2030 y 2040), y 30 % (1.5 % anual entre 2040 y 2050). Bajo el escenario tendencial, para el 2030 habrían incorporadas al parque vehicular dominicano alrededor de 341 mil unidades de vehículos eléctricos, de la cual la mayoría, un 59.8 % serían motocicletas eléctricas y un 29.2 % automóviles y jeeps eléctricos [78]. En la Ilustración 31 se presenta la proyección 2021-2050.

Ilustración 31. Proyección parque vehicular eléctrico dominicano. Fuente: Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica [78].



2.4.4 Transporte marítimo

El transporte marítimo también es importante como consumidor de combustibles fósiles, pero especialmente por ser la única vía de entrada de combustibles al país (en apartados anteriores se ha puesto de manifiesto la dependencia de República Dominicana de las importaciones energéticas).

El organismo regulador del sistema portuario nacional es la Autoridad Portuaria Dominicana (APORDOM). Es el encargado de dirigir y administrar los puertos marítimos, e incrementar el comercio internacional del país. En su informe estadístico anual APORDOM define un total de 20 puertos y terminales.

El 62.5 % del valor de las exportaciones de República Dominicana se realizan por vía marítima a través de los puertos del país. Por su parte, el 85.9 % del valor de los bienes importados ingresó por vía marítima, abarcando la totalidad del carbón, gas natural, petróleo y sus derivados.

Alrededor del 96 % del comercio internacional y local del país se realiza por vía marítima. Durante el año 2020 se movilizaron 29.12 millones de toneladas métricas (T.M.), un decremento de un 1.78 % con respecto al 2021. Del total, el 69.75 % del tonelaje transportado corresponde a importaciones, el 11.05 % exportaciones y el 19.20 % a cargas en tránsito.

Los puertos dominicanos recibieron un total de 4,337 embarcaciones en este período. La mayoría corresponde a cargueros (66.06 %), seguido tanqueros (12.24 %), graneleros (7.42 %), remolcadores (2.21 %) y barcasas (2.05 %). El 10.01 % restante corresponde a cruceros, yates, ferris y otras embarcaciones.

El puerto con mayor movimiento del país es el puerto de Río Haina, por el que transitaban el 38.94 % de las embarcaciones en el 2020, y el 37.8 % del tonelaje total. En segundo lugar, está el puerto Caucedo, con el 23.24 % de las embarcaciones y el 31.9 % del tonelaje transportado. Estos 2 puertos abarcan la mayor parte del comercio marítimo, con solo 4 puertos superando el millón de toneladas anuales. Los puertos de Punta Catalina y la Cana se utilizan exclusivamente para el transporte de combustibles. El puerto de Punta Catalina transportó 1.66 millones T.M. de carbón en 27 barcos graneleros, mientras La Cana recibió 1.37 millones de T.M. de combustible en 127 barcos tanqueros.

2.5 Acerca del sector industrial

El sector industrial es el segundo sector que más aporta al valor agregado, al empleo y al crecimiento de la República Dominicana, después del sector servicios. Dentro del sector industrial, el subsector con mayor valor agregado en 2020 fue el subsector de manufactura local seguido por el subsector construcción, la manufactura en zonas francas y por último el subsector de explotación de minas y canteras [79].

Consumo energético del sector

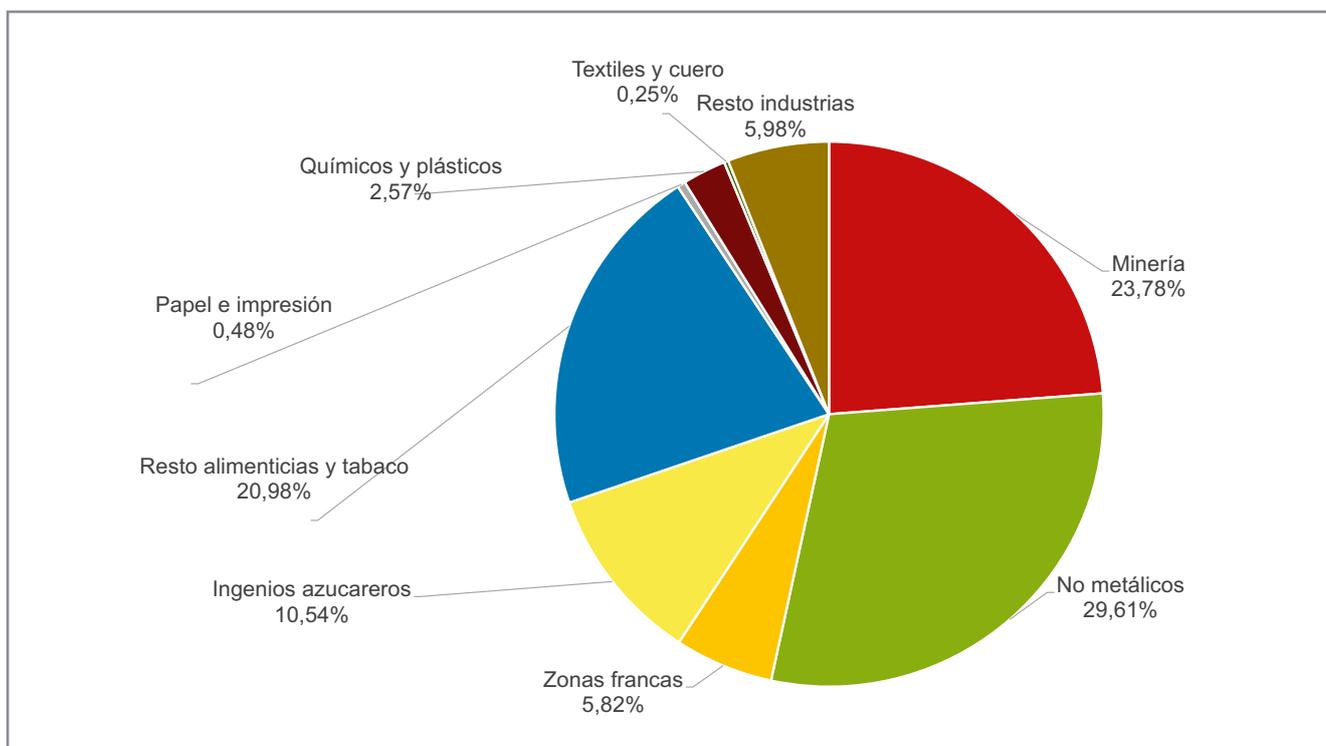
El consumo energético del sector industrial en el año 2018 fue de 1,599 ktep, aportados por 11 fuentes: gas natural, GLP, gasolina, gasoil, fueloil, carbón mineral, coque de petróleo, leña, residuos de biomasa, solar y electricidad. De las anteriores, las dos terceras partes del consumo neto se concentra en la electricidad con 37.9 %, residuos de biomasa con 17 % y el coque de petróleo 11.9 % [80].

El subsector industrial con mayor consumo energético en el 2018 fue el sector de la industria alimenticia y del tabaco, con un 31.5 % del consumo, donde una tercera parte se consume en los ingenios azucareros. A este sigue la fabricación de productos minerales no metálicos con un 29.6 % del consumo, la minería con un 23.8 % del consumo, y las zonas francas con un 5.8 % [80]. En la Ilustración 32 se muestra la participación en el consumo energético de cada subsector industrial en el 2018.

2.5.1 Minería

En el país los yacimientos de minerales en explotación se localizan a lo largo de todo el territorio nacional siendo de operación minera a cielo abierto, con la excepción de la mina de la Corporación Minera Dominicana (CORMIDOM) en Maimón. Las concesiones para la explotación y exploración minera se dividen en dos: minera metálica y minera no metálica. Estas concesiones son otorgadas por la Dirección General de Minería, con base en la Ley No. 146-71 [81].

Ilustración 32. Participación en el consumo energético por subsector industrial en el 2018 (porcentaje). Fuente: Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía de República Dominicana (2018) [80].



Al 31 de marzo de 2021 han sido otorgadas 101 concesiones para explotación minera no metálica, que agrupan un área de 121,220 hectáreas cuadradas. Además, 26 y 71 concesiones para exploración de recursos mineros metálicos y no metálicos, respectivamente.

Los proyectos de explotación minera metálica del país se ubican principalmente en las provincias de La Vega, Monseñor Nouel y Sánchez Ramírez. Estas explotaciones son: Quisqueya I de ferromineral, operada por Falconbridge Dominicana S.A.; la Reserva Fiscal de Montenegro operada por Pueblo Viejo Dominican Corporation extrayendo oro y plata; Envirogold Las Lagunas

Limited (Envirogold), que aprovecha el oro, plata y cobre de la Presa de Colas las Lagunas; y la concesión Cerro de Maimón de CORMIDOM que posee un proyecto de extracción de oro, plata y cobre [81].

En otro sentido, algunos de los minerales no metálicos que se explotan en el país son la arena silícea, arcillas, feldespato, roca caliza, roca caliza coralina, caliza recristalizada, mármol, roca puzolana, travertino, rocas volcánicas, yeso y sal de mina [82]. En la Tabla 11 se presenta los minerales no metálicos de mayor explotación en el país.

Tabla 11. Producción de minerales no metálicos en la República Dominicana. Fuente: Dirección General de Minería [83].

MINERAL NO METÁLICO	2014	2015	2016	2017	2018
Roca Caliza (m ³)	3,962,118	4,206,399	3,801,571	4,083,011	4,064,833
Rocas Volcánicas (m ³)	296,186	489,468	382,203	648,299	485,476
Arcillas (m ³)	217,143	193,206	150,666	176,510	84,963
Yeso (m ³)	184,065	204,687	123,553	94,595	82,896
Roca Caliza Coralina (m ³)	45,165	48,661	55,876	43,628	43,492

En la Tabla 12 se presenta la producción de los minerales metálicos extraídos en la República Dominicana en toneladas métricas.

El metálico de mayor volumen de explotación era bauxita hasta el cese de su explotación en el 2016.

Tabla 12. Producción de minerales metálicos en toneladas métricas (T.M.). Fuente: Dirección General de Minería [83].

MINERALES METÁLICOS	2014	2015	2016	2017	2018
Níquel	-	-	9,913.00	15,632.09	19,213.84
Ferromineral	-	-	33,203.00	43,894.00	53,697.00
Bauxita	1,749,308.00	1,724,162.00	7,318.00	-	-
Cobre	9,262.00	7,324.14	9,725.00	9,618.00	8,587.83
Oro	36.09	31.13	37.93	35.24	31.63
Plata	135.03	95.71	121.75	151.76	166.50
Zinc	-	4,655.00	3,636.00	3,920.00	4,038.00

En la Ilustración 33 se presenta la evolución de las exportaciones mineras entre el 2010 y el 2020. Para el año 2020, las exportaciones mineras representaron cerca del 20 % del valor de las exportaciones del país, y el 83.7 % de ese valor correspondían a las exportaciones de oro. En este mismo año la minería aportó el 2 % del PIB.

Consumo energético de la minería

La minería es responsable por el 23.8 % del consumo energético del sector industrial en el 2018, con un consumo neto de 380.4 ktep. Un consumo basado principalmente en la electricidad (42.5 %), fueloil (31.6 %) y gasoil (25.8 %). El 55.1 % de la energía consumida se usó en producción de calor directo, le siguió fuerza motriz con un 27.6 %, transporte interno con 13.2 %, producción de vapor con un 3.5 % y refrigeración de ambientes con 0.3 % [80].

La electricidad en específico tiene su uso principal en la fuerza motriz (63.4 %) y producción de calor directo (34.9 %). El fueloil y el coque de petróleo se utilizan para calor directo, mientras que el gasoil se utiliza para el transporte interno (51.1 %), calor directo (33.2 %), vapor (13.2 %) y fuerza motriz (2.5 %) [80].

2.5.2 Zonas francas

Para finales de 2019 existían 695 zonas francas (ZF) en el país, de la cual la mayoría (23 %) tenía su actividad económica orientada al área de servicios. A esta actividad, le siguieron las empresas dedicadas a las confecciones y textiles con un 15 %, tabaco y sus derivados con un 13 % y productos agroindustriales con un 8 %. En el 2020, las zonas francas generaron el 3.5 % del PIB del país. En la Ilustración 34 se observa la distribución de las actividades de estas empresas.

Ilustración 33. Exportaciones mineras en millones de dólares estadounidenses. Fuente: Banco Central de RD [84].

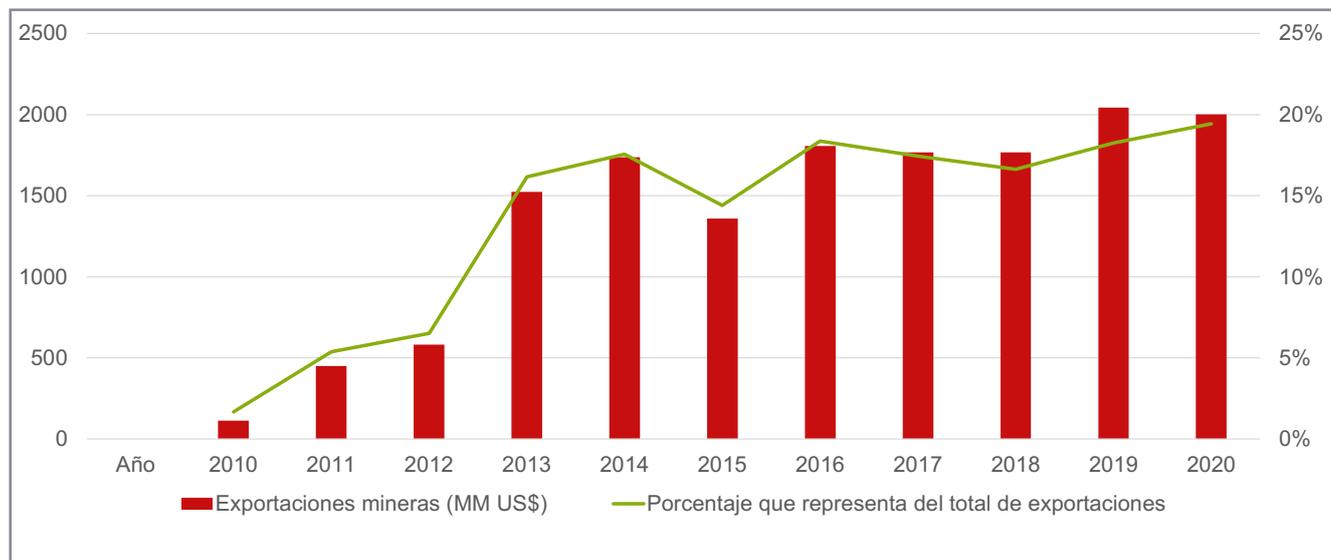
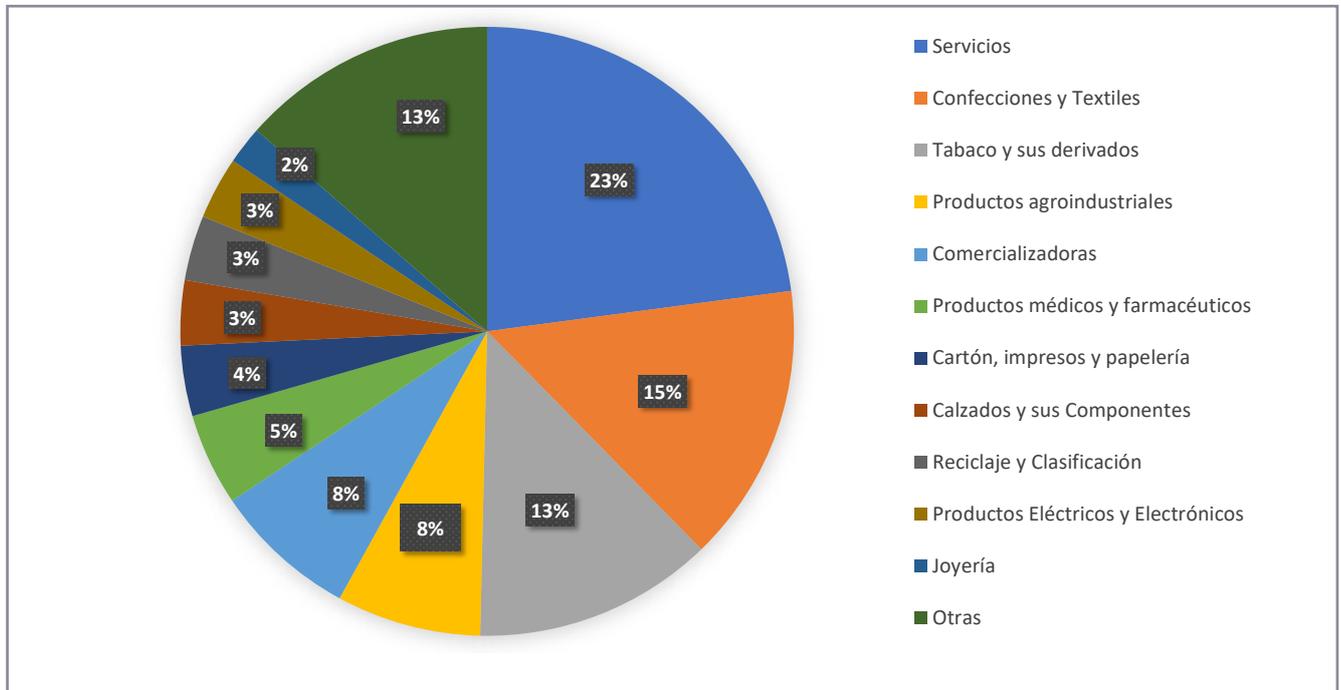


Ilustración 34. Clasificación de las empresas que operan en ZF según actividad de producción. Fuente: Informe Estadístico del Sector Zonas Francas 2019 [85].



Otras empresas tienen sus actividades en el calzado, reciclaje y clasificación, joyería, productos médicos y farmacéuticos, productos eléctricos y electrónicos, comercializadoras y cartón, impresos y papelería.

La mayor cantidad de parques de zonas francas en el país se ubican en Santiago, Santo Domingo y San Cristóbal. Las principales exenciones que reciben las empresas que operan en estos parques son el pago del Impuesto Sobre la Renta, ITBIS e impuestos de importación, arancelarios y de exportación [86].

Consumo energético de zona franca

El consumo energético de zonas francas fue de 93.1 ktep en el 2018, representando el 5.8 % del consumo energético del sector industrial en ese año. El consumo se concentra en electricidad (57 %), leña (30.1 %), GLP (5.4 %), fueloil (3.5 %), gas natural (2.8 %) y otros (1.2 %) [80].

El uso de toda esta energía fue principalmente para generar fuerza motriz con un 36.4 % del consumo total, le siguió la producción de vapor con 33.1 %, refrigeración de ambientes con

15.3 %, producción de calor directo con 10.43 %, y el porcentaje restante estuvo dirigido a iluminación, transporte interno y frío de procesos [80].

La electricidad tiene mayor uso en la fuerza motriz (63.9 %) y en la refrigeración de ambientes (26.9 %); el GLP en la producción de calor directo (66.7 %) y transporte interno (24.7 %); y el gas natural para producir calor directo, al igual que los residuos de biomasa, el fueloil y la mayoría de leña (94.3 %) [80].

2.5.3 Industria alimenticia

La industria alimenticia es la parte de la industria que se enfoca en todos los procesos que se relacionan con la cadena alimenticia. Este subsector de la industria desarrolla y distribuye los productos para alimentación, utilizando insumos de sectores como la agricultura y la ganadería. En ese sentido, se podría decir que es el procesamiento de la yuca para producir casabe la primera agroindustria del país [87].

Las empresas de la industria alimenticia, tanto las de bebidas, alimentos como productos del tabaco, representaban el 28 % del

total de empresas manufactureras en el 2019, y un 6 % del PIB en el 2020. En la Ilustración 35 se puede observar la evolución de la cantidad de empresas de la industria alimentaria que creció un 24 % desde 2016 al 2019, pasando de 1,726 a 2,137 empresas.

En el sector manufacturero, para el 2019 fue la industria alimenticia la mayor empleadora entre los distintos tipos de empresas del sector, con un 29.1 % de todos los empleados del sector manufacturero (99,161 personas).

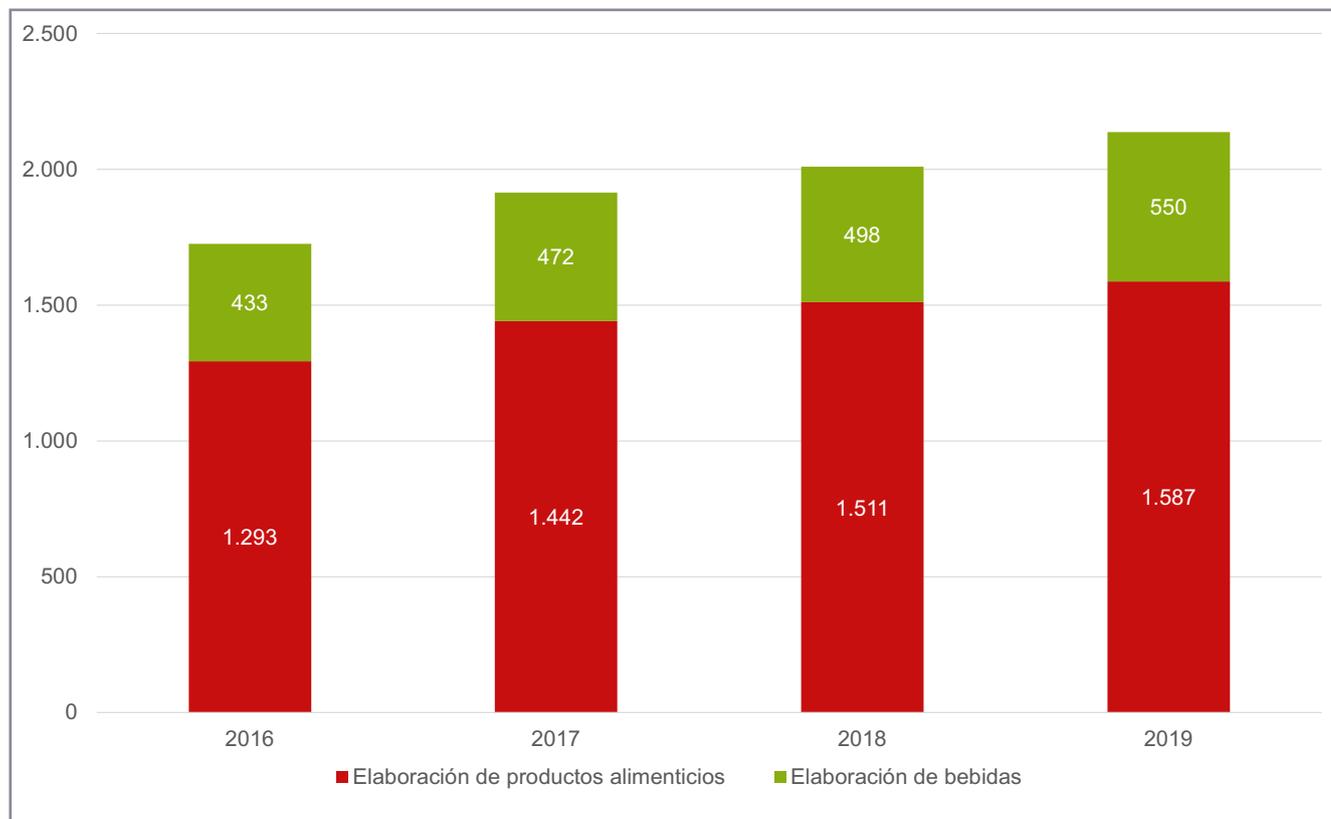
Algunas de estas industrias alimenticias son dulcerías, confiterías y chocolatería, de apicultura, de casabe, panaderías, bebidas alcohólicas, lácteos, tabaco, café, azúcar, cereales y entre otras [89]. El hidrógeno se usa en esta industria para volver las grasas no saturadas en aceites y grasas saturadas, incluyendo aceites vegetales hidrogenados como margarinas y mantequilla [90]. En el país empresas producen margarina como MercaSID y La Fabril.

Consumo energético de la industria alimenticia

El consumo de energía neta de la industria alimenticia y el tabaco, excluyendo a los ingenios azucareros, fue de 335.5 ktep en el 2018. El consumo se concentró principalmente en los residuos de biomasa (46.2 %) seguido por la electricidad (32 %) y el fueloil (8 %). Por otro lado, el consumo de energía de los ingenios azucareros fue de 168.5 ktep en el 2018, con el bagazo como fuente principal de energía (69.6 %). En conjunto, tales industrias representaron el 35.5 % del consumo energético del sector industrial en el 2018 [80].

Para la industria alimenticia el principal uso de la energía consumida es la producción de calor directo (46.5 %), seguido por la producción de vapor (24.7 %) y fuerza motriz (20 %). En los ingenios azucareros el uso de la energía se concentra principalmente en la producción de vapor con un 79.3 % [80].

Ilustración 35. Cantidad de empresas del sector alimentario en RD. Fuente: Directorio Nacional de Empresas y Establecimientos 2019 [88].



2.6 Uso actual del hidrógeno en República Dominicana

En la República Dominicana, el hidrógeno es utilizado en refinerías para los procesos de hidrodesulfuración y desnitrificación, además de ser implementado en centrales térmicas como refrigerante al momento de hacer los mantenimientos de generadores eléctricos y para la fabricación de margarinas.

No existe ninguna planta de producción de hidrógeno en el país, por lo que el hidrógeno consumido es importado de Estados Unidos, Brasil, Puerto Rico, entre otros.

En el país no existen normas que rijan el almacenamiento, transporte o distribución de hidrógeno por lo que las empresas utilizan normas internacionales para la gestión del hidrógeno.

El volumen de hidrógeno comercializado en el país al año ronda por los 150,500 m³ por año aproximadamente. El mercado es estacional y depende netamente de la disponibilidad.

2.6.1 Aplicaciones

El consumo del hidrógeno en la República Dominicana es relativamente pequeño comparado con otros países debido a que localmente no hay grandes industrias que requieran de un suministro significativo. Sus principales aplicaciones se encuentran en la refinación de petróleo, uso en las centrales eléctricas y en la producción de aceites y margarinas.

En el país, el hidrógeno que se importa se recibe y se almacena a presión en cilindro o tube trailers y se pudo determinar que el mercado del hidrógeno en es estacional y depende en gran medida de la disponibilidad. Se estima que la cantidad de hidrógeno que se comercializa en un año en el país ronda los 150,500 m³ aproximadamente.

Refinerías

El hidrógeno es utilizado en el proceso de hidrodesulfuración, en el cual los compuestos organosulfurados se eliminan sobre catalizadores heterogéneos durante el refinamiento del petróleo en la refinería REFIDOMSA, la única del país [91]. La falta de eliminación de azufre durante este proceso resulta en la formación de óxidos de azufre nocivos. En ese mismo sentido, se

utiliza para la desnitrificación, el cual es un proceso que destinado a reducir el porcentaje de nitrógeno que se encuentra en las fracciones del petróleo.

Centrales eléctricas

Las centrales eléctricas que utilizan tecnología de turbina de vapor generan una considerable cantidad de calor, y por sus propiedades se utiliza el hidrógeno como refrigerante. Este tiene dos propiedades, una alta conducción térmica y una muy baja viscosidad que hacen a los generadores ser más eficientes. Durante el mantenimiento en las turbinas estas son purgadas con dióxido de carbono para remover el hidrógeno y así realizar el mantenimiento sin los riesgos que presenta el hidrógeno, como su alta inflamabilidad [92].

Industria alimenticia

En la industria alimenticia se utiliza para la fabricación de margarinas a través de la hidrogenación. La hidrogenación es un proceso en el cual se utiliza hidrógeno gaseoso para cambiar un aceite vegetal líquido y convertirlo en margarina dura para untar. Este proceso estabiliza el aceite e impide que se estropee a causa de la oxidación, y durante este los enlaces insaturados de los ácidos grasos de las moléculas del aceite reaccionan con átomos de hidrógeno en presencia de un catalizador [93].

2.6.2 Cadena de suministro de hidrógeno

Se estima que la demanda de hidrógeno actual en la República Dominicana es de aproximadamente 150,600 m³ anuales. Se identificaron 2 empresas que comercializan hidrógeno en la República Dominicana y que abarcan el mercado local.

Empresa A

La empresa comercializa hidrógeno a otras empresas de manera regular, sin embargo, este no es producido localmente, sino que este es importado en su forma gaseosa en cilindros desde diversas fuentes de producción en el mundo como Estados Unidos, Brasil y Argentina. Este hidrógeno importado en cilindros es despachado entonces por una flota de distribución de vehículos.

La tecnología de producción del hidrógeno que se importa, usualmente proveniente de Estados Unidos, se obtiene por

medio de reformado de biogás, energías renovables a través de electrólisis del agua y a partir de gas natural, y el uso de tecnologías CCU. El tipo de tecnología para la captación de emisiones de carbono durante el proceso de producción del hidrógeno a nivel internacional es Cryocap™ H₂.

Empresa B

La empresa distribuye y vende hidrógeno a laboratorios, centrales eléctricas y a la industria alimenticia. Sin embargo, este hidrógeno no es producido localmente, sino que es importado desde otros países como Estados Unidos o Puerto Rico. Este hidrógeno que se importa al país suele ser hidrógeno azul, gris y negro, es decir que el hidrógeno importado se produce con gas natural y CCU, y por medio de SMR.

Debido a que en el país no existe una normativa específica para el hidrógeno la empresa se auxilia en normas y estándares internacionales como la NFPA, CGEA, EIGA, ASME, entre otras.

3. Perspectivas para República Dominicana



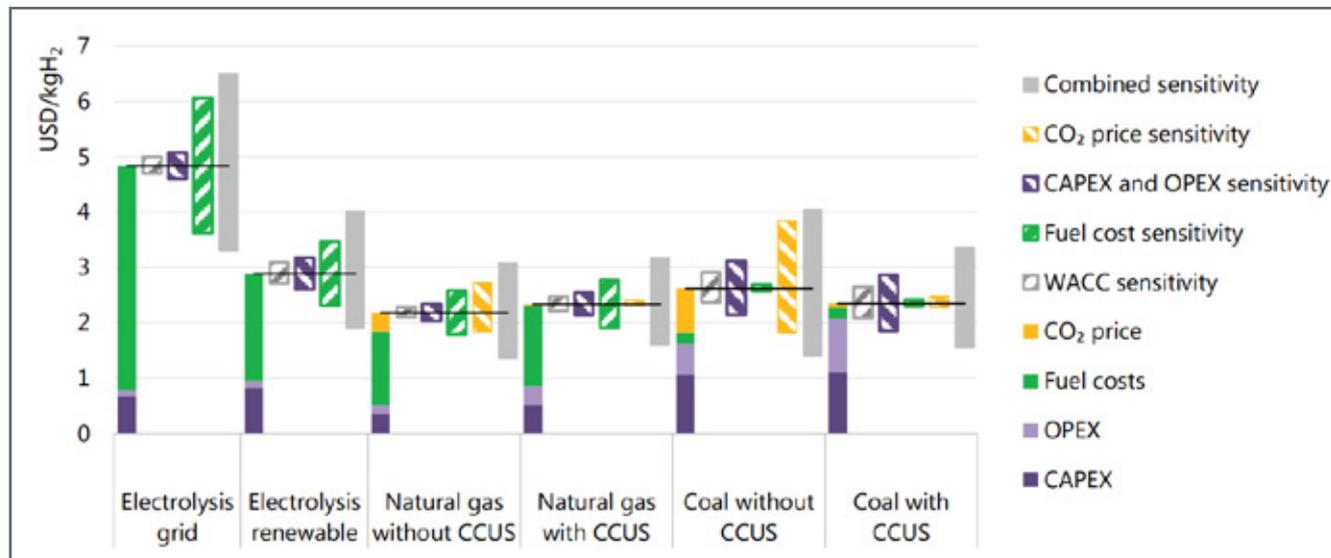
3.1 Análisis de costo de producción de hidrógeno solar y eólico

3.1.1 Internacional

El costo de producción del hidrógeno a partir de determinado combustible o tecnologías es influenciado por varios factores de orden técnico y económico. En el caso de la obtención por medio de la electrólisis del agua, depende principalmente del CAPEX, la eficiencia de conversión, el costo de electricidad, las horas anuales equivalente (u operativas) en que se utiliza el electrolizador y, en menor medida, del costo del agua.

Según un estudio de la IEA, el costo nivelado de hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) al 2030 a partir de combustibles fósiles permanece siendo más bajo que a partir de energías renovables (sin impuestos o precios a las emisiones de carbono), a pesar de que el hidrógeno verde podría llegar a los 3 US\$/kgH₂ [1]. En la Ilustración 36 se muestra la citada proyección para varias tecnologías de producción la cual está sensibilizada con el detalle de los distintos factores que influyen en el valor del LCOH.

Ilustración 36. Proyección de costos de producción de hidrógeno verde a nivel mundial. Fuente: IEA [1].



Respecto a la competitividad del hidrógeno verde a nivel mundial, en países y regiones como Chile, China, India, y África del Norte este surge como más competitivo frente al hidrógeno gris.

Por su parte, la región de Latinoamérica y el Caribe (LAC) no queda exenta de la discusión mundial, y en el último informe de la IEA se proyectó que para el 2050 el LCOH debería estar entre los 0.8 y los 2.4 USD/kgH₂, como es posible observar en la Ilustración 38. En el caso específico de República Dominicana, este valor en el 2050 estaría en el rango entre 1.4 y 1.6 USD/kg [94].

Ilustración 37. Proyección de costos de producción de hidrógeno verde según región o país. Fuente: IEA [1].

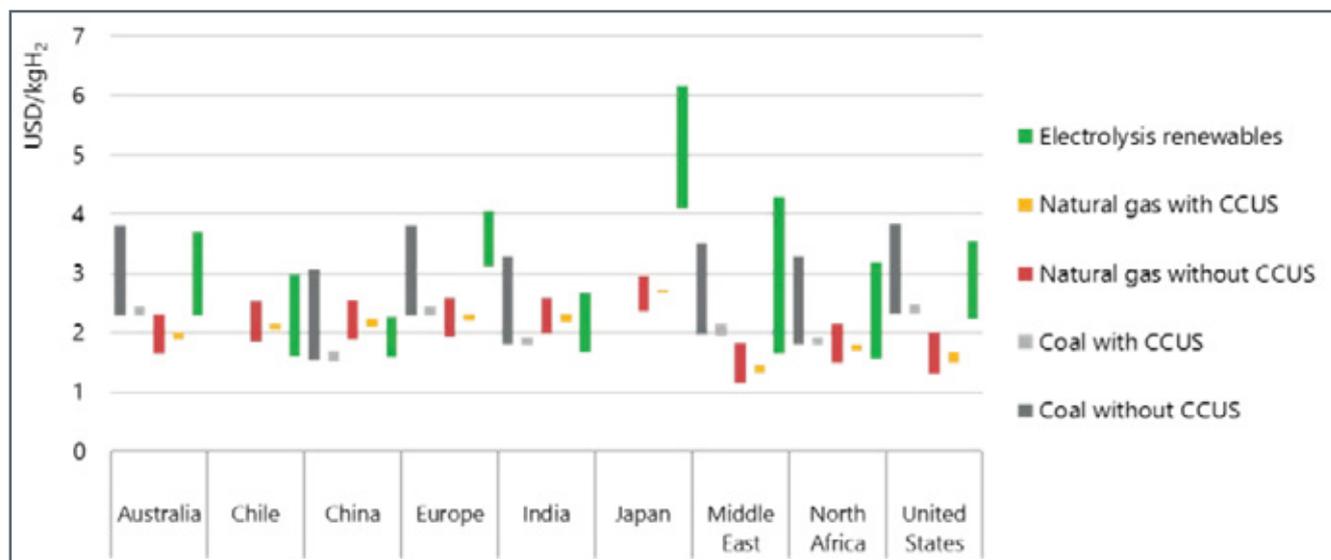
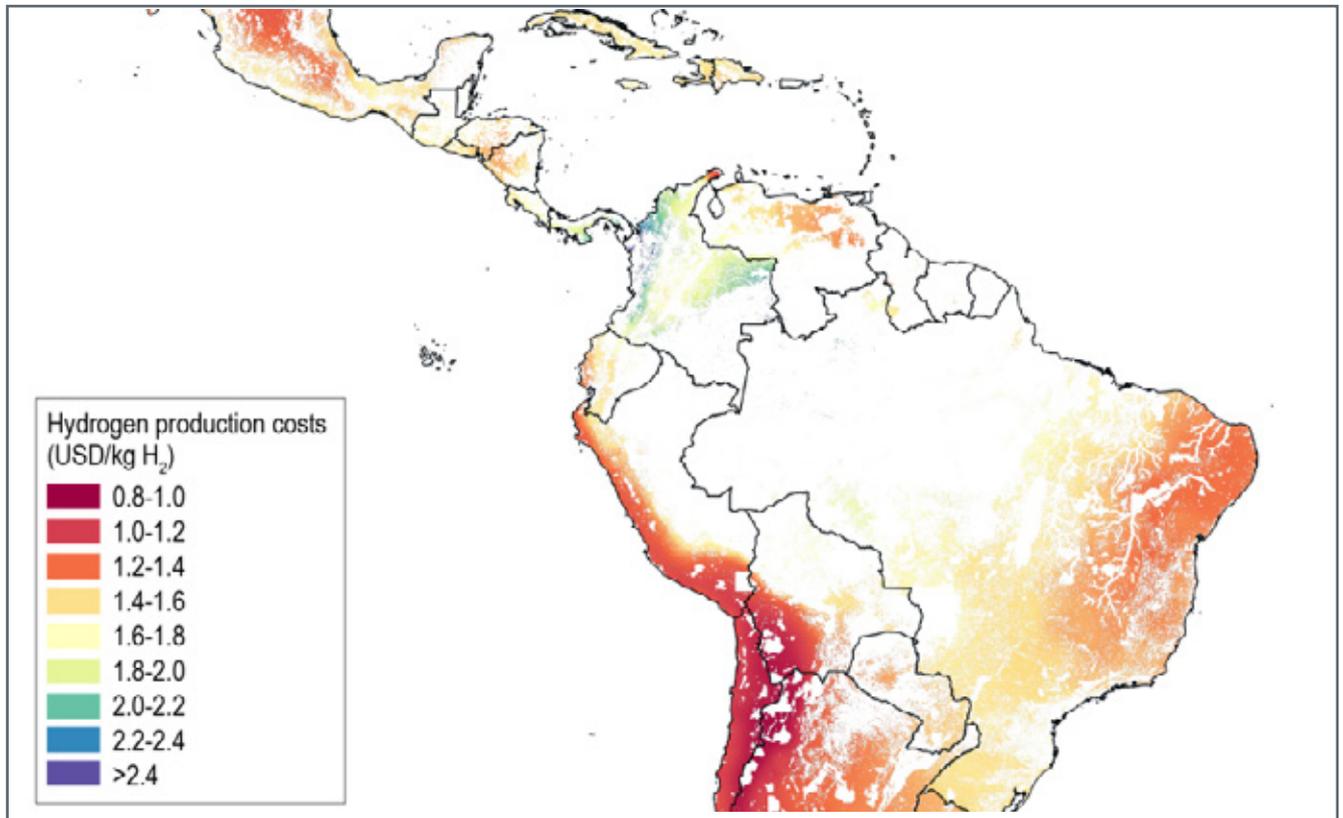


Ilustración 38. Costo de producción de hidrógeno en América Latina al 2050. Fuente: IEA [94].



En otro orden, DNV en un reciente informe prospecta un costo nivelado de hidrógeno basado en energía solar actualmente casi a 4 USD/kgH₂, llegando a cerca de 1.8 USD/kgH₂ en el 2050 para LAC en promedio (en zonas de alta irradiación el costo sería menor).

Para el 2030, un costo de hidrógeno de 1.6-2.3 USD/kg (sin precios al carbono) estaría in the money en las aplicaciones de transporte por carretera, siendo competitivo con los combustibles convencionales (excluyendo a los buses turísticos) [8].

En la Ilustración 40 se puede observar el LCOH necesario para alcanzar el breakeven (umbral de rentabilidad) en distintas industrias, destacándose el sector de transporte de larga distancia con requerimientos de alta autonomía, donde la electromovilidad en base a baterías no alcanza a ofrecer una solución competitiva.

Ilustración 39. Costo nivelado del hidrógeno vía energía solar en América Latina. Fuente: DNV [95].

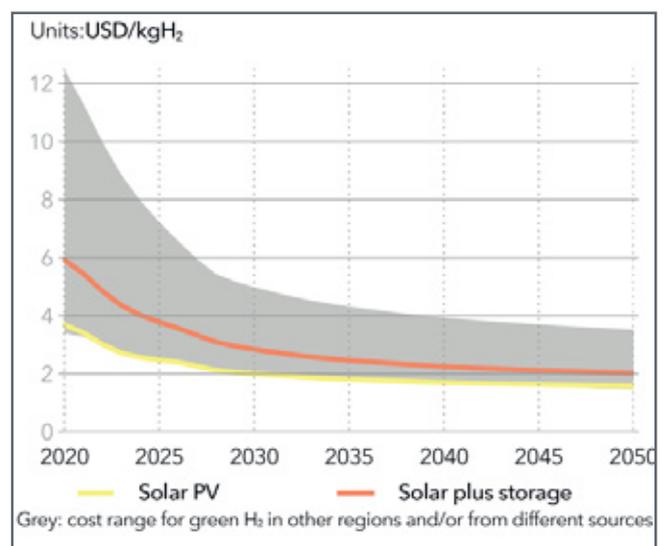
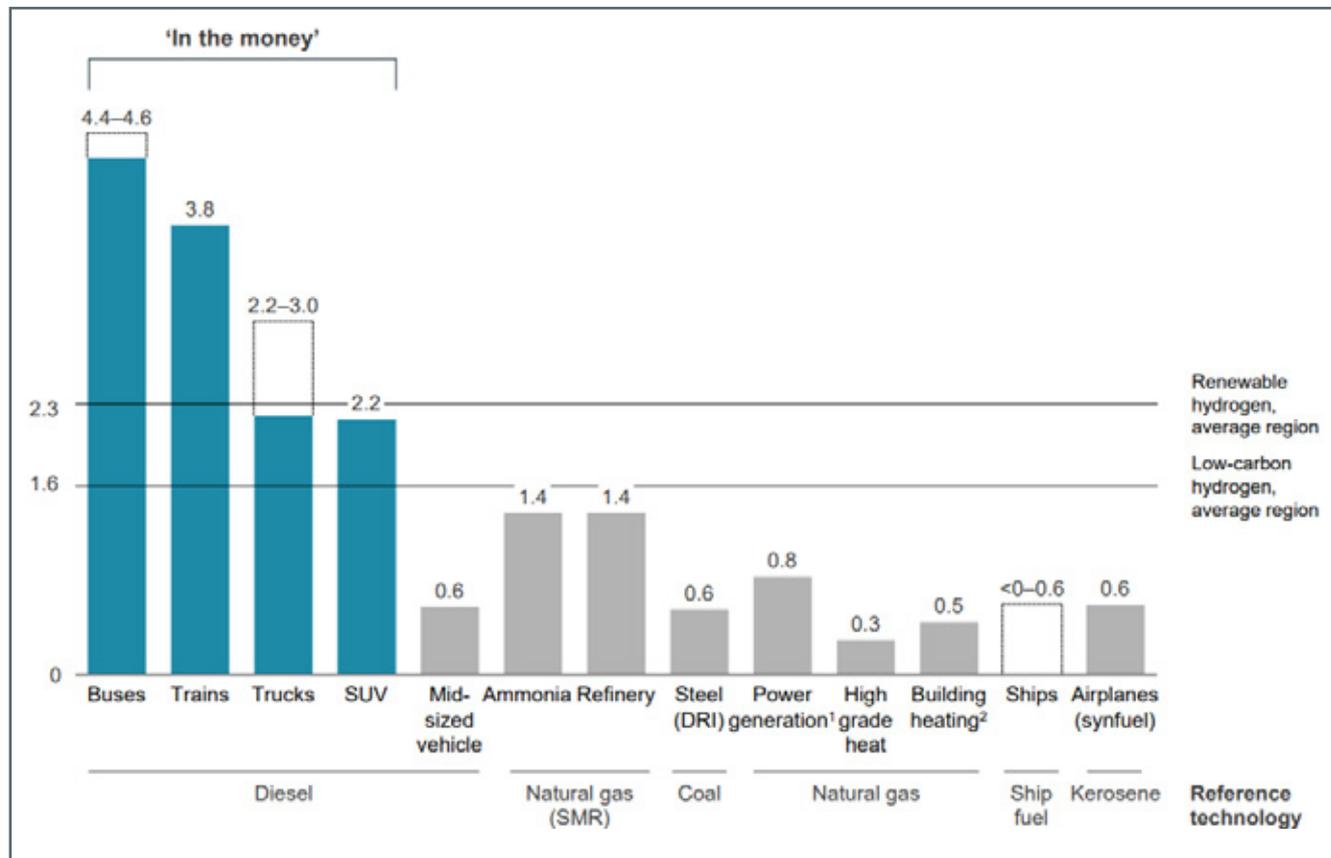


Ilustración 40. Costo requerido de producción del hidrógeno para el breakeven en distintas industrias al 2030, en USD/kg. Fuente: Hydrogen Council [8].

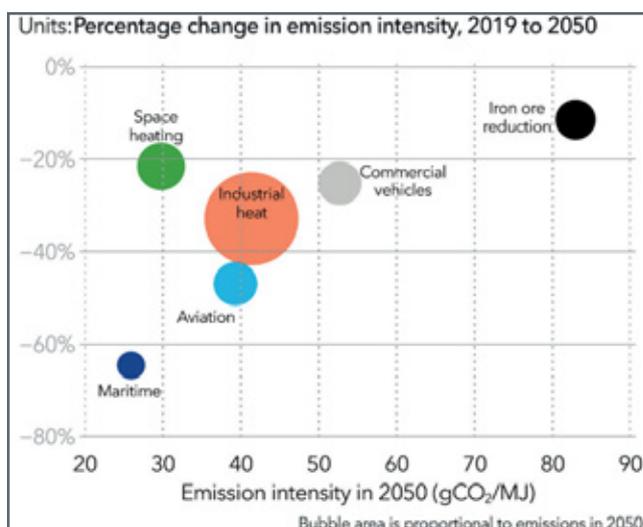


Por otra parte, resulta interesante mirar los sectores “hard to abate” como el acero, aviación, marítimo, grandes industrias, entre otros; ya que presentan una alta intensidad de emisiones, llegando a ser responsables de cerca del 35 % de éstas a nivel mundial y son sectores difíciles de electrificar, por lo que un energético como el hidrógeno verde podría ser la solución ideal [13], [95] y permitir la reducción en los porcentajes observables en la Ilustración 41.

Hydrogen to X

A partir del hidrógeno se puede producir distintas sustancias y combustibles sintéticos como el amoníaco, metanol o queroseno, entre otros. Los respectivos costos de producción dependen fuertemente del CAPEX para cada planta particular. De esta manera, el CAPEX puede constituir entre un 30 y 40 % del costo total de producción del amoníaco y los hidrocarburos sintéti-

Ilustración 41. Emisiones de CO₂ de los sectores difíciles de abatir para el 2050. Fuente: DNV [95].



cos, si estos son producidos a partir de electricidad (influenciado principalmente por los costos del electrolizador), mientras que el proceso de síntesis y otros componentes del equipo tienen un impacto menor [1]. En estos casos de producción de hidrógeno electrolítico, el OPEX traducido principalmente en electricidad, también cobra gran relevancia.

Para la situación de los hidrocarburos sintéticos se debe considerar, además, el costo de captura del CO₂ el cual dependerá del proceso y alternativa tecnológica a utilizar. En el caso de que las emisiones de CO₂ provengan de fuentes industriales, las soluciones tecnológicas para su captura se pueden ver en la Ilustración 42 y en el caso de que las emisiones de CO₂ provengan del aire, las alternativas tecnológicas de captura se resumen en la Ilustración 43.

Ilustración 42. Tecnologías de separación y captura de CO₂. Fuente: GIZ, INODU [96].

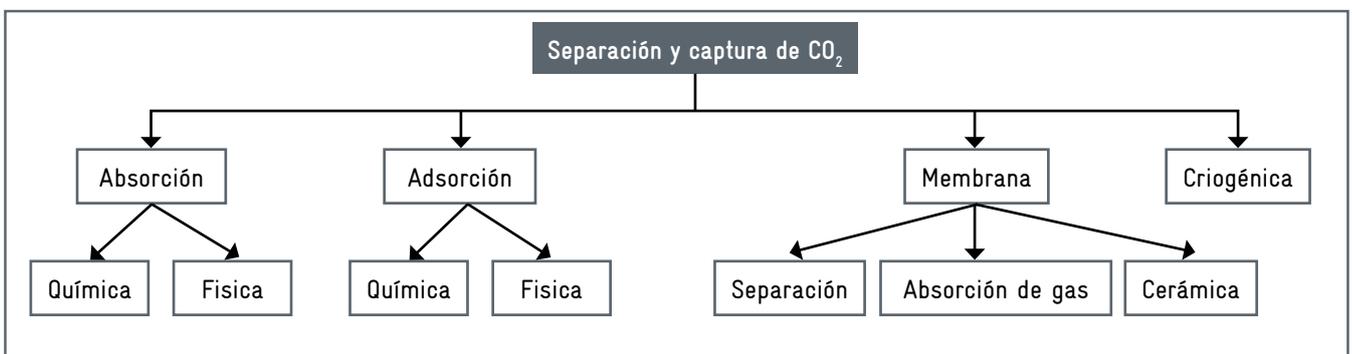
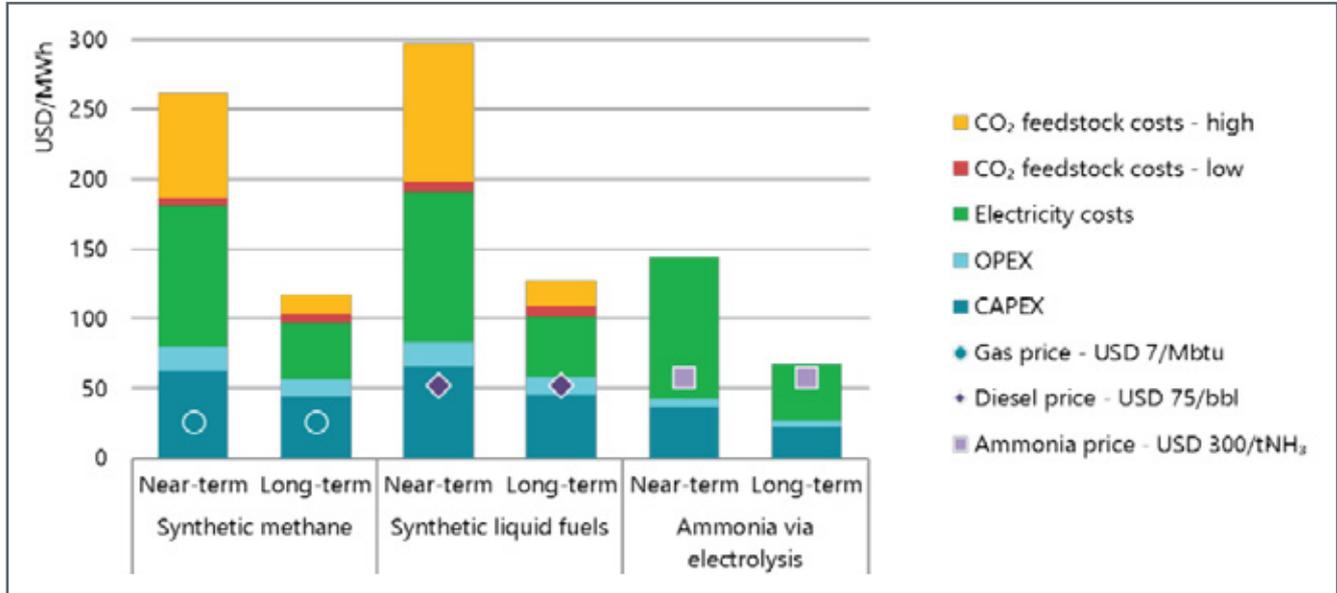


Ilustración 43. Alternativas tecnológicas de captura de CO₂ directa del aire. Fuente: GIZ, INODU [96].

Fuente	Inevitabilidad	Technologie	Alternativas	Compañías
DAC (Direct Air Capture)	Inevitable	Absorción → Química	Alta temperatura – solvente acuoso	Carbon Engineering (Canadá)
		Adsorción → Química	Baja temperatura – solvente sólido	Climeworks (Suiza) Global Thermostat (USA)

Ilustración 44. Precios indicativos de producción de productos a partir de hidrógeno producido con electrolisis. Fuente: IEA [1].



En la Ilustración 44 se muestra una proyección de los costos de producción para tres vectores energéticos a corto y largo plazo. Se observa que la sustancia con mayor prospectiva es el amoníaco verde, donde al largo plazo alcanza precios competitivos a la par con el amoníaco convencional.

3.1.2 Nacional

Para estudiar el comportamiento del valor del LCOH en República Dominicana se estructuró un caso base de una planta de electrólisis PEM de 1.25 MW de potencia con almacenamiento a 200 bares de presión, sobre el cual se fueron generando distintos escenarios mediante la modificación del precio de la electricidad y el tipo de suministro cuyas alternativas fueron una planta solar dedicada o bien una conexión a la red, según localización seleccionada. Adicionalmente otras consideraciones fueron las siguientes:

- CAPEX: 2210 \$/kW (coste total instalado)
- OPEX: 1 % del CAPEX (sin considerar costo eléctrico)
- Sustitución del stack en el año 10 con un coste de 256 \$/kW

- Vida del proyecto: 15 años
- WACC: 7.4 %
- Consumo energético: 54 kWh/kg H₂, teniendo en cuenta la etapa compresión.

Así se configuraron nueve casos cuyos resultados se presentan a continuación organizados por localización.

Zona San Cristóbal

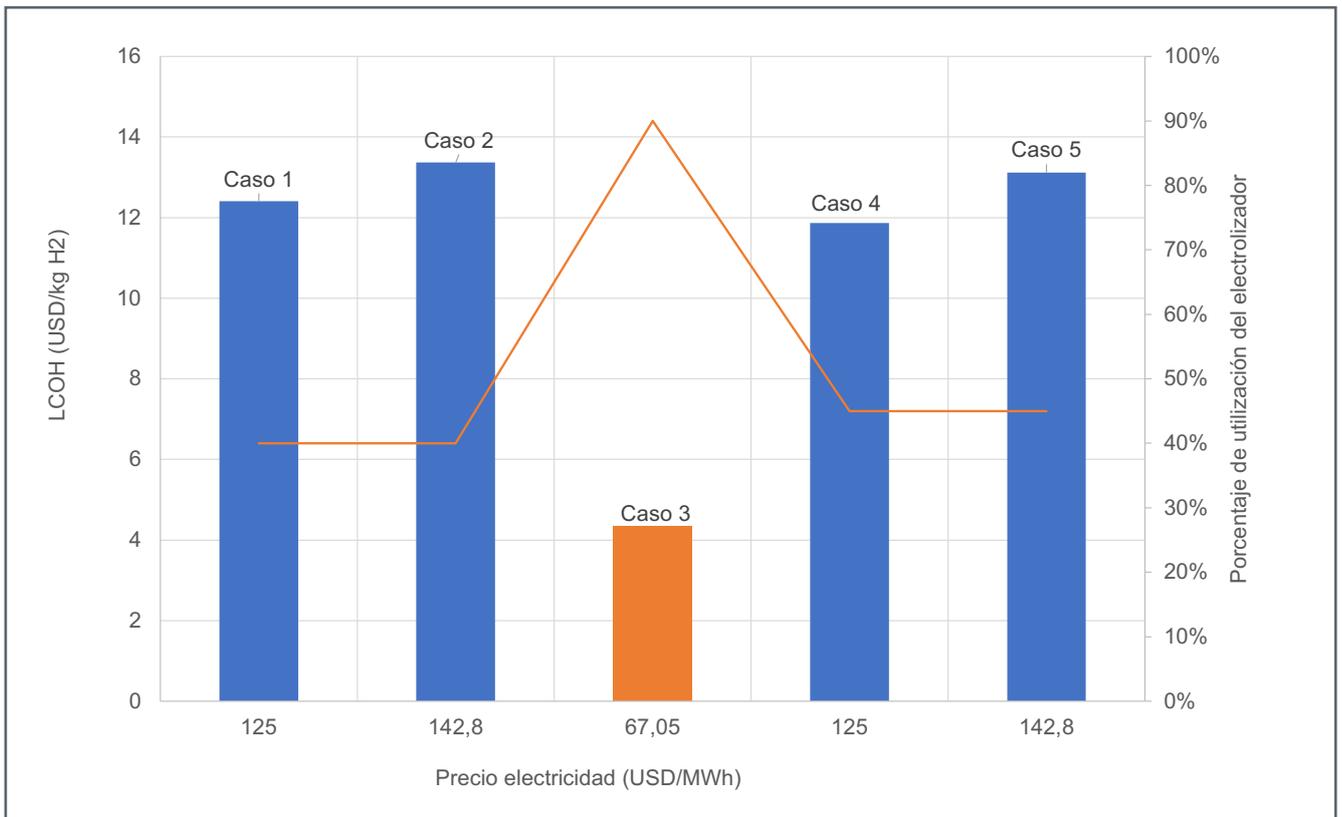
En enero de 2021, se recomendó al ejecutivo por parte de la CNE entregar la concesión para la construcción del Parque Solar Girasol, una planta solar FV de máximo 120 MWp. Tomando en consideración esta señal de mercado y la ubicación cercana a mayores centros de consumo eléctrico y mayor posibilidad de acceso a líneas de transmisión se utilizó esta localización para realizar los primeros 3 casos de cálculo de LCOH considerando dos opciones de suministro, a saber: una planta solar FV dedicada de 4 MWp (Caso 1 y Caso 2) cuyo excedente puede ser inyectado y vendido en el SENI y un suministro “ilimitado” proveniente de la red de transmisión (Caso 3).

Por otra parte, como costo de electricidad de referencia se utilizó el rango de 125 – 142.8 USD/MWh en que fue financiado el Parque Solar Girasol, por desconocerse el valor final acordado, para el caso de la planta solar dedicada, y 67.05 USD/MWh, que corresponde al promedio del precio spot del año 2020, para el caso del suministro eléctrico proveniente de la red de transmisión⁶.

Adicionalmente, se crearon el Caso 4 y Caso 5, a partir la sensibilización del tamaño de la planta dedicada, aumentándolo a 8 MW y manteniendo los valores de electricidad del rango ya estudiado y cuyo excedente también se puede inyectar y vender en el SENI.

Finalmente, se obtuvieron los resultados apreciables en la Ilustración 45 para cada caso estudiado. Como era de esperar, el LCOH del Caso 3 (conectado a la red de transmisión) es considerablemente menor al estimado teniendo como suministro las plantas solares dedicadas, ello debido a dos factores principales. Uno el precio de la electricidad que en el Caso 3 llega a ser menos de la mitad del precio solar más caro y segundo factor es la cantidad de horas en que se utiliza el electrolizador ya que al tener conexión ilimitada a la red y asumiendo una disponibilidad total anual del 90 %, es posible utilizar mayor cantidad de horas el electrolizador. Sin embargo, en caso de que se produzca hidrógeno con electricidad que proviene de la red de transmisión (Caso 3) este no podría considerarse hidrógeno verde, puesto que la generación eléctrica se basa principalmente en combustibles fósiles.

Ilustración 45. LCOH para distintos precios de electricidad y porcentaje de uso electrolizador en zona San Cristóbal. Fuente: Elaboración propia.



⁶ El valor informado formal es 3,792.56 RD\$/MWh el cual fue convertido con tasa de cambio de 56.56 RD\$/US\$.

Zona Cibao Noroeste – Monte Cristi

En noviembre de 2020, la CNE publicó el estudio donde se calcularon los nuevos precios recomendados para los proyectos de energías renovables en distintas zonas geográficas de la República Dominicana. A partir de esta definición, durante octubre de 2021, se cerraron contratos para proyectos solares fotovoltaicos en la zona de Cibao Noroeste. Tomando en cuenta esta realidad, para la elaboración del Caso 6 y Caso 7, se escogió la ciudad de Monte Cristi como referencia de radiación, una planta solar fotovoltaica dedicada de 4 MWp cuyo excedente se puede inyectar y vender en el SENI y un costo de electricidad en el rango de 75 – 99.4 USD/MWh.

Para estos dos escenarios, se obtuvieron los resultados de la Ilustración 46. En este caso la planta de electrólisis presenta una utilización del 41 % del tiempo total anual, por lo que el único factor diferenciador en el LCOH obtenido es el precio de la electricidad. Así, tomando el Caso 6 como base, un precio de la electricidad mayor en aproximadamente un 30 %, implica un LCOH un 14 % más alto.

Zona Cibao Noreste - Nagua

Así como en la zona de Cibao Noroeste, en la zona Cibao Noreste también se cerraron contratos para la construcción de plantas solares fotovoltaicas, por lo que fue seleccionada para elaborar el Caso 8 y Caso 9 de análisis, tomando como referencia la ciudad de Nagua para la localización de una planta solar dedicada de 4 MWp cuyo excedente se puede inyectar y vender en el SENI y un costo de electricidad en el rango de 71.9 – 95.2 USD/MWh.

Para estos dos escenarios, se obtuvieron los resultados de la Ilustración 47. En este caso la planta de electrólisis presenta una utilización del 40 % del tiempo total anual, por lo que el único factor diferenciador en el LCOH obtenido es el precio de la electricidad. Así, tomando el Caso 8 como base, un precio mayor en aproximadamente un 32 %, implica un LCOH un 13 % más alto.

Ilustración 46. LCOH para distintos precios de electricidad en zona Cibao Noroeste – Monte Cristi. Fuente: Elaboración propia.

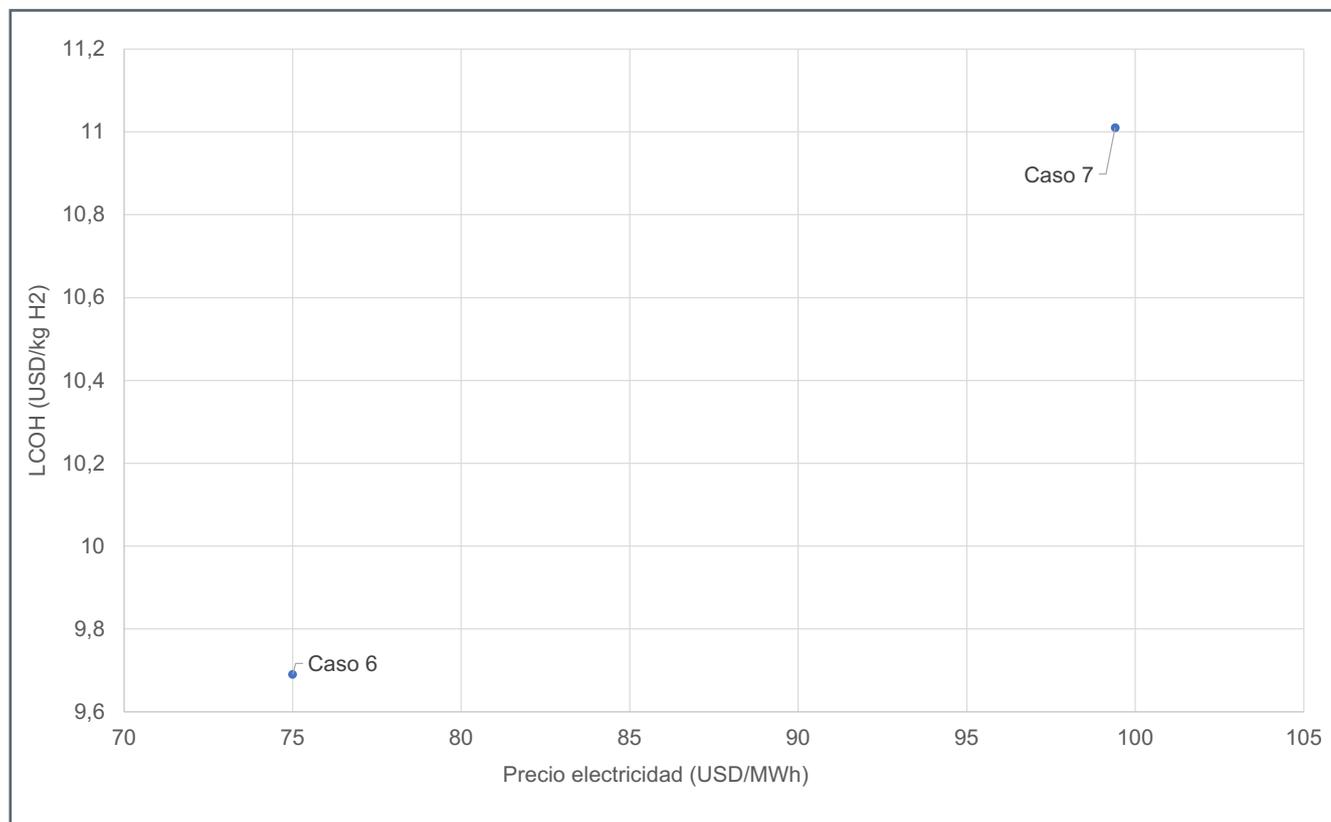


Ilustración 47. LCOH para distintos precios de electricidad en zona Cibao Noreste – Nagua. Fuente: Elaboración propia.

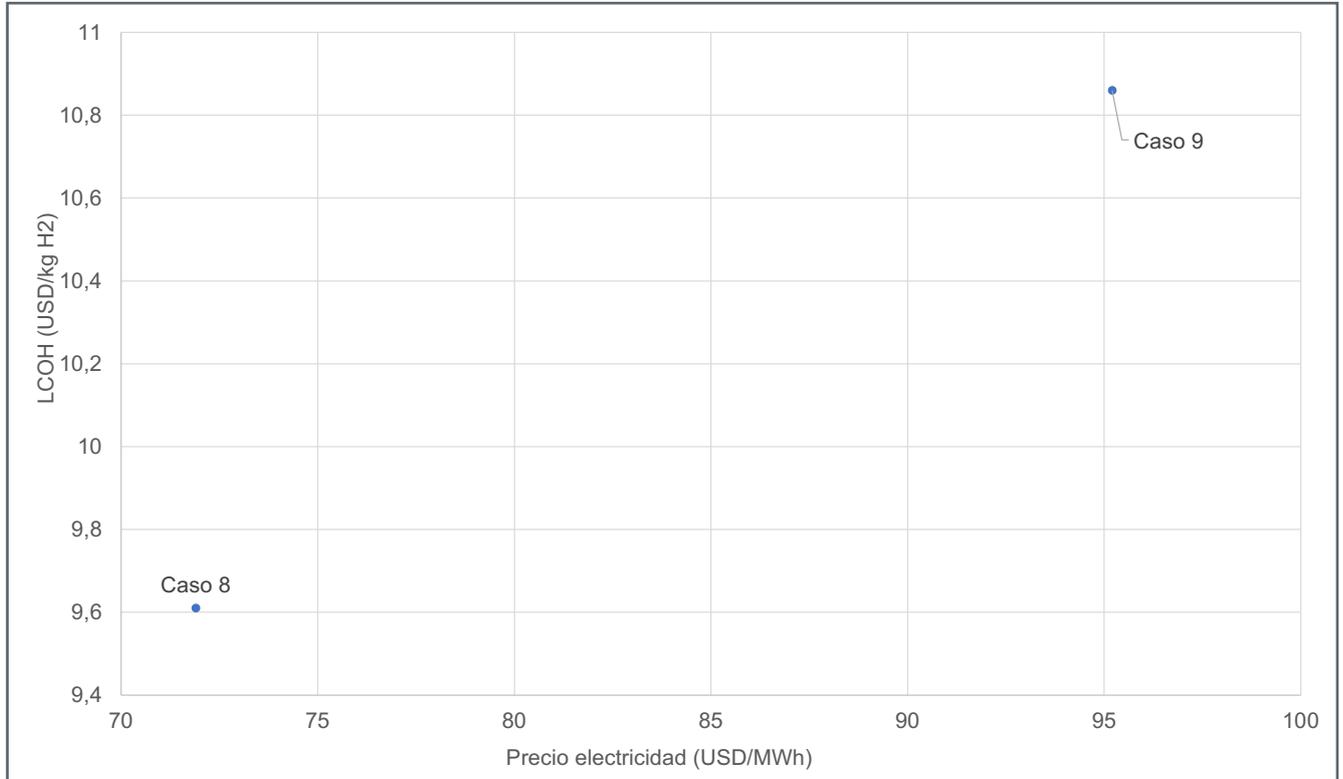
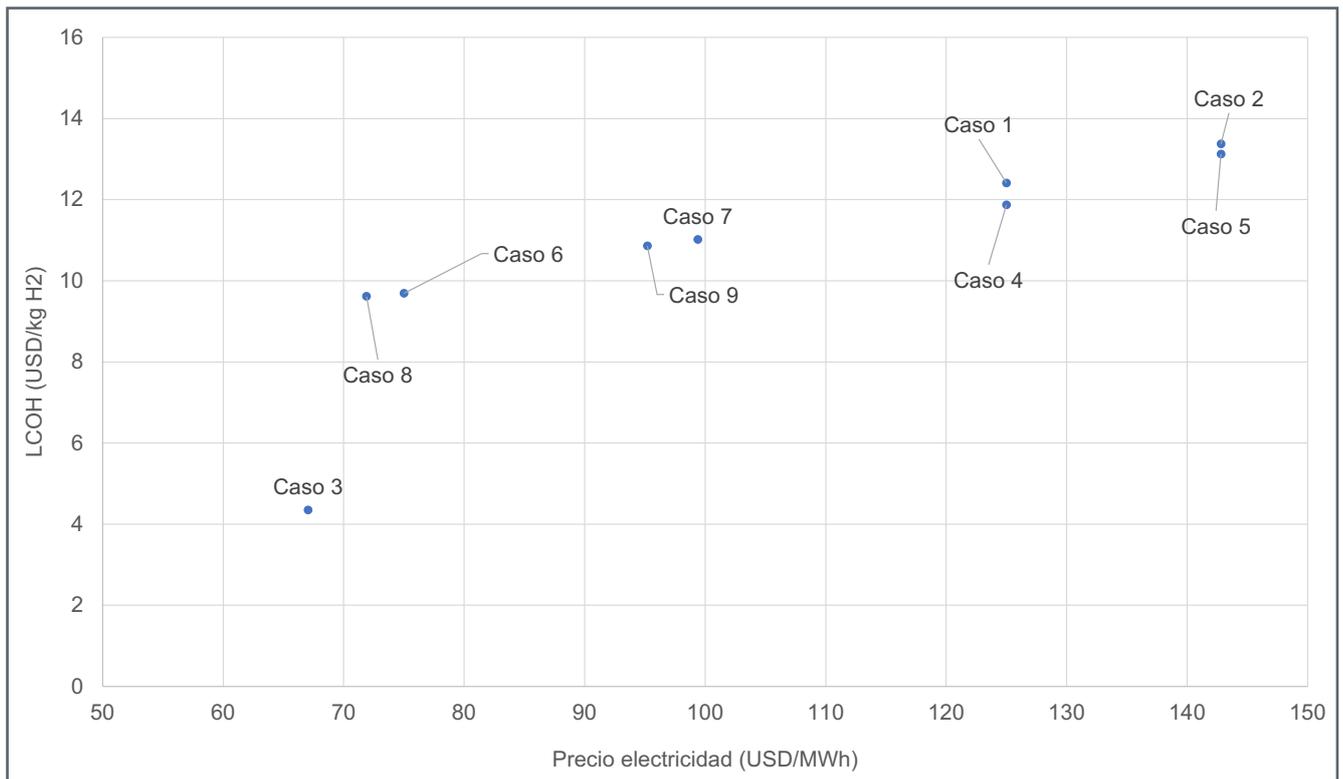


Ilustración 48. LCOH para distintos precios de electricidad. Fuente: Elaboración propia.



Cabe mencionar que los valores obtenidos podrían reducirse considerablemente tomando en cuenta ciertas sensibilizaciones adicionales. En primer lugar, el CAPEX utilizado, si bien consiste en un valor obtenido a partir de una cotización real, dado el dinamismo del mercado y bajo cierto poder de negociación se podría esperar una reducción de aproximadamente el 30 %. Adicionalmente, los productores de electrolizadores han informado abiertamente procesos de automatización y serialización, con los cuales esperan reducir en cerca del 50 % el costo de estos equipos.

Por otra parte, como es posible observar, el costo de la electricidad utilizado tanto para las plantas fotovoltaicas como el mismo costo de la red sigue siendo alto, por lo que cabría esperar una reducción considerable, al menos en el LCOE de las plantas fotovoltaicas y así una disminución del LCOH.

Finalmente, una estrategia de contar con una planta híbrida eólica-solar dedicada con capacidad de inyectar y vender excedentes a la red, permitiría también un mayor porcentaje de utilización del electrolizador, y por ende un LCOH más bajo.

3.2 Potenciales aplicaciones

3.2.1 Sector industrial

Cementeras

La industria de la fabricación de productos minerales no metálicos es uno de los sectores más importantes del sector de manufactura local [97]. Desde un punto de vista energético, dentro del sector industrial en conjunto con la industria de la cerámica, estos representan el 41.8 % de la energía consumida en el 2020. La fabricación de cemento ha crecido de manera sostenida durante los últimos 30 años; la capacidad instalada creció de 866 mil toneladas métricas en 1978, hasta aproximadamente 8 millones de toneladas métricas a finales de 2019 [98]. En el 2019 la producción de cemento alcanzó las 5,644,176 toneladas, con un incremento de 4 % con respecto al 2018.

En el 2018 la República Dominicana ocupó el segundo lugar entre los principales exportadores de cemento de América Latina, solo superado por México. Más de un 80 % de la producción

se comercializa localmente y el porcentaje restante se exporta principalmente a Haití y Jamaica. Por su lado, el 59.7 % de las importaciones de cemento provienen de Turquía, seguido de Estados Unidos con un 10.1 %. Estos porcentajes abarcan las importaciones de Clinker y Coloreado.

En ese mismo año los hornos cementeros representaron el 61.03 % del consumo de energía útil en las industrias no metálicas. Este consumo se da en la forma de calor directo a través de la quema de coque de petróleo (63.3 %) y carbón mineral (32.2 %) [80].

Para descarbonizar la producción de cemento en primer lugar se debería analizar la posibilidad de utilizar combustibles alternativos como la biomasa y los residuos.

No obstante, en los últimos años, los expertos han estado investigando también el uso del hidrógeno como combustible que proporciona hornos de cemento de alta calidad. Al reemplazar parte del carbón o el gas natural, el uso de hidrógeno bajo en carbono como combustible podría reducir algunas emisiones provenientes de la industria del cemento. Sin embargo, como la llama procedente de la combustión de hidrógeno tiene propiedades diferentes al calor procedente de los combustibles utilizados actualmente, como combustible con diferente dispersión de calor y propiedades, se requieren estudios y análisis específicos para cada planta de producción de Clinker con las características técnicas particulares de los hornos, hogares y quemadores utilizados.

Producción de amoníaco y fertilizantes verdes

El amoníaco es uno de los gases más producidos a nivel mundial. En el país su uso va desde productos de limpieza para el hogar hasta removedores de sustancias para pintar, y como materia prima para la fabricación de fertilizantes en la agricultura. Debido a su fuerte olor los productos elaborados sobre la base del amoníaco, y que se comercializan directamente al consumidor, contienen perfumes y se comercializan en estado líquido.

En cuanto a los fertilizantes, el país posee una balanza comercial negativa. Se importa más fertilizantes que lo que se exporta, siendo los principales países proveedores Estados Unidos (27 %), Rusia (23 %), Trinidad y Tobago (15 %) y Canadá (9 %) [99].

El mercado de fertilizantes en el país es de alrededor de 223,000 T.M. y el promedio de importaciones de los años 2012-16 fue de 118 millones de USD [100]. Los principales fertilizantes que se usan en el país son la urea, el sulfato de amonio, la cianamida cálcica, entre otros compuestos. El mercado se ve acaparado principalmente por dos empresas, Fersan (Fertilizantes Santo Domingo) y Ferquído (Fertilizantes Químicos Dominicanos), las cuales importan la materia prima para realizar las formulaciones a los requerimientos de los productores y cultivos [101]. El amoníaco verde, el cual se obtiene utilizando hidrógeno verde y nitrógeno, podría reemplazar el amoníaco o la urea de origen fósil que se importan actualmente en la República Dominicana. Esta alternativa es una libre de emisiones, y que, como se muestra en la Ilustración 44, a largo plazo sería competitiva con el amoníaco convencional.

El siguiente paso sería analizar la competitividad de amoníaco verde producido localmente frente a amoníaco verde importado de países con bajos costos de producción (ej. Chile, Uruguay).

En cualquier caso, es importante empezar a poner en marcha medidas para concienciar a las empresas, agricultores y consumidores sobre la huella de carbono de los fertilizantes de origen fósil frente a los futuros fertilizantes verdes que minimicen el impacto ambiental.

Refino

La refinera de REFIDOMSA produce su propio hidrógeno en la unidad de reformación catalítica, que es reutilizado en dicha unidad para ciertas reacciones específicas, así como en la unidad hidrotratadora para ser utilizado en las reacciones de hidrodesulfurización y desnitrificación. La potencial aplicación del hidrógeno verde en la refinera debería ser objeto de un estudio dedicado con REFIDOMSA.

Minería metálica

El principal uso del hidrógeno verde en la producción de oro, plata y cobre sería como combustible. En la producción de ferromniquel se podría estudiar la posibilidad de utilizarlo también como agente reductor. La aplicación del hidrógeno verde en la minería metálica de República Dominicana debería analizarse en colaboración con las empresas del sector.

3.2.2 Sector transporte

Camiones recolectores de basura

Los servicios de aseo, los gobiernos locales y las empresas contratadas cuentan con 416 vehículos de empresas de servicio y las alcaldías 206; de estos vehículos una parte son camiones y volteos, y otros compactadoras grandes y pequeñas [102].

Existen varios proyectos piloto de compactadores que utilizan hidrógeno. Para vehículos ligeros y camionetas, la utilización de baterías eléctricas resulta ser una opción apropiada, pero para transporte pesado los vehículos con celdas de combustible ofrecen un rango mucho mayor, recarga más rápida y una capacidad de carga útil más efectiva. Esta alternativa podría ser implementada en el país en línea a la descarbonización.

Infraestructura de puertos (grúas y vehículos)

En el país existen 12 terminales portuarias, donde seis de estas están bajo administración y operación directa del Estado, cinco bajo modalidad de concesión y una de carácter privado. Estas 12 terminales son: Haina, Santo Domingo, Boca Chica, Multimodal Caucedo, San Pedro de Macorís, Puerto Plata, Samaná, Azua, Barahona, Manzanillo, La Romana y Pedernales [103].

El Puerto Multimodal Caucedo ubicado en Santo Domingo, ha sido el puerto con más tránsito de TEUS durante 2015-2020 [104]. El puerto posee una grúa Super Post-Panamax, cinco grúas Post-Panamax, dos grúas móviles Gottwald y 23 grúas de patio (RTGs) [105].

El segundo puerto más importante por tránsito de TEUS, es el puerto de Haina. Este posee 3 grúas pórticos (gantry), 2 convencionales y una Panamax. También posee 2 grúas móviles Gottwald con capacidad de izaje de 100 toneladas cada una [106].

Montacargas

En intralogística, la productividad de los montacargas eléctricos de batería y los vehículos logísticos a menudo es limitada, especialmente en la operación multi-turno con alta demanda de energía. Los factores limitantes son el tiempo involucrado en la carga o el cambio de baterías, pero también la vida útil limitada de la batería y los costos de mantenimiento relativamente altos.

La ventaja de celdas de combustibles en esta aplicación es que permite recargar de hidrógeno a las celdas de combustible en menos de 3 minutos [107]. En comparación con los montacargas eléctricos, otra ventaja que poseen los montacargas con celdas de combustible es que estos pueden mantener un desempeño estable, a diferencia de los montacargas eléctricos, cuya velocidad cae un 14 % luego de la segunda mitad de un turno de ocho horas [108].

En el país, los montacargas se utilizan en zonas francas y cadenas de supermercados, la utilización de montacargas con celdas de combustible es una alternativa baja en carbono que se encuentra ya comercialmente disponible y que posee múltiples ventajas en comparación con montacargas eléctricos.

Transporte en la minería

Las compañías mineras que enfrentan importantes desafíos de descarbonización están ganando gradualmente conciencia de los camiones mineros de pila de combustible como una solución alternativa de cero emisiones. En comparación con la unidad Diesel convencional y el vehículo eléctrico de batería, los equipos de minería de pila de combustible teóricamente podrían lograr la misma movilidad, potencia y rendimiento de seguridad que un vehículo diésel; mientras que goza de la misma limpieza ambiental que un vehículo de batería y se puede cargar en menos tiempo para distancias más largas [108].

Sin embargo, hay limitados productos de camiones mineros de pila de combustible disponibles en el mercado ahora y no hay un despliegue de demostración generalizado, lo que indica que el desarrollo del camión minero de pila de combustible todavía está en una etapa temprana. La empresa de mayor extracción de platino en el mundo, Anglo American posee un camión minero de ciclo de trabajo alto impulsado por 800 kW de módulos de celdas de combustibles. En la República Dominicana, esta alternativa podría impulsar la descarbonización del sector minero, tanto en empresas enfocadas en minerales no metálicos como metálicos.

3.2.3 Subsector eléctrico

Generación eléctrica con hidrógeno y amoníaco

Como se ha visto en el apartado 2.3, la generación eléctrica en República Dominicana depende en gran medida del carbón, el GNL y el fueloil.

En paralelo a la instalación de nueva generación renovable, el hidrógeno y el amoníaco verde pueden sustituir progresivamente a los combustibles fósiles para descarbonizar el subsector eléctrico. Japón está desarrollando desde hace años un programa en esta dirección [109].

Las turbinas de gas modernas son capaces de operar en una amplia gama de concentraciones de H_2 , con múltiples centrales eléctricas comerciales que tienen una experiencia considerable. Por lo tanto, las turbinas de gas que operan con hidrógeno podrían proporcionar la consolidación de la red necesaria y, al mismo tiempo, generar significativamente menos emisiones de dióxido de carbono (CO_2). En un ecosistema energético que depende del H_2 como combustible para la generación de energía, habrá que generar grandes volúmenes de H_2 .

La capacidad de una turbina de gas para operar con un combustible de alto nivel de hidrógeno requiere un sistema de combustión que pueda hacer frente a la naturaleza específica de este combustible. Los sistemas típicos de combustión secos bajos en NO_x (DLN) pueden manejar cierta cantidad de hidrógeno, pero estos sistemas de combustión no son capaces de manejar niveles moderados a altos de hidrógeno [110].

El hidrógeno puede ser entonces utilizado en centrales a gas existentes, luego de una evaluación técnica para su uso en una determinada concentración. Esto podría contribuir a la disminución de emisiones contaminantes de la central en miras hacia cumplir con los objetivos climáticos del país.

También los motores de combustión interna pueden operar con hidrógeno y existen programas de desarrollo de motores y turbinas que puedan operar directamente con amoníaco (Wärtsilä, MAN, Mitsubishi entre otros).

Almacenamiento para la red eléctrica

Otra de las aplicaciones técnicamente factibles del hidrógeno es utilizarlo para almacenamiento energético en sistemas eléctricos. El hidrógeno verde producido se almacena en tanques hasta que se necesita la energía, este hidrógeno verde puede almacenarse incluso estacionalmente, desde verano cuando la irradiación solar es más intensa hasta el invierno, cuando los días son más cortos (véase Ilustración 49). Una vez se requiere el hidrógeno alimenta a las celdas de combustible para generar energía a escala de megavatios de manera confiable, estable y con cero emisiones de carbono.

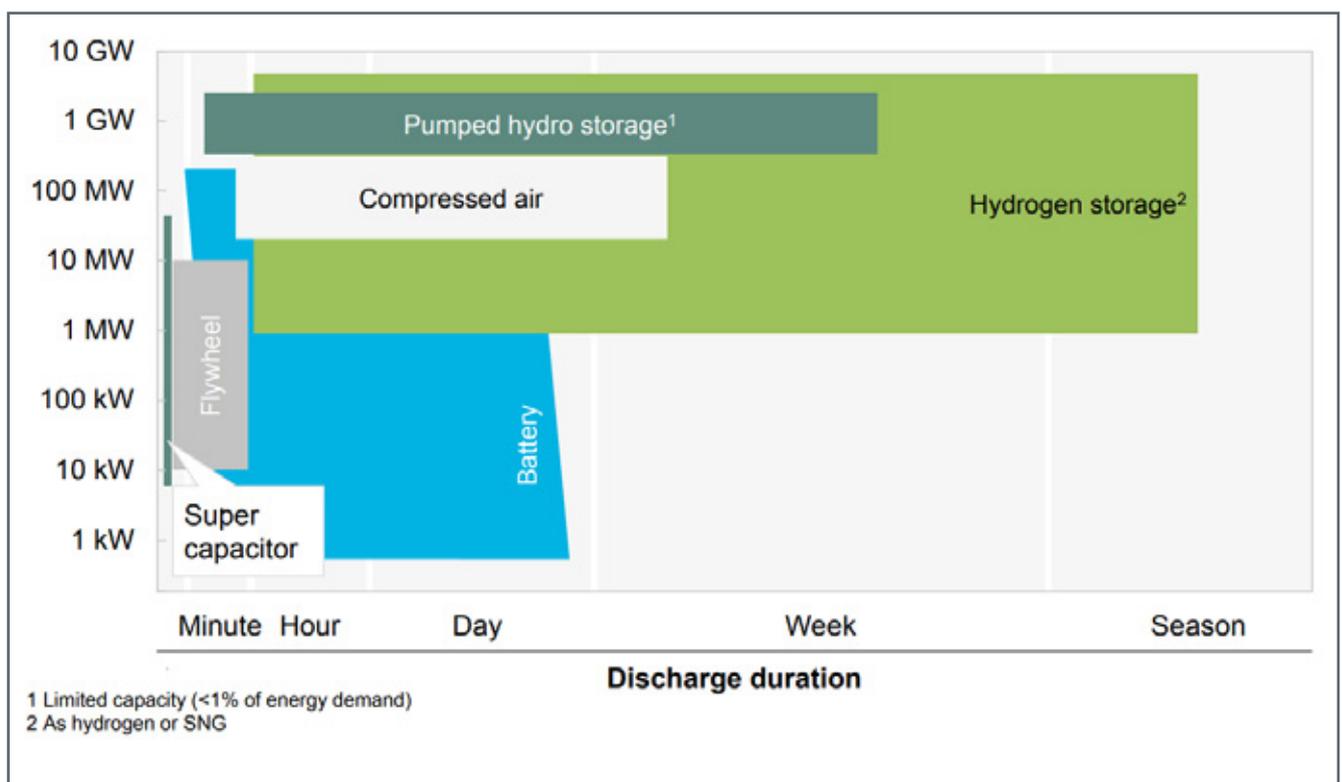
En el estudio Path to 100 % Renewables in Dominican Republic de Wärtsilä, en los escenarios formulados se contempla al hidrógeno como alternativa para almacenamiento de largo plazo debido a la inviabilidad económica de las baterías. Los escenarios contemplan el uso del hidrógeno para producir combustibles sintéticos renovables que sean utilizados por activos térmicos flexibles para equilibrar cualquier gran variación estacional y diaria, por ejemplo, eventos climáticos extremos donde el viento y la energía solar no están disponibles durante largo períodos [111].

Es importante destacar que el estudio de Wärtsilä trata solo de descarbonizar el subsector eléctrico, que como se ha visto representa solo un 23 % de la demanda de energía de República Dominicana.

En conclusión, el hidrógeno ofrece ventajas sobre las baterías, especialmente para duraciones de almacenamiento más largas de más de cinco horas hasta días o incluso semanas. Para lograr la descarbonización del subsector eléctrico, el almacenamiento de hidrógeno para power-to-gas-to-power resulta una opción técnicamente factible para almacenamiento a largo plazo. El principal inconveniente de esta ruta power-to-gas-to-power, si se utiliza la electrólisis para la producción de hidrógeno, es la eficiencia de ida y vuelta, que es de alrededor del 45 % [112].

Hasta que no aumenten de manera masiva la instalación y penetración de energías renovables en el subsector eléctrico de República Dominicana no se producirán excedentes para justificar la conversión a hidrógeno. A corto plazo se debería favorecer el refuerzo del sistema de transmisión y distribución y otras herramientas de flexibilidad como la gestión de la demanda.

Ilustración 49. Perspectiva general de los métodos de almacenamiento energéticos en el tiempo. Fuente: Hydrogen Council.



3.3 Diagnóstico de la infraestructura en el país

3.3.1 Infraestructura de combustibles

La infraestructura de combustibles consta de terminales marítimas, almacenamientos, oleoductos y gasoductos, refinerías y estaciones de expendio.

Ocupan un lugar destacado la terminal de crudo de Nizao que abastece a la refinería de REFIDOMSA, la terminal de combustibles de Haina y la terminal de GNL de AES Andrés en Punta Caucedo, de la que parten varios gasoductos a centrales de generación eléctrica. Una segunda terminal de GNL importante está prevista para construirse en Manzanillo (Provincia Montecristi) al norte del país en el mediano plazo.

Dado que son las únicas terminales de importación de combustibles y la alta dependencia que tiene el país de la importación de estos, es razonable pensar que el país deberá seguir canalizando la importación de crudo y gas natural durante varias décadas.

Aún es pronto para pensar en reacondicionar parte de la infraestructura existente o construir nueva infraestructura para nuevos combustibles como hidrógeno, amoníaco o metanol. Se recomienda estudiar primero el papel que pueden llegar a jugar estos nuevos combustibles en la descarbonización de República Dominicana para dimensionar adecuadamente cualquier medida sobre la infraestructura.

En este sentido la experiencia y los programas de descarbonización de Japón y Corea del Sur pueden ser una fuente de información valiosa para República Dominicana, debido a que ambos países comparten la similitud de importar la mayoría de sus recursos energéticos por vía marítima y tener limitaciones de espacio para el desarrollo de energías renovables locales.

Para proyectos piloto de abastecimiento de camiones o autobuses con hidrógeno se puede pensar en producir hidrógeno verde in-situ en las propias estaciones de expendio o en un emplazamiento cercano. La ventaja de la producción in-situ es que no es necesario transportar el hidrógeno gaseoso por medio de camiones, con el consumo energético adicional que supone. En caso de un futuro despliegue más amplio de estaciones de expendio de hidrógeno habría que hacer un análisis comparativo detallado de producción doméstica frente a importación y

distribución interna, por ejemplo, el hidrógeno licuado frente al gaseoso comprimido o incluso por hidroducto.

3.3.2 Infraestructura eléctrica

La potencia total instalada en el SENI a finales de 2020 era de 4.9 GW (75 % de origen fósil) y la demanda máxima alcanzada de 2.6 GW. Para ese mismo año, la capacidad de transformación era de 4,765 MVA.

El borrador del PEN 2022-2036 contempla la instalación de 3.9 GW de energías renovables, 1.6 GW en plantas de ciclo combinado y 258 MW en motores de combustión interna con el gas natural como principal combustible. Esto supone un total de 5.7 GW adicionales y duplicar la capacidad instalada, para un crecimiento promedio de la demanda del 4 % anual.

Dado el crecimiento esperado de la demanda y nuevos vectores de crecimiento como la electrificación del transporte por medio de vehículos eléctricos de baterías, será un reto abastecer de energía eléctrica renovable la producción local de hidrógeno verde. Un camino por explorar puede ser la energía eólica offshore como están haciendo otros países del entorno [113]. La tecnología eólica flotante ya se encuentra en fase de comercialización, como demuestra la reciente subasta de bloques en Escocia [114]. La industria también está trabajando en turbinas flotantes que puedan soportar eventos climáticos extremos (IEC Typhoon Class).

Los planes de expansión de la ETED contemplan la construcción de nuevas líneas y subestaciones para integrar la nueva capacidad de generación (consultar mapas en el Anexo). En particular se prevé la construcción de al menos dos nuevas líneas de 345 kV que conecten el norte y el sur, por la parte occidental y la parte oriental del país para 2035. Unido a la capacidad de transmisión ya existente entre la región de Santo Domingo y la región de Santiago, esta nueva infraestructura debería servir para evitar los vertidos de energías renovables.

No obstante, si existen zonas con buenas condiciones para la producción de energías renovables a los que no está previsto que llegue la interconexión eléctrica en el corto o medio plazo, producir hidrógeno verde puede ser un modo de aprovechar este recurso.

3.3.3 Infraestructura de agua

El consumo estequiométrico de agua para la producción de hidrógeno es de 9 kg de agua ultrapura para 1 kg de hidrógeno. En caso de ser utilizado como combustible se vuelven a generar 9 kg de agua por kg de hidrógeno que puede ser condensada y reutilizada.

En la práctica el consumo de agua para la producción de hidrógeno verde siempre es mayor debido a la necesidad de agua desionizada para los electrolizadores y agua para refrigeración y típicamente puede llegar a 15 kg de agua por kg de hidrógeno.

Incluso en escenarios muy ambiciosos, el consumo de agua para la producción de hidrógeno es pequeño en comparación con el consumo para agricultura, ganadería, consumo humano, generación eléctrica con centrales térmicas convencionales o minería.

A pesar de ello, salvo en proyectos piloto cualquier plan de producción de hidrógeno debe ir acompañado de un estudio de impacto ambiental que valore el impacto sobre las fuentes de agua dulce de República Dominicana. También es posible desalar agua de mar y en este caso es necesario evaluar el impacto de la salmuera en el ecosistema marino, y el subsecuente costo por la instalación de un sistema de desalinización.

3.4 Diagnóstico del marco regulatorio e institucionalidad en aspectos de seguridad

3.4.1 Marco regulatorio

Luego de una revisión de las leyes, normas y reglamentos de la República Dominicana, no se encontró ninguna que abordará aspectos de seguridad del hidrógeno de manera específica. No existen normas, estándares o reglamentos que reglamenten de manera específica el almacenamiento, transporte, distribución y seguridad del hidrógeno. Sin embargo, en cuanto al transporte terrestre, gestión del uso, etiquetado y rotulado existen algunos reglamentos y normas que son aplicables, ya que trabajan con las sustancias peligrosas de manera general.

Reglamento Técnico Ambiental para la Transportación Terrestre de Sustancias y Materiales Peligrosos

El hidrógeno es una sustancia que posee por sus propiedades una característica de inflamabilidad. Este reglamento considera a las sustancias y materiales peligrosos como aquellos que poseen, entre otras características, la inflamabilidad. De acuerdo con las indicaciones que se dan, cualquier organización que quiera manejar estos tipos de sustancias debe de solicitar una autorización y registro al MIMARENA. Entre los datos mínimos que se requieren para lo anterior son el nombre del personal que manejará la sustancia, el nivel de formación/entrenamiento para el manejo de sustancias peligrosas y un seguro que cubra daños al medio ambiente y terceros.

De igual forma, la organización debe poseer una constancia del INTRANT que certifique que la unidad de transporte cumple con los requisitos reglamentarios. Indica que el personal involucrado deberá ser capacitado para el transporte de esta, se necesitará crear planes de prevención de accidentes y de manejo de contingencia. Además, establece las responsabilidades de la persona que transporta la sustancia.

Las unidades de transporte deben estar acompañadas de las fichas de seguridad y equipo contra incendios. El reglamento establece que los vehículos utilizados para el transporte terrestre deberán ser marcados y rotulados según las “Recomendaciones relativas al Transporte de Mercancías Peligrosas” de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), a la vez que establece los requisitos técnicos de los camiones cisterna que transportan estas sustancias peligrosas.

Por último, el reglamento ocupa disposiciones generales sobre las cisternas o depósito de almacenamientos de los vehículos de transporte, e indica que el MIMARENA está facultado para realizar inspecciones de manera aleatoria, con o sin previa autorización.

Reglamento para la Gestión de Sustancias y Desechos Químicos Peligrosos en la República Dominicana

Como se vio anteriormente, el hidrógeno puede ser clasificado como una sustancia peligrosa en función de su inflamabilidad, por lo que este reglamento aplicaría en el establecimiento de las responsabilidades legales y requisitos técnicos en cuanto a

su gestión. Indica que para la importación de una sustancia o material peligroso que tenga como fin uno industrial o comercial, la empresa requiere de una licencia o permiso por parte del MIMARENA, la cual mantendrá un registro sobre la procedencia y gestión de este.

El reglamento no contiene ninguna medida en específico para el hidrógeno ni menciona este, pero definiéndola como una sustancia peligrosa por su inflamabilidad algunas de las medidas que se mencionan para estos gases son: a) los recipientes para la segregación, recolección, transporte y almacenamiento de la sustancia deben ser compatibles y adecuados a las características y propiedades de la sustancias; b) el almacén para la sustancia debe cumplir con ciertas requisitos como estar ubicado en un lugar no inundable, de fácil traslado y acceso, pero alejado de áreas donde haya gran concentración de personal; c) los líquidos inflamables, químicos, tóxicos, explosivos, oxidantes, corrosivos, sensitivos al agua y gases comprimidos deben estar separado entre sí y; d) los materiales inflamables que requieren refrigeración deben ser almacenados en tanques refrigerados a prueba de explosiones.

Se establecen también las reglas y requerimientos para la operación con sustancias peligrosas, requerimientos de controles que garanticen la seguridad laboral, clasificación de las sustancias o residuos, almacenamiento en recipientes, entre otras. Además, expone las especificaciones de diseño y construcción de los almacenes centrales, ubicación y separación de las sustancias peligrosas, etc.

NORDOM 836

Esta norma utiliza como base la Norma ST/SG/AC.10/30/Rev.6, Sistema Globalmente Armonizado de clasificación y etiquetado de productos químicos (SGA).

La NORDOM 836 consta de tres partes, la primera trata sobre criterios de clasificación de peligros, la segunda parte ocupa el etiquetado de estos productos químicos (pictogramas, símbolos, procedimientos de etiquetado, comunicación del peligro) y, por último, la tercera parte ocupa las fichas de datos de seguridad.

3.4.2 Institucionalidad

Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes

Este ministerio, reorganizado mediante la Ley No. 37-17, donde se definen sus competencias, y le otorga la responsabilidad de reglamentar y supervisar el cumplimiento normativo en cuanto a comercialización, calidad y abastecimiento de combustibles derivados del petróleo y de otros combustibles no convencionales, dentro de los cuales el hidrógeno es considerado uno. En concreto, estas responsabilidades se asumen principalmente por las direcciones sustantivas del Viceministerio de Comercio Interno del MICM, entre estas la Dirección de Combustibles y la Dirección de Supervisión y Control de Estaciones de Expendio, la Dirección de Comercio Interno y la Dirección de Operativos de Supervisión de Actividades Comerciales.

Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Esta institución regula tanto la autorización para el transporte de materiales y sustancias peligrosas como la importación de estas. Debido a que el hidrógeno es un bien que no se produce a escala en el país, las empresas que lo comercializan lo importan de otros países. De esta forma, el MIMARENA es quien actualmente da licencia, permiso o autorizaciones a las empresas para el transporte e importación de hidrógeno, además de llevar un registro y seguimiento sobre la gestión de este.

Instituto Dominicano para la Calidad

Esta institución es la encargada de emitir normas y verificar el correcto cumplimiento de estas por parte de las organizaciones que deban acatarlas. En el caso del hidrógeno, siendo este una sustancia química, esta institución sería la encargada de velar porque se aplique la NORDOM 836 sobre clasificación de peligros, fichas de datos de seguridad y etiquetado. Además, toda norma relacionada al almacenamiento, cilindraje o transporte de hidrógeno que se cree o adopte debe ser fiscalizada por esta institución.

Instituto Nacional de Transporte Terrestre y Seguridad Vial

Según el Reglamento Técnico Ambiental de Transporte, esta institución acredita a las empresas que transportan hidrógeno en

cuanto al cumplimiento de los requisitos por parte de las unidades de transportes que estas utilizan para el transporte.

3.5 Análisis de barreras y oportunidades

A continuación, se exponen las principales barreras y oportunidades identificadas.

3.5.1 Barreras

- Para la producción de hidrógeno verde a costos competitivos con los demás combustibles fósiles en la República Dominicana es necesaria la reducción en los costos de energía renovables.
- En la actualidad la demanda de hidrógeno dentro del país es baja, limitada a pocos usos industriales y por tanto resultando en un pequeño mercado para la venta de hidrógeno.
- El país no cuenta con un marco regulatorio claro que dicte las normativas de seguridad a lo largo de la cadena de suministro del hidrógeno (producción, instalación y operación de las instalaciones). Las normativas que podrían aplicar toman el hidrógeno como sustancia peligrosa y no como combustible. Adicionalmente, falta claridad con respecto a las instituciones públicas encargadas del desarrollo y el manejo del hidrógeno.
- La infraestructura de gas natural actual de la República Dominicana es reducida, dificultando el almacenamiento del hidrógeno en los gasoductos existentes. Por tanto, el almacenamiento de hidrógeno deberá realizarse en tanques a presión, licuado o mediante otros vectores.

3.5.2 Oportunidades

Donde las energías renovables de República Dominicana no alcancen existe una oportunidad para descarbonizar el sector con hidrógeno verde o alguno de sus derivados importados de lugares con bajos costos de producción. Algunos ejemplos destacados pueden ser los siguientes:

- Sector transporte. En el caso del transporte pueden existir algunos casos particulares donde no sea viable la electrificación con baterías y sea más factible técnica y económicamente sustituir los combustibles actuales utilizados por hidrógeno verde. Entre estos se encuentran el transporte de carga pesada, los vehículos y máquinas mineras, los autobuses de pasajeros, en intralogística y el sector de transporte marítimo.
- El amoníaco se postula como uno de los principales combustibles alternativos para el sector marítimo. De esta manera, el sector turístico del país puede reducir su huella ambiental promoviendo la transición a combustibles bajos en carbono como el amoníaco en los cruceros. Se puede explorar también la posibilidad de la creación de un polo logístico de almacenamiento y abastecimiento de combustibles verdes para el sector marítimo en la región del Caribe.
- En la agricultura, el país puede diferenciarse y reducir su huella ambiental de sus productos sustituyendo fertilizantes de origen fósil por fertilizantes verdes producidos a partir de amoníaco producido a partir de hidrógeno verde.
- En el sector eléctrico a corto y mediano plazo, para reducir las emisiones de GEI de las centrales de generadoras con turbina de gas y de ciclo combinado, es posible introducir en ciertas concentraciones hidrógeno para la generación eléctrica y a largo plazo sustituir los combustibles utilizados, como el gas natural, tanto en turbinas de gas como en motores de combustión interna.
- La República Dominicana cuenta con un vasto recurso solar en la región. Existen zonas con altos niveles de irradiación solar no cuentan con acceso a redes de transmisión. La producción de hidrógeno en estas zonas permitiría aprovechar el recurso sin necesidad de inversión en transmisión. La distribución del hidrógeno puede con facilidad transportarse a puntos de consumo del país con bajas pérdidas energéticas dada las relativamente cortas distancias entre los puntos más lejanos de la geografía nacional.

4. Conclusiones



El hidrógeno verde es una herramienta de descarbonización complementaria a la electrificación directa con energías renovables y la eficiencia energética que puede ayudar a la República Dominicana a cumplir sus objetivos de la neutralidad de carbono a largo plazo. El hidrógeno es un recurso energético que se puede utilizar como combustible en aplicaciones de transporte y en aplicaciones estacionarias para generar calor o electricidad, permitiendo abatir las emisiones de sectores donde resulta complicado la electrificación directa.

El consumo actual de hidrógeno es como materia prima y no como vector energético, principalmente en refinerías y plantas de producción de amoníaco (que se utiliza mayoritariamente para fertilizantes). Este hidrógeno de origen fósil se puede descarbonizar sustituyéndolo por hidrógeno verde.

Gracias a la reducción del coste de las energías renovables y los electrolizadores, este hidrógeno verde se encamina a ser cada vez más competitivo frente al hidrógeno convencional procedente de combustibles fósiles, cuyos recursos son finitos. Asimismo, algunos combustibles sintéticos producidos a partir del hidrógeno verde como el amoníaco poseen prospectiva de volverse tan competitivos como su forma convencional.

El hidrógeno, al igual que el gas natural, se puede almacenar en emplazamientos subterráneos y transportar por gasoductos. El transporte por vía marítima en forma de gas licuado se encuentra en fase de demostración y es un desafío por la baja temperatura de ebullición ($-253\text{ }^{\circ}\text{C}$) frente al gas natural ($-162\text{ }^{\circ}\text{C}$) y su menor densidad energética por unidad de volumen.

Una ventaja del hidrógeno es que puede ser transportado por medio de otros vectores, marítimamente el hidrógeno podría ser transportado más fácilmente en forma de amoníaco o metanol, que podrían utilizarse directamente como combustibles o bien ser procesados para liberar el hidrógeno. También existen otras tecnologías de transporte de hidrógeno en fase de desarrollo.

Debido a las pérdidas en los procesos de producción y conversión del hidrógeno verde en energía final (energía eléctrica, energía mecánica, calor, etc.) las políticas de apoyo público a su utilización deben estar guiadas por un análisis de ciclo de vida frente a otras alternativas, como la electrificación directa, las baterías y los biocombustibles.

República Dominicana importa la inmensa mayoría de sus recursos energéticos y lo hace por vía marítima, en forma de petróleo, gas natural y carbón. El principal consumidor de energía es el sector transporte, seguido del sector industrial y por último el sector residencial. El borrador de Plan Energético Nacional reconoce esta alta dependencia de las importaciones y de los combustibles fósiles. El país se enfrenta al reto de satisfacer simultáneamente el crecimiento de la demanda, la reducción de emisiones y la reducción de la dependencia del exterior.

El consumo actual de hidrógeno en República Dominicana se dirige a la refrigeración de alternadores en centrales de genera-

ción eléctrica, desulfuración y desnitrificación en la refinería de REFIDOMSA, y para la producción de margarina.

Los planes nacionales contemplan aumentar la participación del gas natural y las energías renovables y reducir la contribución del petróleo y el carbón. Como otros territorios insulares con limitaciones de espacio para la instalación de energías renovables, es razonable pensar que durante un largo período de transición República Dominicana siga necesitando importar recursos energéticos.

República Dominicana puede empezar a planificar la sustitución de parte de sus importaciones de combustibles fósiles por combustibles bajos en carbono, como los derivados del hidrógeno verde, desde lugares con bajos costes de producción (lugares con buenos recursos renovables sin restricciones de espacio).

Según las estimaciones realizadas en este estudio, el hidrógeno verde producido en República Dominicana a partir de energía solar fotovoltaica tiene un coste muy superior al de otros combustibles y al de hidrógeno verde producido en otras regiones. El principal factor que afecta al coste del hidrógeno verde es el coste de la electricidad renovable. Medidas encaminadas a reducir el coste de las energías renovables en República Dominicana son necesarias para abaratar el hidrógeno verde producido localmente.

5. Claves para el desarrollo del Hidrógeno Verde en República Dominicana



1. Establecer una estrategia de descarbonización de la matriz energética para la República Dominicana con el fin de establecer directrices claras en política pública a largo plazo que vayan en concordancia con las acciones globales dirigidas a la lucha contra el cambio climático.
2. Con miras a facilitar el desarrollo e implementación de proyectos de hidrógeno verde resulta primordial ordenar y ajustar el marco institucional y normativo bajo el cual se deberá tratar el hidrógeno, estableciendo mecanismos de aprobación de proyectos de manera intermedia durante la fase de creación normativa.
3. Establecer un diálogo con representantes sectoriales para analizar sus alternativas de descarbonización y el potencial del hidrógeno verde. Entre estos sectores, los siguientes presentan gran prospectiva frente a la utilización de hidrógeno verde en el país:
 - a. Sector transporte: transporte de carga pesada, transporte de pasajeros de larga distancia, transporte marítimo, intralogística y transporte minero.
 - b. Sector industria: cemento, minería metálica, fabricación de cerámicas, refinación de petróleo, fertilizantes, agricultura, industria alimenticia y turismo.

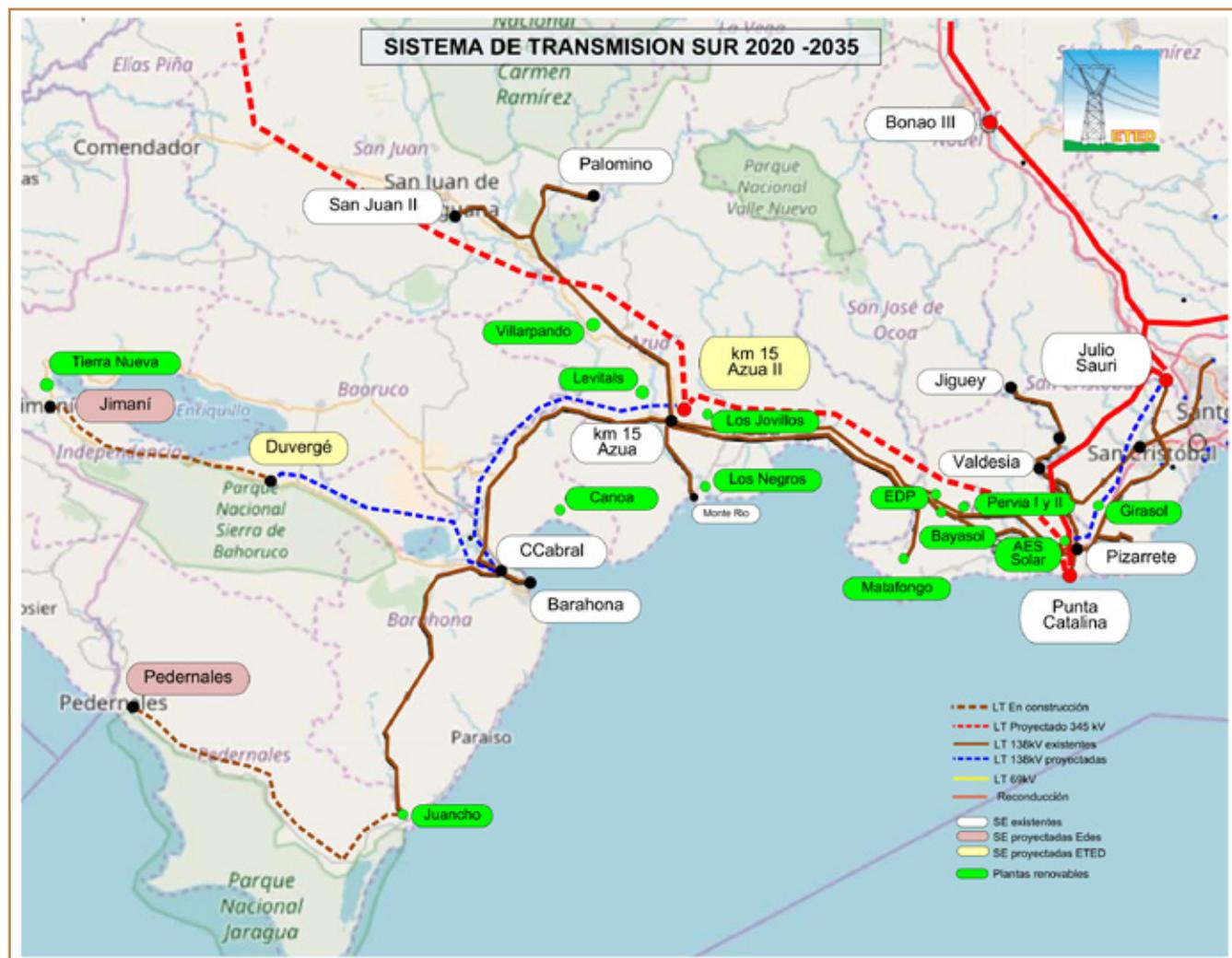
- c. Generación eléctrica: actores del subsector eléctrico, en especial aquellos relacionados a producción de electricidad con centrales eléctricas renovables o que utilicen combustibles fósiles y con almacenamiento de energía.
4. Evaluar con los gestores de infraestructuras el potencial impacto del hidrógeno verde, particularmente en los puertos marítimos por su papel estratégico en la importación y almacenamiento de combustibles.
5. Analizar el impacto de la descarbonización en la fiscalidad, los impuestos y subvenciones tanto a los combustibles fósiles como a los futuros combustibles bajos en carbono, especialmente el hidrógeno verde.
6. La planeación, hojas de ruta y estrategias que tome el país en cuanto a materia energética son claves para orientar el desarrollo del hidrógeno hacia los sectores y aplicaciones más relevantes para el contexto del país. En ese sentido, se recomienda enmarcar el hidrógeno verde dentro de las estrategias, como una herramienta más de descarbonización, identificando sectores estratégicos y oportunidades a corto, mediano y largo plazo. Priorizar la estrategia que minimice el consumo global de energía primaria y de este modo las importaciones de combustibles, la balanza comercial y la dependencia energética de República Dominicana.
7. Establecer mecanismo de certificación apropiada en una etapa temprana es una prioridad para países como República Dominicana, ya que su diseño e implementación son procesos, a menudo, largos. A más largo plazo, contar con sistemas de certificación bien establecidos y garantías de origen para la producción de hidrógeno permitirá al país acceder a mercados emergentes de importación de productos con bajas emisiones de carbonos derivados del hidrógeno, como combustibles sintéticos o fertilizantes bajo en carbono. Los mecanismos de certificación de hidrógeno bajo en carbono y las garantías de origen deben ser compatibles con las que se están desarrollando en futuros mercados de importación. En este sentido, se recomienda abrir un diálogo con países especialmente posicionados para la exportación.
8. Implementar un registro de producción, consumo, importación y exportación de hidrógeno para disponer de datos y estadísticas oficiales. Esto con la finalidad de garantizar la trazabilidad de la cadena de suministro del hidrógeno.
9. Dado el trato tradicional del hidrógeno como un combustible o elemento de difícil manipulación y peligroso, se limita su aceptación como una alternativa más sostenible y confiable. A partir de esto, resulta importante impulsar la formación académica y profesional en tecnologías del hidrógeno y difundir el conocimiento.
10. Identificar y capacitar a empresas locales que puedan proveer productos y servicios para la industria del hidrógeno verde.

Anexo

Tabla 13. Modelos de turbinas de gas de centrales del SENI. Fuente: [115].

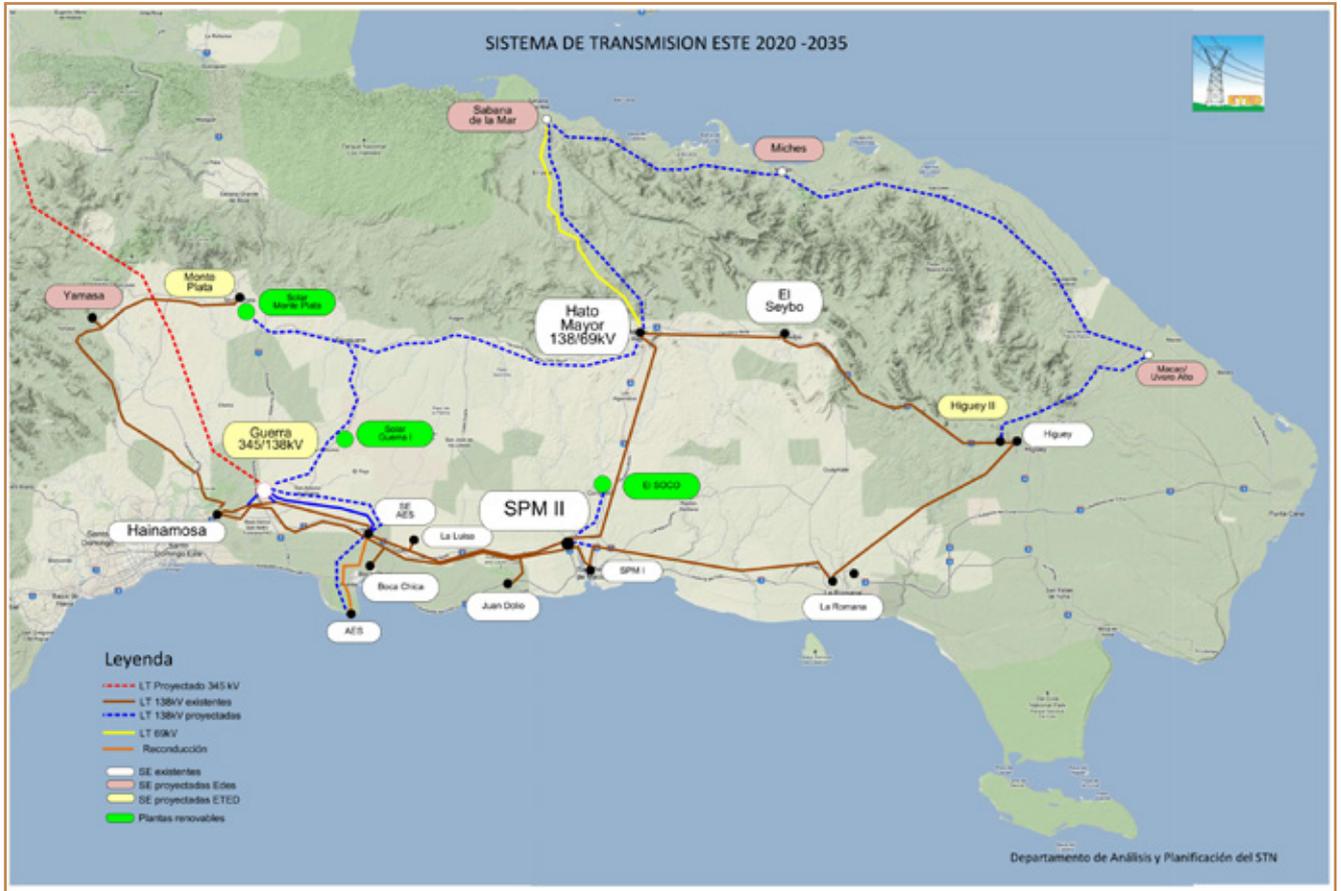
CENTRAL ELÉCTRICA	TURBINA DE GAS			
	FABRICANTE	MODELO	POTENCIA	COMBUSTIBLE
AES Andrés	Mitsubishi	M501F	192,5 MW	Gas Natural
CESPM	Siemens	V64.3A	65,3 MW	Gas Natural
Haina TG	Siemens	V84.2, serie no.800309	100 MW	Gasoil
Los Minas 5	Westinghouse	W501D5A	108,58 MW	Gas Natural

Ilustración 50. Mapa de expansión del sistema de transmisión sur del SENI. Fuente: ETED⁷.



7 Mapa suministrado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Ilustración 51. Mapa de expansión del sistema de transmisión este del SENI. Fuente: ETED⁸.



8 Mapa suministrado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Ilustración 52. Mapa de expansión del sistema de transmisión central del SENI. Fuente: ETED⁹.



9 Mapa suministrado por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana.

Bibliografía

- [1] International Energy Agency, «The Future of Hydrogen,» 2019.
- [2] International Renewable Agency, «Innovation landscape brief: Renewable power-to-hydrogen,» Abu Dhabi, 2019.
- [3] International Renewable Energy Agency, «World energy transitions outlook: 1.5°C pathway,» Abu Dhabi, 2021.
- [4] IRENA Coalition for Action, «Decarbonising end-use sectors: Practical insights on green hydrogen,» Abu Dhabi, 2021.
- [5] CNE, «Balance Nacional Energético 1998 al 2018,» 2019.
- [6] Organismo Coordinador, «Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas correspondiente al año 2020.,» Santo Domingo, 2021.
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Información Estadísticas - Reporte Método Referencia Emisiones Dióxido Carbono,» [En línea]. Available: <https://www.cne.gob.do/estadisticas-energeticas/informacion-estadisticas/>.
- [8] Hydrogen Council, McKinsey & Company, «Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness,» 2021.
- [9] IEA, «CO₂ Emissions From Fuel Combustion Highlights 2018,» International Energy Agency, 2018.
- [10] R. Vásquez y F. Salinas, «Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago, Chile, 2019.
- [11] IEA, «Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector,» International Energy Agency, 2021.
- [12] I. Dincer, «Green methods for hydrogen production,» International journal of hydrogen energy, vol. 37, n° 2012, pp. 1954-1971, 2012.
- [13] IRENA, «Green Hydrogen Supply: A Guide to Policy Making,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.
- [14] European Comision, «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe,» 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf.
- [15] International Energy Agency, «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells,» IEA, Abu Dhabi, 2015.
- [16] G. Stiegel y M. Ramezan, «Hydrogen From Coal Gasification: An Economical Pathway to a Sustainable Future,» International Journal of Coal Geology, pp. 173-190, 2006.
- [17] J. Fierro, «El hidrógeno: metodologías de producción,» Lychnos, 2011. [En línea]. Available: https://fgsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion.
- [18] A. Ursúa, L. Gandía y P. Sanchsi, «Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends,» Proceedings of the IEEE, vol. 100, n° 2, 2012.
- [19] GIZ, Ariema Energía y Medioambiente S.I. y TCI Geocomp SpA, «Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA,» Pablo Tello, Santiago, Chile, 2021.
- [20] U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, «U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy,» 21 noviembre 2017. [En línea]. Available: <https://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>.

- [21] IEA, «Hydrogen Production & Distribution,» 2014. [En línea]. Available: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf.
- [22] GIZ, «Inyección de hidrógeno en red de gas natural,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago, Chile, 2021.
- [23] J. Fierro, «Hydrogen Production & Distribution,» 2014. [En línea]. Available: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P12_H2_Feb2014_FINAL%203_CRES-2a-GS%20Mz%20GSOK.pdf.
- [24] Y. Bicer, I. Dincer, C. Zamfirescu, G. Vezina y F. Raso, «Configuration and Technology Implications of Potential Nuclear Hydrogen System Applications, ANL-05/30,» Argonne, 2005.
- [25] S. Ito, M. Uchida, S. Onishi, S. Kato, T. Fujimori y H. Kobayashi, «Performance of Ammonia-Natural Gas Co-Fired Gas Turbine for Power Generation,» de NH3 Energy+ Topical Conference at the AIChE Annual Meeting, Pittsburgh, 2018.
- [26] Bellona, «bellona.org,» Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://bellona.org/news/climate-change/2021-03-hydrogen-in-steel-production-what-is-happening-in-europe-part-one>.
- [27] Aurubis, «aurubis.com,» 27 Mayo 2021. [En línea]. Available: <https://www.aurubis.com/de/public-relations/pressemitteilungen--news/news/2021/27.05.2021-aurubis-erste-kupferanden-mit-wasserstoff-produziert>.
- [28] «Decarbonisation options for the dutch ceramic industry,» PNL Netherland Environmental Assessment Agency, 2020.
- [29] «ORANGE.BAT, green hydrogen for sustainable ceramics,» Enel, 24 2021. [En línea]. Available: <https://www.enelgreenpower.com/media/news/2021/04/green-hydrogen-sustainable-ceramics>.
- [30] G. H. Organisation, «Averting the climate crisis – the role of Green Hydrogen and what needs to be done,» Green Hydrogen Organisation, 2021.
- [31] J. A. Moya y C. C. Pavel, «Energy efficiency and GHG emissions: Prospective scenarios for the pulp and paper industry,» 2018.
- [32] E. P. A. (EPA), «Global Greenhouse Gas Emissions Data,» [En línea]. Available: <https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data#Sector>.
- [33] IEA, «Tracking Transport 2020,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-transport-2020>.
- [34] IEA, «Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells,» International Energy Agency, 2015.
- [35] GIZ, «Aplicación de celdas de combustible a hidrógeno en buses de transporte público,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago, Chile, 2021.
- [36] Clean Hydrogen in European Cities, «Fuel Cell Electric Buses: A Proven Zero-Emission Solution, Key Facts, Results, Recommendations,» 2016.
- [37] Fuel Cell Electric Buses, julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.fuelcellbuses.eu/>.
- [38] Hyundai, «<https://trucknbus.hyundai.com/>,» 2021. [En línea]. Available: <https://trucknbus.hyundai.com/global/en/products/truck/xcient-fuel-cell>.
- [39] Research and Markets, Enero 2019. [En línea]. Available: <https://www.researchandmarkets.com/reports/4748100/global-market-for-hydrogen-fueling-stations-2019>.
- [40] 4th Energy Wave, «The Fuel Cell and Hydrogen Annual Review,» 2016.

- [41] Fuel Cells Works, 2019. [En línea]. Available: <https://fuelcellworks.com/news/hydrogen-drives-clean-forklifts/>.
- [42] U.S. Department of Energy's Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), «The Business Case for Fuel Cells 2015: Powering Corporate Sustainability,» 2015.
- [43] [En línea]. Available: <http://www.fuelcellindustryreview.com/>.
- [44] Guidehouse, «European Hydrogen Backbone,» 2020.
- [45] Hydrogen Council, «Path to Hydrogen Competitiveness - A cost perspective,» 2019.
- [46] GIZ, «Descarbonización del sector energético chileno Hidrógeno - cadenas de valor y legislación internacional,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Santiago, Chile, 2020.
- [47] Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, «Reglamento Técnico Ambiental para la Transportación Terrestre de Sustancia y Materiales Peligrosos,» 2019. [En línea]. Available: <https://ambiente.gob.do/wp-content/uploads/2019/03/Reglamento-T%C3%A9cnico-Ambiental-para-la-Transportaci%C3%B3n-Terrestre-de-Sustancias-y-Materiales-Peligrosos.pdf>.
- [48] Secretaría De Estado de Medio Ambiente Y Recursos Naturales, «Reglamento para la Gestión de Sustancias y Desechos Químicos Peligrosos en la República Dominicana.»
- [49] Secretaría de Estado de Trabajo, «Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo. Decreto Núm. 522-06,» 2006.
- [50] INDOCAL, «¿Quiénes somos?».
- [51] INDOCAL, «Catálogo de Normas,» [En línea]. Available: <https://indocalnormas.gob.do/catalogo>.
- [52] Comisión Nacional de Energía, «Marco Legal - Leyes,» [En línea]. Available: <https://www.cne.gob.do/sobre-nosotros/marco-legal/>.
- [53] «Ley No. 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional,» 2 de agosto de 2013.. [En línea]. Available: https://www.aduanas.gob.do/media/2201/ley_103-13_incentivo_imp_vehiculos_energia_no_convencional.pdf.
- [54] CNE, «Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético Año 2018,» Comisión Nacional de Energía, Santo Domingo, 2019.
- [55] Banco Central de la República Dominicana, [En línea]. Available: <https://www.bancentral.gob.do/a/d/2532-sector-externo>. [Último acceso: 31 Mayo 2021].
- [56] DGA, «Informes y Boletines,» [En línea]. Available: <https://www.aduanas.gob.do/estadisticas/informes-boletines/>.
- [57] Comisión Nacional de Energía (CNE), ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN ACTUAL Y POTENCIAL DE BIOMASA EN REPÚBLICA DOMINICANA Y SU PLAN DE APROVECHAMIENTO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA, 2018.
- [58] «<https://refidomsa.com/>,» [En línea]. Available: <https://refidomsa.com/facilidadesmarinas/>. [Último acceso: 3 Febrero 2022].
- [59] Comisión Nacional de Energía y OLADE, «DIAGNÓSTICO ENERGÉTICO DE REPÚBLICA DOMINICANA,» 2015.
- [60] Ofical Nacional de Estadística, «Encuesta Nacional de Hogares de Propósitos Múltiples (ENHOGAR - 2018),» Santo Domingo, 2019.
- [61] O. Coordinador, «Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas del Año 2020,» 2021.
- [62] O. Coordinador, «Plano RD Líneas de Transmisión,» 2022.

- [63] Organismo Coordinador, «Informe Mensual de Operación Real Diciembre 2021,» Santo Domingo, 2022.
- [64] R. Berigüete, O. Ramírez, L. Galindo y J. Alatorre, «Transición Energética en la República Dominicana: ¿Cómo las estrategias de descarbonización del sector eléctrico aceleran la participación del sector privado en la contribución determinada a nivel nacional CDN?,» Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago, 2020.
- [65] Comisión Nacional de Energía, «Estudio del régimen económico de las Energías Renovables en la República Dominicana,» Santo Domingo, 2020.
- [66] CNE, Plan Energético Nacional República Dominicana 2022 -2036 Primer Borrador, Santo Domingo, 2021.
- [67] IRENA, «Perspectivas de Energías Renovables: República Dominicana, REMap 2030,» Abu Dhabi, 2016.
- [68] Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, «Glosario,» [En línea]. Available: <https://cdeee.gob.do/portalcircuitos/Glosario>.
- [69] Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, «Informe de Desempeño Empresas Eléctricas Estatales 2020,» 2020.
- [70] Organismo Coordinador, «Diagnóstico estado actual del esquema de deslastre de carga (EDAC) del SENI,» 2018.
- [71] Banco Mundial, «Global Solar Atlas - Dominican Republic,» [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/map?c=18.711293,-70.164185,8&r=DOM>.
- [72] A. Ochs, M. Konold, M. Lucky, E. Musolino, M. Weber y A. Ahmed, «Roadmap to a Sustainable Energy System: Harnessing the Dominican Republic's Sustainable Energy Resources,» Worldwatch Institute, Washington DC, 2015.
- [73] MOPC, «¿Quiénes Somos?».
- [74] DGII, «Boletín Estadístico. Parque Vehicular 2021».
- [75] Grutter Consulting, «Country Diagnosis Dominican Republic,» 2021.
- [76] Listín Diario, «En 2014 se importaron 124 vehículos eléctricos; en 2020 la cifra aumentó a 1,905,» Listín Diario, 12 abril 2021.
- [77] Evergo, «Nosotros,» [En línea]. Available: <https://evergonet.com/nosotros/>.
- [78] F. Anaya, Plan Estratégico de Movilidad Eléctrica, 1 ed., 2020.
- [79] Banco Central de República Dominicana, «Sector real,» [En línea]. Available: <https://www.bancentral.gov.do/a/d/2533-sector-real>.
- [80] Ministerio de Energías y Minas, «Encuesta Nacional a Sectores de Consumo Final de Energía de República Dominicana (2018). Tomo III: Consumo de Energía del Sector Industrial,» 2020.
- [81] EITI-RD, «Producción Minera Dominicana,» [En línea]. Available: <https://eitird.mem.gob.do/informe-eiti-rd/produccion-y-exportacion/produccion-minera-dominicana/>.
- [82] EITI-RD, «Reservas Fiscales,» [En línea]. Available: <https://eitird.mem.gob.do/informe-eiti-rd/otorgamiento-de-derechos/derechos-mineros-vigentes/reservas-fiscales/>.
- [83] EITI-RD, «Producción Minera por Producto 2003-2018,» [En línea]. Available: <https://eitird.mem.gob.do/informe-eiti-rd/produccion-y-exportacion/produccion-minera-dominicana/>.
- [84] Banco Central de la República Dominicana, «Exportaciones 2010-2020,» [En línea]. Available: <https://www.bancentral.gov.do/a/d/2532-sector-externo>.
- [85] Consejo Nacional de Zonas Francas de Exportación, «Informe Estadístico del Sector Zonas Francas,» 2019.

- [86] Consejo Nacional de Zonas Francas de Exportación, «Preguntas Frecuentes,» [En línea]. Available: <https://www.cnzfe.gob.do/index.php/es/preguntas-frecuentes>.
- [87] ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS PARA LA AGRICULTURA Y LA ALIMENTACION, El estado actual de la pequeña agroindustria en America Latina, Santiago, 1996.
- [88] Oficina Nacional de Estadística, Directorio de Empresas y Establecimientos 2019, 2019.
- [89] Ministerio de Agricultura de la República Dominicana, «Estadísticas del Sector Agropecuario de la República Dominicana 2002-2016,» 2017.
- [90] WHA International, «Hydrogen in Industry Applications: Past, Present and, Future,» [En línea]. Available: <https://wha-international.com/hydrogen-in-industry/>.
- [91] Y. Yang, V. D. Kadam y J. You, «Thiophenes and Their Benzo Derivatives: Reactivity. Reference Module in Chemistry,» Molecular Sciences and Chemical Engineering, 2019.
- [92] Michell Instruments, «XTC601 for Monitoring Hydrogen Cooled,» [En línea]. Available: https://www.processensing.com/docs/datasheet/Michell_Instruments_XTC601_HCG_US_Datasheet_v3.pdf.
- [93] M. K. Gupta, «Hydrogenation,» de Practical Guide to Vegetable Oil Processing, 2 ed., Texas, MG Edible Oil Consulting Int'l Inc., 2017, pp. 171-215.
- [94] IEA, «Hydrogen in Latin America. From near-term opportunities to large-scale deployment,» International Energy Agency, 2021.
- [95] DNV, Energy Transition Outlook 2021, DNV, 2021.
- [96] GIZ y INODU, «Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile,» GIZ, Santiago, 2021.
- [97] M. Guzmán, «Perfil económico de la industria del cemento en República Dominicana,» Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes, Santo Domingo, 2021.
- [98] ADOCEM, «Informe anual 2019,» ADOCEM, 2019.
- [99] Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Santo Domingo, El mercado de los fertilizantes en República Dominicana, Santo Domingo, 2020.
- [100] M. Alpízar, «Plaguicidas y fertilizantes en República Dominicana. Oportunidades para su comercialización,» 2017.
- [101] M. Sanchis Sarrió, «El mercado de fertilizantes en República Dominicana,» 2015.
- [102] T. Vargas García, «Informe Final. Establecimiento de la Línea de Base para la Realización de un Plan Conceptual para la Inclusión Social de Recicladores Informales en el Contexto del Vertedero Duquesa y la Mancomunidad del Gran Santo Domingo,» 2019.
- [103] ODCI, «Una radiografía básica de los puertos de República Dominicana,» ODCI, 15 9 2015. [En línea]. Available: <https://odci.org.do/2015/09/una-radiografia-basica-de-los-puertos-de-republica-dominicana/>.
- [104] Oficina Nacional de Estadística, «Total de TEUS movi- lizados en importación, exportación y tránsito por mes y puertos,» 2020.
- [105] DP World Caucedo, «Infraestructura,» DP World Caucedo, [En línea]. Available: <https://caucedo.com/sobre-nosotros/infraestructura/>.
- [106] Haina International Terminals, «Infraestructura de Clase Mundial,» Haina International Terminals, [En línea]. Available: <https://hit.com.do/infraestructura-de-clase-mundial/>.
- [107] M. Beermann, G. Jungmeier, E. Wahlmüller y W. Böhme, «Hydrogen Powered Fuel Cell Forklifts – Demonstration of Green Warehouse Logistics,» Barcelona, 2013.

- [108] Deloitte China, «Fueling the future of Mobility,» 2020.
- [109] Jera, «Feasibility Study under NEDO Program on Ammonia Co-firing in Thermal Power Generation Facility,» Jera, 27 03 2020. [En línea]. Available: https://www.jera.co.jp/english/information/20200327_479.
- [110] J. Goldmeer, «POWER TO GAS: HYDROGEN FOR POWER GENERATION,» General Electric, 2019.
- [111] Wärtsilä, «Path to 100% Renewables in Dominican Republic,» 2020.
- [112] H. Council, «Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective,» Hydrogen Council, 2020.
- [113] M. Froese, «USTDA to support development of offshore wind in Jamaica,» Windpower Engineering & Development , 10 10 2017. [En línea]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/ustda-support-development-offshore-wind-jamaica/>.
- [114] Crown Estate Scotland , «ScotWind offshore wind leasing delivers major boost to Scotland's net zero aspirations,» Crown Estate Scotland , 17 1 2022. [En línea]. Available: <https://www.crownestatescotland.com/news/scotwind-offshore-wind-leasing-delivers-major-boost-to-scotlands-net-zero-aspirations>.
- [115] Organismo Coordinador, «Informes - Operación del SENI - Programación del SENI - Pruebas VEROPE,» [En línea]. Available: <https://www.oc.do/Informes/Operaci%C3%B3n-del-SENI/Programaci%C3%B3n-del-SENI>.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de