



Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Explorando el Horizonte: Dinámicas, Viabilidad y Perspectivas Futuras

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

Domicilios de la Sociedad
Bonn y Eschborn, Alemania

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

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15
E info@giz.de
I www.giz.de

Denominación del proyecto
Proyecto Transición Energética (PTE)
Fomento de Energías Renovables para Implementar los Objetivos Climáticos en la República Dominicana

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

Responsable
Clemens Findeisen, Director Proyecto Transición Energética, GIZ

Autores
Joan Flores, Juan Zagorodny (Fichtner GmbH & Co. KG); Lukas Peiler, Walmy Fernández (GIZ)

Revisado por
Chadia Abreu, Peter Santana, Daniel Galván (MEMRD); Omar García (SIE); Pablo Tello (GIZ)

Ejecutado por
Ministerio de Energía y Minas, Superintendencia de Electricidad, Proyecto Transición Energética,
Cooperación Alemana al Desarrollo (GIZ) fomentado por el Ministerio Federal de Economía y Protección
del Clima y la Iniciativa Climática Internacional (IKI)

Diseño/diagramación
DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:
Shutterstock

Material cartográfico
Las representaciones cartográficas tienen carácter netamente informativo y no han sido validadas por fuentes del derecho internacional público en lo que respecta a la determinación de fronteras y territorios. La GIZ no garantiza la actualidad, exactitud o integridad del material cartográfico puesto a disposición. No se asume responsabilidad alguna por cualquier perjuicio surgido directa o indirectamente de su uso.

Por encargo de:
Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima
Stresemannstraße 34 - 37
10115 Berlin
T +49 (0)30 18 305-0
F +49 (0)30 18 305-4375

Santo Domingo, 2024

Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Explorando el Horizonte: Dinámicas, Viabilidad y Perspectivas Futuras

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	9
1. POTENCIALES APLICACIONES EN REPÚBLICA DOMINICANA	10
1.1 Sectores industriales	11
1.1.1 Industria cementera	11
1.1.2 Industria de fertilizantes	12
1.1.3 Minería de metales	12
1.2 Transporte terrestre pesado, flotas de servicio y de larga distancia	12
1.3 Sector de Energía Eléctrica	13
1.4 Otras posibles aplicaciones del hidrógeno y sus derivados	13
1.4.1 Aviación Civil	13
1.4.2 Transporte Marítimo	13
2. VENTAJAS COMPETITIVAS Y OPORTUNIDADES DE REPÚBLICA DOMINICANA	14
2.1 Oportunidades para República Dominicana	14
2.1.1 Cumplimiento de los compromisos de descarbonización	14
2.1.2 Despliegue de las energías renovables	15
2.1.3 Impulso a la industrialización y el desarrollo tecnológico	16
2.1.4 Beneficios sociales y ambientales	16
2.1.5 Fortalecimiento institucional	16
2.1.6 Oportunidades en el mercado regional	17
2.2 Ventajas competitivas de República Dominicana	17
3. ZONAS ÓPTIMAS PARA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE Y COSTOS FUTUROS DE PRODUCCIÓN	18
3.1 Zonas con mejores recursos para producción de hidrógeno renovable	18
3.2 Ubicaciones para producción de hidrógeno renovable	20
3.2.1 Áreas óptimas para la producción de hidrógeno renovable	20
3.3 Proyecciones globales de costos	22
3.4 Proyección de LCOE	22
3.4.1 Referencias y Cálculo	22
3.4.2 Proyección del LCOE 2024-2040	23
3.5 Proyección de LCOH	24
3.5.1 Cálculo del LCOH	24
3.5.2 LCOH en Cibao Norte y Noroeste	26
4. MERCADO NACIONAL E INTERNACIONAL	28
4.1 Demanda interna proyectada hasta 2040	28
4.1.1 Demanda actual de hidrógeno	29
4.1.2 Hidrógeno como energético	30
4.1.3 Proyección de la demanda potencial de hidrógeno	34
4.2 Potenciales Mercados Internacionales	35
4.3 Exportación de Hidrógeno en República Dominicana	38
4.3.1 Transporte y Logística	38
4.3.2 Potencial de Exportación de República Dominicana	39

5. PERSPECTIVAS DEL HIDRÓGENO RENOVABLE PARA REPÚBLICA DOMINICANA	40
5.1 Demanda Interna	41
5.2 Autosuficiencia y potencial exportador	43
5.3 Desarrollo de capacidades	44
5.3.1 Desarrollo e inversión en infraestructura	44
5.3.2 Capacitación de la fuerza laboral y desarrollo de habilidades	44
5.3.3 Fortalecimiento del marco regulatorio	44
5.3.4 Socialización	44
6. MEDIDAS CLAVE PARA EL IMPULSO DEL HIDRÓGENO RENOVABLE EN REPÚBLICA DOMINICANA	45
6.1 Investigación, desarrollo e innovación y capacitación	45
6.2 Normativa y Regulación	46
6.3 Infraestructura	47
6.4 Cooperación Internacional	47
6.5 Industria y Transporte	48
7. REFERENCIAS	49
8. ANEXOS	53
8.1 Potencial de recursos y zonas óptimas	53
8.1.1 Geografía y áreas protegidas	53
8.1.2 Escenarios de expansión	55
8.1.3 Disponibilidad de agua y tierras	55
8.1.4 Transporte e Infraestructura	58
8.2 Cálculo de LCOE	59
8.3 Costo de Inversión	60
8.4 Resultados de los LCOE proyectados	63
8.5 Escenarios de penetración del hidrógeno	65
8.6 Suposiciones y Metodología	66
8.6.1 Consumo energético	67
8.6.1.1 Electricidad	67
8.6.1.2 Sector de transporte	68
8.6.1.3 Transporte marítimo	69
8.6.1.4 Calor de procesos de alta temperatura	69
8.6.2 Consumo como materia prima	70
8.6.2.1 Producción de Fertilizantes	70
8.6.2.2 Refinería	70
8.7 Tecnologías y costos de transporte de Hidrógeno	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Ejemplo de línea de tendencia que muestra cómo varían los costes fijos de producción de hidrógeno con la utilización de la planta.	20
Figura 2: Mapa de República Dominicana, con las áreas óptimas para la producción de hidrógeno y derivados.	21
Figura 3: Proyección de LCOE para los años 2024, 2030 y 2040 (en USD/MWh). Los rangos representan los distintos factores de capacidad en las regiones que tienen potenciales de generación de energía solar y eólica en la República Dominicana.	24
Figura 4: Resumen de los LCOH obtenidos para ubicaciones seleccionadas y para generación eléctrica solar fotovoltaica (FV), eólica e híbrida.	25
Figura 5: Proyección de costos de LCOH para distintas regiones de República Dominicana. Utilizando generación híbrida (Solar FV+eólica).	26
Figura 6: Relación entre costos nivelados (LCOE y LCOH) y factor de capacidad de la tecnología.	27
Figura 7: Composición de costos en el LCOH dependiendo del factor de capacidad de la planta de electrólisis en la región del Cibao norte.	27
Figura 8: Demanda potencial estimada de hidrógeno equivalente (en ton de H ₂) para los años 2030 y 2040 en los dos escenarios considerados.	35
Figura 9: Potencial rol de algunas regiones en el mercado de hidrógeno. El mapa se basa en una serie de factores, incluidos los costos de producción, los costos de transporte y las regulaciones. También tiene en cuenta las hojas de ruta y estrategias de los diversos países.	37
Figura 10: Mapa físico de la República Dominicana.	53
Figura 11: Mapa de República Dominicana, mostrando los principales Parques Nacionales, ciudades y carreteras.	54
Figura 12: Consumos y pérdidas de energía en una planta de electrólisis. Ejemplo en base a una capacidad total de 15 MW.	56
Figura 13: Mapa de zonas de producción de agua dulce en República Dominicana.	57
Figura 14: Ubicación de los principales puertos marítimos en la República Dominicana.	59
Figura 15: Categorías de uso de hidrógeno.	71
Figura 16: Costos de transporte de Hidrógeno en diferentes formas en función de la distancia	72
Figura 17: Relación entre distancia y cantidad de hidrógeno anual.	73
Figura 18: Estimaciones de costos totales de transporte de H ₂ en tres formas de transporte, entre principales exportadores e importadores.	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Sectores potenciales para aplicaciones de Hidrógeno según identificados en el Análisis Prospectivo de Hidrógeno renovable.	10
Tabla 2: Factores de capacidad de las distintas regiones de República Dominicana.	23
Tabla 3: Generación de electricidad proyectada en el PEN de energía renovable y de gas natural y demanda estimada de hidrógeno renovable en función del porcentaje de gas natural a sustituir.	31
Tabla 4: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H ₂ y e-fuels en transportes pesados (>7.5 ton).	31
Tabla 5: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H ₂ y de SAF (alternativos) para diferentes cuotas de mezcla en aviación.	32
Tabla 6: Consumo de energía proyectado, y demanda potencial estimada de H ₂ renovable o combustible sintético en aplicaciones de logística interna.	32
Tabla 7: Capacidad de producción de fertilizantes pronosticada y demanda potencial de amoníaco e Hidrógeno renovables.	33
Tabla 8: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H ₂ y de SAF (alternativos) para diferentes cuotas de mezcla en aviación.	34
Tabla 9: Demanda potencial de Hidrógeno (ton H ₂) en los distintos escenarios.	34
Tabla 10: Costos estimados de transporte de H ₂ a larga distancia en las 3 formas previstas, desde el puerto de Santo Domingo hacia cuatro puertos representativos de los principales mercados importadores. NH ₃ : amoníaco, LOHC: Liquid Organic H ₂ Carrier, LH ₂ : Liquid H ₂ .	38
Tabla 11: Costos estimados de suministro de H ₂ en forma LH ₂ desde el puerto de Santo Domingo hacia dos puertos representativos de los principales mercados importadores. Proyecciones para el año 2040.	38
Tabla 12: Demanda potencial de hidrógeno en toneladas por año en los escenarios de baja y alta penetración, derivada del Documento II.	42
Tabla 13: Objetivos de cobertura de la demanda interna expresado en porcentajes, producción local y capacidad de electrolizadores para escenarios de baja y alta penetración para el año 2030 y 2040.	43
Tabla 14: Objetivo de precio del hidrógeno renovable para 2030 para los países vecinos, tal y como se describe en sus estrategias nacionales de hidrógeno.	43
Tabla 15: Zonas de producción de agua dulce en República Dominicana según mapa en Figura 19.	58
Tabla 16: Datos de ejemplos de referencia presentados en el PEN 2022-2036 (5).	61
Tabla 17: Proyección de costos de capacidad instalada (en USD de 2020/kW).	62
Tabla 18: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC mínimos de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).	63
Tabla 19: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC promedio de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).	64
Tabla 20: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC máximos de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).	65
Tabla 21: Porcentajes de penetración de hidrógeno para los distintos sectores de uso, en los escenarios de baja y alta penetración.	66
Tabla 22: Demanda de energía neta por sector, escenario tendencial. Proyección CNE (2018-2036) en kTep y proyección extrapolada a 2040.	67
Tabla 23: Demanda de energía neta por sector, escenario alternativo, Proyección CNE (2018-2036), en kTep, y proyección extrapolada a 2040.	68
Tabla 24: Consumo de energía neta en el sector transporte, año 2018 (kTep y %).	68
Tabla 25: Costos de transporte de Hidrógeno en diferentes formas o métodos.	72

LISTA DE ABREVIATURAS

ALC	América Latina y el Caribe
CAPEX	Costos de Inversión (Capital expenditures, en inglés)
CNE	Comisión Nacional de Energía de República Dominicana
FV	Fotovoltaica
GEI	Gases de Efecto Invernadero
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad (Levelized cost of electricity, en inglés)
LCOH	Costo Nivelado de Hidrógeno (Levelized cost of hydrogen, en inglés)
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada (National Determined Contribution, en inglés)
O&M	Operación y Mantenimiento (Operation and Maintenance, en inglés)
PEN	Plan Energético Nacional 2022–2036 de la República Dominicana
SAF	Combustibles de Aviación Sostenibles (Sustainable Aviation Fuels, en inglés)
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

RESUMEN EJECUTIVO

La República Dominicana se suma a los esfuerzos globales para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, explorando el potencial del hidrógeno renovable como alternativa energética, especialmente en sectores donde la electrificación directa es menos viable, como la industria y el transporte pesado. Este elemento se destaca por su densidad energética y versatilidad, aunque su producción actual depende en gran medida de fuentes fósiles, se espera un cambio hacia fuentes renovables para 2050. El país ve en el hidrógeno renovable una oportunidad para integrar sus recursos de energía renovable en sectores difíciles de descarbonizar, ofreciendo aplicaciones prometedoras en la industria, el transporte y la generación eléctrica.

El hidrógeno renovable podría revolucionar varios sectores clave en la República Dominicana. En la industria, serviría como combustible o materia prima para la producción de cemento, fertilizantes y en minería. En el transporte, podría propulsar vehículos pesados y de larga distancia, además de ser usado en la fabricación de combustibles derivados para barcos y aviones. También se considera su uso en el sector eléctrico, tanto para almacenar energía renovable como para generar electricidad. Sin embargo, la adopción de esta tecnología dependerá de la viabilidad económica, la madurez tecnológica, la capacidad de adaptación de los sectores implicados y la infraestructura de distribución.

El país posee ventajas competitivas significativas para el desarrollo de una industria de hidrógeno renovable, gracias a su potencial en energías renovables, un sector industrial en crecimiento y su posición geográfica estratégica. Los costos de producción del hidrógeno renovable se esperan competitivos para 2030 y 2040, especialmente en regiones como el Cibao norte y noroeste. La demanda doméstica de hidrógeno está proyectada a aumentar significativamente, impulsada por el crecimiento de sectores como el eléctrico, industrial y de transporte, lo que sugiere un futuro prometedor para el mercado local de hidrógeno renovable.

Para fomentar el desarrollo de la industria del hidrógeno renovable, se recomienda impulsar la investigación y el desarrollo, tanto a nivel académico como técnico, además de crear un marco regulatorio claro que abarque toda la cadena de valor del hidrógeno. También es crucial evaluar y potenciar las infraestructuras existentes, así como establecer alianzas estratégicas internacionales. Estas acciones estratégicas son fundamentales para posicionar a la República Dominicana como un líder en la producción y utilización de hidrógeno renovable, contribuyendo a sus objetivos de descarbonización y desarrollo sostenible.

1. POTENCIALES APLICACIONES EN REPÚBLICA DOMINICANA



En la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles, la República Dominicana se posiciona en un punto de inflexión para la adopción del hidrógeno renovable como un elemento clave en la búsqueda de la transición energética. En el estudio “Análisis Prospectivo de Hidrógeno Verde en República Dominicana” publicado por GIZ en 2022, se consideraron de forma general las posibles aplicaciones del hidrógeno y sus derivados en diferentes sectores (1). En dicho documento se consideraron los siguientes sectores y posibles aplicaciones dentro de ellos (ver Tabla 1).

Tabla 1: Sectores potenciales para aplicaciones de Hidrógeno según identificados en el Análisis Prospectivo de Hidrógeno renovable.

Categoría	Subsectores
Sectores industriales	<ul style="list-style-type: none">• Industria cementera (combustible para hornos)• Producción de amoníaco y fertilizantes verdes (insumo H₂)• Minería metálica (combustible, y posible agente reductor)
Transporte	<ul style="list-style-type: none">• Flotas de servicio (p.ej., camiones recolectores de residuos)• Infraestructura de Puertos (grúas y vehículos)• Intralogística (Montacargas, etc.)• Transporte en la minería
Sector Eléctrico	<ul style="list-style-type: none">• Generación eléctrica con H₂ y amoníaco• Acumulación de energía para la red eléctrica



En el uso del H₂ en los rubros mencionados, se observaron posibles ventajas del uso del hidrógeno, de origen renovable, en comparación con el uso de combustibles fósiles y otras alternativas tecnológicas. Además, se identificaron de manera general las razones por las cuales el hidrógeno y/o sus derivados, como el amoníaco verde, podrían ser técnicamente factibles en el mediano y largo plazo.

1.1 Sectores industriales

1.1.1 Industria cementera

Dentro de los sectores industriales, la producción de cemento es una de las actividades más importantes y con mayor crecimiento en la República Dominicana. En 2018, esta industria utilizó su energía útil principalmente en forma de coque de petróleo (63.3%) y carbón mineral (32.2%) (2). A nivel global, se está evaluando la posibilidad de reemplazar el uso intensivo de combustibles fósiles por combustibles derivados de biomasa y residuos, y a largo plazo, por hidrógeno (3).

Sin embargo, es previsible que estas opciones se enfrenten con una posible dificultad, que es encontrar otro destino para la producción de coque, ya que es un producto implicado necesariamente en el proceso de la refinería. Por lo tanto, es necesario estudiar las características técnicas de los hornos para la producción de Clinker y sus requeridas adaptaciones. También es importante estudiar las posibilidades e implicaciones de una transformación paralela en el sector de refinación, por el tema del coque residual, para evaluar su no producción o su no uso como combustible, ya que continuaría generando emisiones.

1.1.2 Industria de fertilizantes

El mercado de fertilizantes en la República Dominicana es de alrededor de 223,000 toneladas métricas, con una balanza comercial negativa. Actualmente, los fertilizantes se basan en amoníaco de origen fósil importado. El hidrógeno podría tomar un papel fundamental en esta industria, al sustituir el amoníaco fósil por uno de origen renovable y, posteriormente, producir fertilizantes con baja huella de carbono.

1.1.3 Minería de metales

La minería es una industria altamente intensiva en emisiones contaminantes, el uso de hidrógeno y sus derivados podría tornarse factible en el mediano y largo plazo, tanto como combustible de procesos y como para maquinaria pesada. En el caso de minerales ferrosos, se podría utilizar hidrógeno como agente de reducción, una aplicación que se mantiene en constante desarrollo.

Es necesario realizar estudios específicos de las adaptaciones necesarias de las maquinarias usadas en la minería de metales en la República Dominicana, para su adopción de combustibles alternativos y del hidrógeno como agente reductor. En general, se requerirán de tecnologías maduras y económicamente viables para poder implementar el uso del hidrógeno y sus derivados en la minería de metales en el país.

1.2 Transporte terrestre pesado, flotas de servicio y de larga distancia

El uso de hidrógeno y sus derivados en el transporte terrestre se tornaría viable a mediano plazo (2030), en aquellos nichos en los que la electrificación con baterías aún no resulta práctica, como el transporte pesado y de larga distancia, incluyendo camiones y autobuses. Sin embargo, para el transporte urbano (autos, colectivos, vehículos livianos) y de cargas medias (como los camiones de reparto o “couriers”), la tendencia actual es hacia la electrificación utilizando baterías.

Se ratifica que los cuatro subsectores de transporte mencionados en la Tabla 1 (1) podrían resultar atractivos para el uso de hidrógeno y derivados hacia 2030, en caso de que los precios de los equipos desciendan y se cuente con instrumentos de promoción y regulación adecuados. Sin embargo, se hace notar que la rápida evolución de las baterías más modernas implica el riesgo de afrontar competencia también en estos sectores (4).

Según el Instituto Nacional de Tránsito y Transporte, no hay una perspectiva de uso de hidrógeno para movilidad sostenible, y se avanza más conceptualmente hacia la electrificación con baterías en el transporte urbano. Sería positiva la implementación de un proyecto piloto de vehículos a hidrógeno y/o combustibles derivados, en particular en el transporte público. Una ventaja para esta aplicación es que, bajo la misma ley que otorga incentivos para la importación de vehículos eléctricos de batería, se otorgan incentivos para la importación de vehículos cuyo sistema de propulsión sea basado en hidrógeno.

1.3 Sector de Energía Eléctrica

En el sector eléctrico, el uso de hidrógeno, y sus derivados, para la acumulación de energía y su posterior uso en generación eléctrica está, en la actualidad, se encuentra en competencia directa con sistemas de acumulación estacionaria en baterías, que están siendo desplegados en escalas de miles de MWh. Se prevé que en los próximos años (2025-2030), la rápida evolución tecnológica de las baterías, incluyendo nuevas químicas como las de iones de sodio, terminará de inclinar esta competencia a su favor, con precios significativamente más bajos que 100 USD/kWh y largas vidas útiles superiores a los 10,000 ciclos.

En acumulación estacionaria de energía, tanto el precio (USD/kWh), como la vida útil (en ciclos), como la eficiencia total (round-trip), son los parámetros más decisivos para la economía de los proyectos. Para servicios “rápidos”, como la regulación de frecuencia o “peak shaving”, los sistemas de baterías están demostrando capacidades de respuestas más rápidas. Por lo tanto, el uso de hidrógeno y sus derivados, para estos servicios en particular, no resulta competitivo al compararse con estos sistemas de baterías.

Por otro lado, el uso de hidrógeno en mezclas a bajos porcentajes en corrientes de gas en centrales térmicas existentes podría resultar en una contribución a reducir las emisiones de CO₂, aunque habrá que estudiar en cada caso las posibilidades concretas de adaptación de las máquinas para la quema de estas mezclas, tomando también recaudos para que no se aumente la emisión de óxidos de nitrógeno.

Finalmente, el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno para hacer frente a variaciones más largas de las energías renovables se enfrenta con dos dificultades: primero, requiere gastos de energía considerables, de hasta un 30% de la energía a ser almacenada, para la compresión a altas presiones o la licuefacción del gas, y; segundo, requiere encontrar estructuras geológicas subterráneas adecuadas, como grandes cavernas o pozos de gas o petróleo agotados.

1.4 Otras posibles aplicaciones del hidrógeno y sus derivados

1.4.1 Aviación Civil

Según datos del Instituto Dominicano de Aviación Civil, el combustible mayormente utilizado es el Jet A1. A pesar de que la refinería produce Jet A1, la producción no alcanza a cubrir la demanda. En 2022, el despacho de A1 fue de 4.43 Mbbl (aproximadamente 704 mil m³); solo el 35% fue abastecido por REFIDOMSA y el resto fue importado. Los llamados combustibles “drop-in” o directamente aplicables pueden reemplazar al combustible convencional para aviones sin necesidad de hacer modificaciones en los sistemas de combustible de aeronaves y motores o las redes de distribución. Estos combustibles son totalmente intercambiables y se pueden usar en aeronaves propulsadas por turbinas existentes o mezclados con otros combustibles directos.

Ya que el país posee una importante producción de caña de azúcar, implementar un camino sostenible podría implicar el uso de tecnologías “SIP” (Iso-Parafinas Sintéticas, hasta un 10% de mezcla) y “ATJ” (Alcohol a Jet, hasta un 30% de mezcla). El queroseno basado en electrólisis (e-queroseno) también puede desempeñar un papel importante en la descarbonización del sector de la aviación.

1.4.2 Transporte Marítimo

Los combustibles marinos sostenibles “directos” (drop-in), como el biodiésel, el aceite vegetal hidrotratado, el bioaceite y el biocrudo, se pueden utilizar en la infraestructura existente y en los motores marinos sin modificaciones importantes. Se supone que los combustibles marítimos de base biológica serán una alternativa de combustible más competitiva y extendida a 2030 y 2040. En República Dominicana existiría potencial de producción de estos combustibles. Sin embargo, según información de la Asociación de Navieros de República Dominicana, actualmente no se surte mucho combustible a barcos en el país debido a que la estructura de costos e impuestos hace que los combustibles sean más caros que en otros países cercanos como Curazao o Panamá.



2. VENTAJAS COMPETITIVAS Y OPORTUNIDADES DE REPÚBLICA DOMINICANA

2.1 Oportunidades para República Dominicana

A continuación, se presentan las principales oportunidades de la República Dominicana para implementar una economía del hidrógeno. Las oportunidades de adentrarse en un mercado limpio y emergente que tiene proyecciones muy altas a nivel mundial siempre son muy amplias.

2.1.1 Cumplimiento de los compromisos de descarbonización

La República Dominicana se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como parte de su responsabilidad global en la lucha contra el cambio climático.

El país ha expresado la aspiración del país a alcanzar la neutralidad en emisiones de carbono a largo plazo.

El país presentó su primera Contribución Nacionalmente Determinada (NDC) en 2015, comprometiéndose a reducir las emisiones de GEI en un 25 % en comparación con el escenario base para 2030. En 2020, el país actualizó su NDC, aumentando su ambición a una reducción del 27 %.

La implementación de la NDC de la República Dominicana requiere de un esfuerzo conjunto del sector público, el sector privado y la sociedad civil. El gobierno dominicano ha desarrollado un Plan de Acción para la NDC, que establece los pasos necesarios para implementar los compromisos climáticos del país. A continuación, se resumen los principales aspectos de la NDC de la República Dominicana:



- **Objetivo de reducción de emisiones:** 27 % para 2030, de los cuales un 20 % estaría condicionado a la disponibilidad de financiamiento externo y un 7 % sería incondicional.
- **Sectores prioritarios:** Energía, transporte y agricultura.
- **Medidas clave:** Promoción de las energías renovables, eficiencia energética, movilidad y agricultura sostenibles.

La electrificación no es técnicamente factible en varios sectores de la economía, como los mencionados anteriormente. En este sentido, el hidrógeno renovable presenta una oportunidad para descarbonizar estos sectores, permitiéndole al país incrementar su porcentaje de reducción de emisiones de GEI.

2.1.2 Despliegue de las energías renovables

La República Dominicana cuenta con amplios recursos renovables, lo que le brinda una oportunidad favorable para avanzar hacia la descarbonización de su matriz energética. El hidrógeno, producido a partir de estos recursos renovables, es un vector prometedor que puede contribuir a este proceso.

En primera instancia la contribución del hidrógeno sería indirecta, ya que el país tiene que desarrollar aún más las energías renovables para la generación eléctrica. El país deberá prepararse en esta etapa para una economía que está surgiendo y aún en crecimiento. Esto se logra contando con una matriz eléctrica más limpia, aplicación de medidas de eficiencia energética a nivel

nacional, y la priorización de sectores claves y difíciles de descarbonizar mediante planes adecuados a un futuro apropiado.

El desarrollo del mercado de producción de hidrógeno renovable debe realizarse de manera planificada y sostenible. Es importante garantizar que la producción de hidrógeno renovable no vaya en detrimento del aprovechamiento de las fuentes de energías renovables para generar electricidad, que resulta más eficiente energéticamente. En caso contrario, se estarían usando los recursos renovables para la producción de hidrógeno, desviando la energía primaria necesaria en otros sectores, lo que podría impedir la descarbonización eficiente del sector eléctrico.

2.1.3 Impulso a la industrialización y el desarrollo tecnológico

El despliegue de una economía del hidrógeno renovable representa una oportunidad para la industrialización y el desarrollo tecnológico del país. Considerando que la implementación de las distintas etapas de la cadena de valor del hidrógeno renovable requerirá de un trabajo conjunto entre entidades públicas y privadas, se promoverá el surgimiento de nuevas áreas productivas que impulsen el avance tecnológico e industrial del país al mismo tiempo que se cumplen con las metas de descarbonización establecidas.

De manera similar a otros países de la región, el país ha tenido históricamente una producción centrada en el sector primario y las exportaciones se enfocan principalmente en productos como el oro bruto, cigarros puros y en el sector agropecuario cacao en grano, bananos y tabaco sin desvenar. El establecimiento de la cadena de valor del hidrógeno y sus derivados a escala comercial implicará una transición de este enfoque a la producción, uso interno y exportación de insumos con alto valor agregado, como el cemento o los combustibles sintéticos.

De esta manera, la economía del hidrógeno renovable permitirá a República Dominicana contar con nuevas áreas productivas, una infraestructura moderna y acorde con los requerimientos de la transición energética y le permitirá establecerse como un participante clave en el mercado energético de la región caribeña.

2.1.4 Beneficios sociales y ambientales

La economía del hidrógeno renovable tiene el potencial de impulsar el desarrollo sostenible, tanto social como ambientalmente. En términos sociales, la economía del hidrógeno renovable puede generar empleo, mejorar el acceso a los servicios básicos y reducir la desigualdad. La producción y el uso de hidrógeno renovable requieren de personal calificado en diferentes áreas, lo que puede crear oportunidades de empleo en las comunidades locales. Además, el uso de hidrógeno renovable puede contribuir a la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte y la industria.

Para maximizar los beneficios sociales y ambientales de la economía del hidrógeno renovable, es importante que las regulaciones se enfoquen en la sostenibilidad. Una economía circular, que promueve el uso eficiente de los recursos, puede ayudar a reducir los posibles impactos negativos de la generación de hidrógeno renovable. Estos impactos negativos se refieren al uso excesivo de recurso energético limpio que sea necesario en otros sectores y el uso de agua potable en lugares con escasez.

2.1.5 Fortalecimiento institucional

El despliegue de la economía del hidrógeno en República Dominicana requiere de un esfuerzo conjunto entre el sector público y privado. El sector público debe desarrollar un marco regulatorio y normativo que promueva el desarrollo de esta industria. Este marco debe ser flexible para adaptarse a los cambios tecnológicos y debe evitar una sobrerregulación que frene los desarrollos requeridos. Por su parte el sector privado debe invertir en investigación y desarrollo para desarrollar tecnologías y procesos eficientes para la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno renovable. También debe desarrollar una cadena de valor que permita la producción, uso y exportación de hidrógeno renovable.

La implementación de un modelo de gobernanza para definir este marco regulatorio y normativo permitirá a las instituciones responsables expandir y adaptar sus competencias y capacidades. Esto les permitirá abarcar desarrollos globales con implicaciones locales e ir a la par con los procesos mundiales de transición energética.

2.1.6 Oportunidades en el mercado regional

En Latinoamérica, varios países han avanzado en la implementación de políticas y proyectos para el desarrollo del hidrógeno renovable. Colombia, Chile, Costa Rica y Uruguay cuentan con planes nacionales, marcos regulatorios, proyectos piloto y, en el caso de Chile, proyectos de producción de derivados. La cooperación entre estos países para el despliegue de las economías nacionales del hidrógeno beneficiaría a toda la región.

La colaboración internacional es esencial para el desarrollo de la economía del hidrógeno. Los países deben compartir sus conocimientos y experiencias para acelerar el aprendizaje y reducir los costes de producción. Además, la diplomacia internacional es clave para crear mercados para el hidrógeno renovable. Los países industrializados, que dependen de las importaciones de energía, están buscando alternativas renovables. Esto crea una oportunidad para los países que pueden producir hidrógeno renovable a corto plazo, independientemente de los costes de producción.

Para aprovechar la oportunidad que representa el hidrógeno renovable, el país debe centrarse en la creación de alianzas estratégicas con países importadores y en la rápida implementación de proyectos de producción a escala comercial. Esto le permitirá posicionarse como un jugador importante con una ubicación estratégica. Al mismo tiempo, el país tiene el potencial para ser uno de los líderes en la región caribeña en el suministro de energéticos e insumos renovables, incluyendo un punto estratégico de distribución de combustibles sintéticos.

2.2 Ventajas competitivas de República Dominicana

República Dominicana presenta una serie de ventajas que la convierten en un país con un gran potencial para el desarrollo de la producción de hidrógeno renovable y la comercialización de sus derivados. Estas ventajas son las siguientes:


- **Recursos renovables abundantes:** cuenta con una gran cantidad de recursos renovables, como la energía solar y la eólica, que pueden utilizarse para la producción de hidrógeno renovable. Existen regiones en el país con una exposición al sol de más de 2,000 horas al año, y regiones con vientos constantes durante todo el año, tanto en tierra como en mar.

- **Ubicación estratégica:** se encuentra en una ubicación estratégica entre los mercados de Europa y América del Sur, que son proyectados como consumidores y productores clave de hidrógeno renovable respectivamente. Esto le da a República Dominicana una ventaja competitiva en el transporte y la distribución de hidrógeno renovable entre estos mercados, así como la distribución a la zona del caribe.

Para aprovechar la oportunidad del mercado de hidrógeno, el país debe desarrollar políticas y estrategias que promuevan el desarrollo de la industria de energía renovable en una primera instancia. Si bien los costos nivelados de producción de hidrógeno y sus derivados son elevados en la actualidad - comparados con los de otros países de la región - estos costos pueden reducirse a través de la implementación de incentivos para los desarrolladores de proyectos.

Considerando los desarrollos regionales que se están dando con respecto a la economía del hidrógeno y las barreras que se están encontrando en su implementación queda claro que República Dominicana debe apostarle a la formulación de una política energética estable que sea coordinada por los diferentes actores gubernamentales pertinentes (ministerios, instituciones educativas, universidades, gobernaciones, entre otros), por el sector privado, que será el encargado de realizar la mayoría de las cuantiosas inversiones requeridas, y por la sociedad civil. Esta política energética participativa permitirá que todos los actores tengan confianza e interés en el proceso y de esta manera impulsen su implementación.

Finalmente, es necesaria la unificación de esfuerzos regionales con el fin de establecer y armonizar regulaciones en torno a la cadena de valor del hidrógeno renovable y sus derivados, de manera que se favorezca la adopción de medidas que faciliten su despliegue y penetración. A través de acuerdos bilaterales establecidos con otros países de la región se puede incentivar el desarrollo de infraestructura conjunta, el establecimiento y armonización de regulaciones, así como el intercambio de conocimientos y experiencias adquiridas.



3. ZONAS ÓPTIMAS PARA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO RENOVABLE Y COSTOS FUTUROS DE PRODUCCIÓN

3.1 Zonas con mejores recursos para producción de hidrógeno renovable

El análisis de las zonas más apropiadas para la producción de hidrógeno renovable toma en cuenta diversos factores relevantes para la estructuración de los proyectos. Estos factores incluyen:

- Potencial de recurso renovable
 - Potencial de energía solar fotovoltaica (FV);
 - Potencial de energía eólica.
- Acceso a la Infraestructura
 - Accesibilidad general;
 - Puertos cercanos disponibles;
 - Proximidad al agua de mar y/o plantas de desalinización;
 - Disponibilidad y calidad de infraestructura para almacenaje y/o transporte.
- Características ambientales
 - Disponibilidad de agua, y su acceso a ella o posibles limitaciones;
 - Ecosistemas y potencial de expansión;
 - Áreas protegidas o recreacionales.



En el análisis de sitios óptimos para la producción de hidrógeno, se busca la pluralidad de opciones para generación de electricidad renovable a bajos costos. Es necesario tener fuentes de energía renovable que permitan altos factores de uso de los equipos de electrólisis, para lo cual habrá que determinar las ubicaciones con probabilidades sobresalientes de generación tanto solar como eólica. Cuanto menor sea la utilización de una planta, menor será la cantidad de hidrógeno producida, sobre la que se distribuyen los costes fijos (costes de capital de la planta + costes fijos de mantenimiento). La Figura 1 muestra este ejemplo para una gran planta (100 MW, costes de capital específicos de 750 \$/kW, con un costo de electricidad promedio de 50 USD/MWh) (5).

A pesar de que hay excelente recurso solar en el país, por sí solo un lugar con generación solar sobresaliente no logrará un factor de capacidad suficiente para tener un costo nivelado de producción de hidrógeno competitivo, a menos que se hibride con una generación eólica favorable como complemento.

En el análisis, se ha considerado la ubicación de los desarrollos potenciales de energías renovables detallada en los escenarios y las proyecciones.

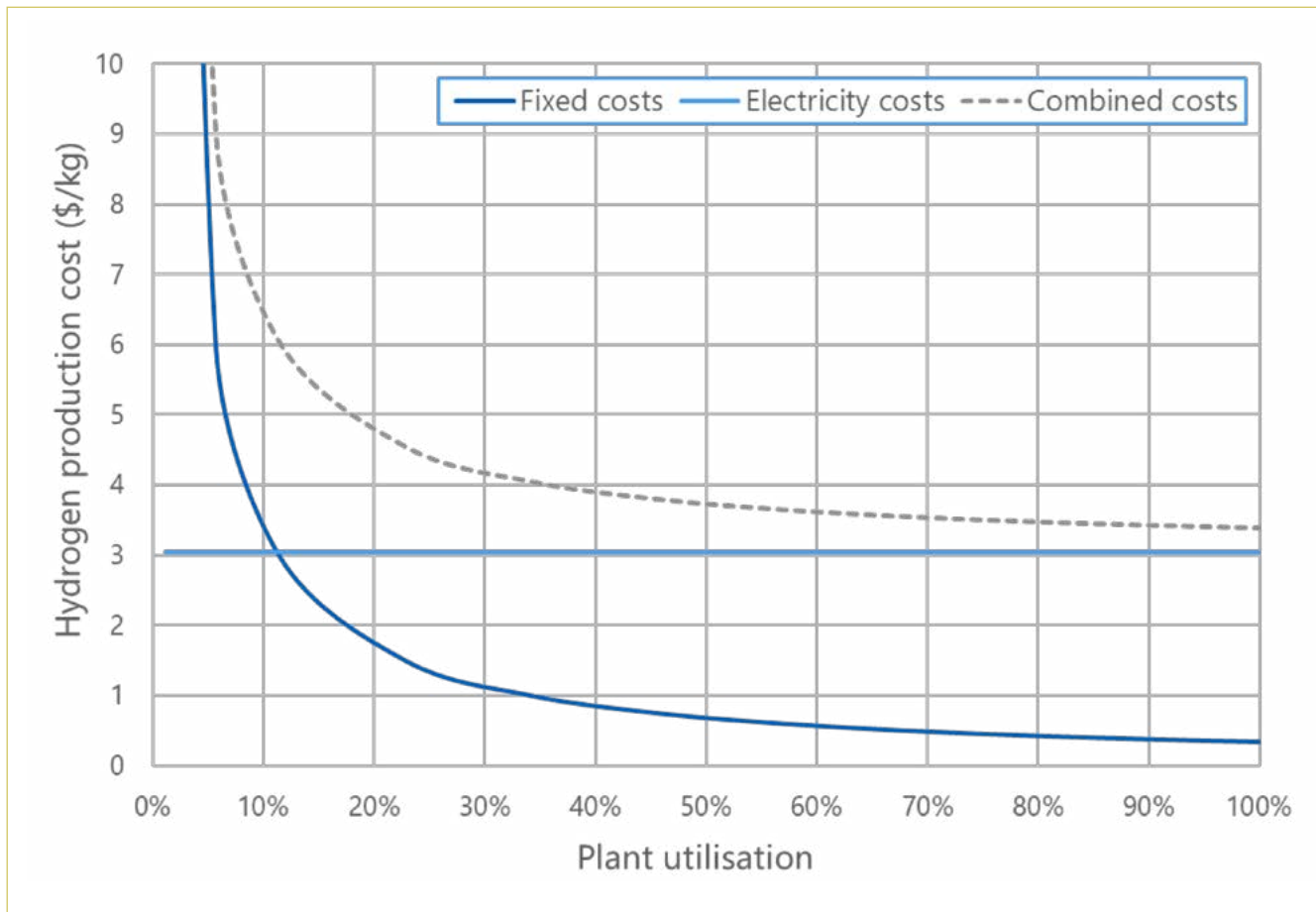


Figura 1: Ejemplo de línea de tendencia que muestra cómo varían los costes fijos de producción de hidrógeno con la utilización de la planta. Fuente: Hydrogen: A Handbook for Investors and Project Developers.

3.2 Ubicaciones para producción de hidrógeno renovable

La disponibilidad de las fuentes de energías renovables, los altos factores de planta que se pueden lograr y la complementariedad en los recursos de energía solar y eólica, son las ventajas esenciales para la producción de hidrógeno renovable en la República Dominicana.

3.2.1 Áreas óptimas para la producción de hidrógeno renovable

Las áreas requeridas para la implementación de proyectos de hidrógeno renovable estarán relacionadas principalmente con:

- Proximidad a las áreas aptas para proyectos de energías renovables, tanto eólica como solar.
- Proximidad a la costa por la disponibilidad de agua para desalinización.
- Exclusión de zonas protegidas (Parques Nacionales, reservas naturales y de población, áreas de turismo, etc.).

Disponibilidad de agua

En cuanto al requerimiento de agua de los proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados, para el hidrógeno electrolítico, se requieren aproximadamente de 9 a 10 kg de agua por cada kg de H₂ obtenido. Es decir, cada 1,000 toneladas de H₂, se requerirán aproximadamente 10,000 toneladas de agua.

En el país, la escasez de agua dulce afecta a toda la isla. La Figura 19 y la Tabla 13 en el Anexo 8.1.3 detallan las principales zonas de producción de agua. En general, para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados será necesario:

- Cumplir con la estricta priorización del acceso a los recursos hídricos de acuerdo con lo establecido en la Constitución y las Leyes, en las que tiene prioridad el consumo humano, seguido del uso agrícola para asegurar la soberanía alimentaria y el caudal ecológico y, finalmente, el uso industrial.
- Considerar posibles limitaciones de disponibilidad a nivel regional y requisitos especiales de acceso y uso en áreas protegidas de recursos naturales.

En consideración de estas prioridades, el uso de agua dulce para la producción de hidrógeno renovable es imposible. Por lo tanto,

la desalinización de agua de mar es necesaria, lo que implica que las ubicaciones óptimas deben tener acceso a la costa. El costo de la desalinización del agua suele rondar entre el 1-2 % del LCOH (costo nivelado de hidrógeno, por sus siglas en inglés), por lo que los factores financieros no representan una limitación significativa.

Zonas en República Dominicana con condiciones favorables

En base a la cercanía a los principales proyectos de energías renovables planificados, a la expansión prevista por REmap 2030 por IRENA (6), al escenario 3 del Plan Energético Nacional por el CNE (2), se propone que estas mismas zonas podrán ser las de mayor conveniencia para la realización de proyectos de producción de hidrógeno renovable y sus derivados. El siguiente mapa en la Figura 2 muestra las localizaciones elegidas como óptimas para la producción de hidrógeno y sus derivados.

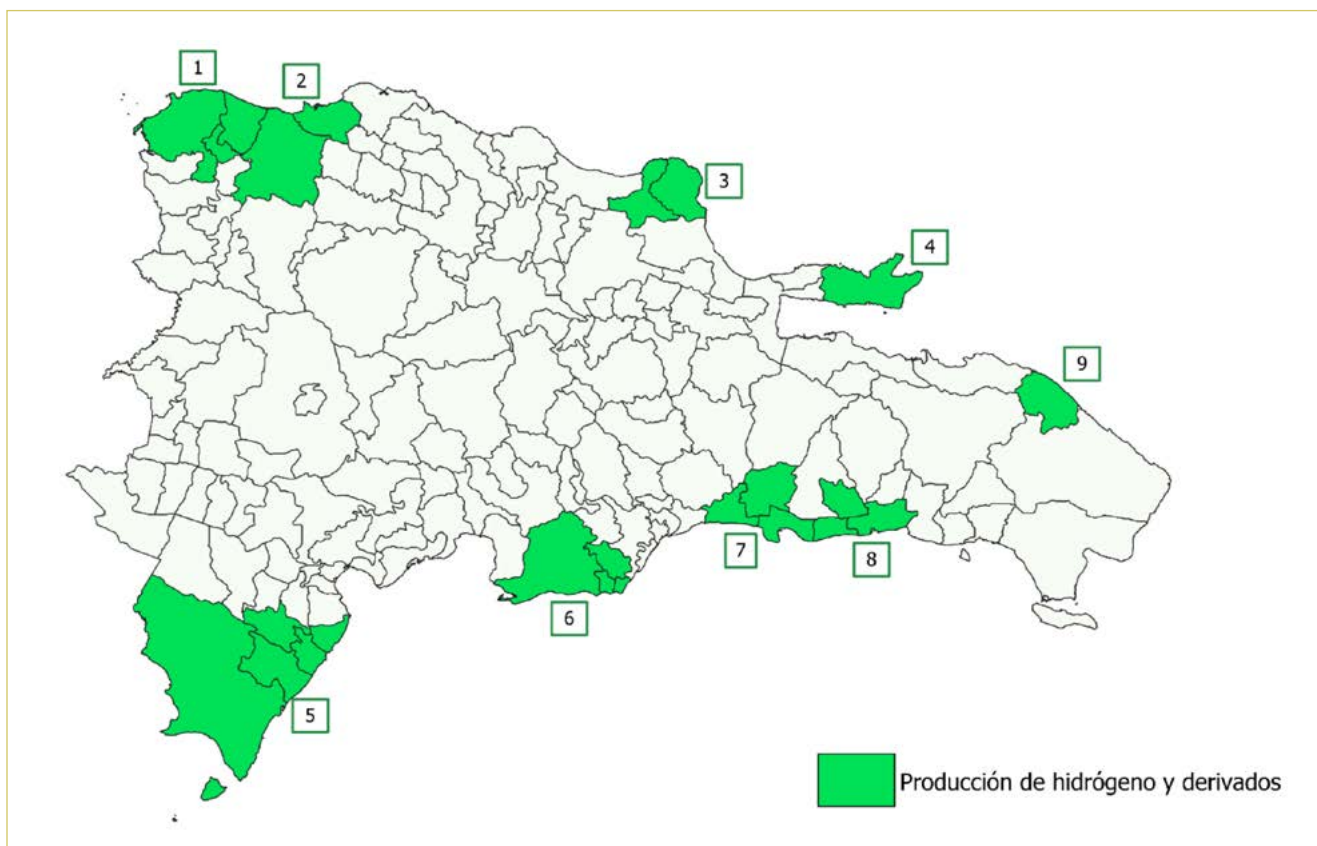


Figura 2: Mapa de República Dominicana, con las áreas óptimas para la producción de hidrógeno y derivados. Fuente. Elaboración propia

3.3 Proyecciones globales de costos

Las principales variables que afectan el costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) en el caso de las energías de fuentes renovables son las siguientes:

- El costo de desarrollo, que es el costo total de las inversiones iniciales para el desarrollo del proyecto y la construcción de la planta. También se conoce como Capital Expenditures (CAPEX).
- Las tasas de financiamiento y/o de descuento aplicables, que son los costos de disponer del capital. Dependen de factores como el riesgo país y la inflación de la moneda en que se realiza el ejercicio.
- Los factores de capacidad, que reflejan el rendimiento de los sitios considerados para producir energía.

Esta proyección se centra en las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, tanto en tierra como en alta mar. Para obtener una perspectiva de la evolución prevista de los costos de desarrollo de estas tecnologías a nivel mundial en las próximas décadas, se han consultado documentos de organizaciones internacionales como la US-EIA (Energy Information Administration de EE.UU.), la IEA (International Energy Agency) y la IRENA (International Renewable Energy Association), así como las propias estimaciones de Fichtner y de otras consultoras (Lazard, Sargent & Lundy) citadas por la EIA en su Annual Energy Outlook 2021.

Para el cálculo del LCOE específico de República Dominicana se recurre a datos locales, como las tasas de descuento y los factores de capacidad de las zonas consideradas. Para estos y otros datos locales, se han tomado como base supuestos y valores de proyectos genéricos modelados en el Plan Energético Nacional (PEN 2022-2036), en la sección 8.2.17. Con estos datos, se pueden cotejar los resultados para sus LCOE. De acuerdo con IRENA (7), los precios de las tecnologías han disminuido significativamente en la última década, a medida que se ha expandido su despliegue en todo el mundo y han tenido mejoras tecnológicas.

3.4 Proyección de LCOE

3.4.1 Referencias y Cálculo

El Plan Energético Nacional 2022-2036 (PEN) de República Dominicana (2) incluye en su sección 8.2.17 resultados de costos nivelados de energía (LCOE) para proyectos de generación eléctrica con fuente solar (con ángulo fijo y con seguidor de 1 eje) y eólica (en tierra y en el mar). Estos resultados se obtuvieron utilizando las referencias de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA) (8) y Lazard (9) como base para los datos de costos de inversión y costos de operación y mantenimiento (O&M). La metodología de cálculo de LCOE es similar a la metodología establecida por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) en 2010 (10). En el presente análisis se ha consultado también el documento “Estudio de Régimen Económico de las Energías Renovables” de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (11), que se publica cada año por requerimiento de la Ley 57-07 (11) correspondiente al año 2022. En dicha referencia, se explica la metodología de cálculo de LCOE, coincidente con la de NREL 2010 (10) (12). La métrica usada por NREL llamada “Simple Levelized Cost of Energy” (sLCOE), es dada por la siguiente fórmula:

$$sLCOE = \frac{OCC \times CRF + FOM}{8760 \times CAF} + FC \times HR + VOM \quad [1]$$

Donde:

- $OCC = (\text{Overnight Capital Cost})$, Costo de instalación de capacidad (inversión completa) [en USD/kW],
- $CRF = (\text{Capital Recovery Factor})$ Factor de Recupero de Capital: $CRF = r(1+r)^n / [(1+r)^n - 1]$ [adimensional],
- $FOM = (\text{Fixed Operation \& Maintenance Cost})$ Costo fijo de O&M [en USD/kW-año],
- $CAF = (\text{Capacity Factor})$ Factor de Capacidad de la planta (fracción de las horas del año que la planta genera a capacidad nominal) [coeficiente <1],
- $FC = (\text{Fuel Cost})$ Costo de combustibles y HR (Heat Rate) el consumo específico de las máquinas térmicas (lo que no aplica en este caso de energías renovables),

■ *VOM = (Variable O&M Cost)* Costo variable de O&M, que se expresa en [USD/kWh].

Como resultado de este cálculo, el LCOE se expresa en [USD/kWh]. Notar que en esta fórmula el CRF solo afecta a los costos de capital y a los costos fijos de O&M, dejando a los costos de combustibles y a los costos variables de O&M sin ser afectados por una tasa de descuento. En este trabajo se ha optado por dar los resultados de la ecuación [1], proyectando los costos de inversión hasta 2040, para poder comparar con los resultados de LCOE dados en el PEN 2022-2036 para el año 2020.

3.4.2 Proyección del LCOE 2024-2040

Los parámetros financieros para el cálculo (tasa de financiamiento, proporción de la deuda, tasas de referencia de riesgo país, etc.) han sido tomados de los ejemplos calculados en la

Sec. 8.2.17 de PEN 2022-2036 (2). En dicho documento no se encuentran los LCOE discriminados por regiones, que pueden exhibir distintos factores de capacidad (FC) de energía solar o eólica terrestre. Se ha encontrado dichos FC para 10 regiones en la Tabla 25 de la referencia (11 pág. 43).

Para los costos fijos de O&M (OPEX) se han usado los mismos valores de referencia dados en el PEN 2022-2036. Se han realizado las proyecciones del LCOE para 2024-2040, con los valores de FC mínimo, promedio y máximo, para las 4 tecnologías consideradas, considerando las proyecciones en los CAPEX que se prevén para esos años. En el anexo 8.3 se incluyen los CAPEX usados en los cálculos de referencia del PEN 2022-2036 (2), así como los costos proyectados entre 2024 y 2040 utilizados en este trabajo, tomados del documento Annual Energy Outlook 2021 (9).

Tabla 2: Factores de capacidad de las distintas regiones de República Dominicana. Fuente: CNE

Factores de Capacidad (%) en zonas de Planificación	solar FV con ángulo fijo	solar FV con seguidor 1 eje	Eólico terrestre
Cibao Norte	21.5%	22.75%	43.0%
Cibao Sur	21.5%	22.75%	27.0%
Cibao Nordeste	24.0%	25.25%	27.0%
Cibao Noroeste	23.0%	24.25%	40.0%
Valdesia	21.0%	22.25%	35.0%
Enriquillo	22.0%	23.25%	38.0%
El Valle	21.5%	22.75%	40.0%
Yuma	21.5%	22.75%	27.0%
Higuamo / Ozama o Metropolitana	18.5%	19.75%	27.0%
FC Mínimo	18.5%	19.75%	27.0%
FC Promedio	21.3%	22.55%	33.1%
FC Máximo	24.0%	25.25%	43.0%

Los resultados de estas proyecciones de LCOE, se ilustran en la Figura 3:

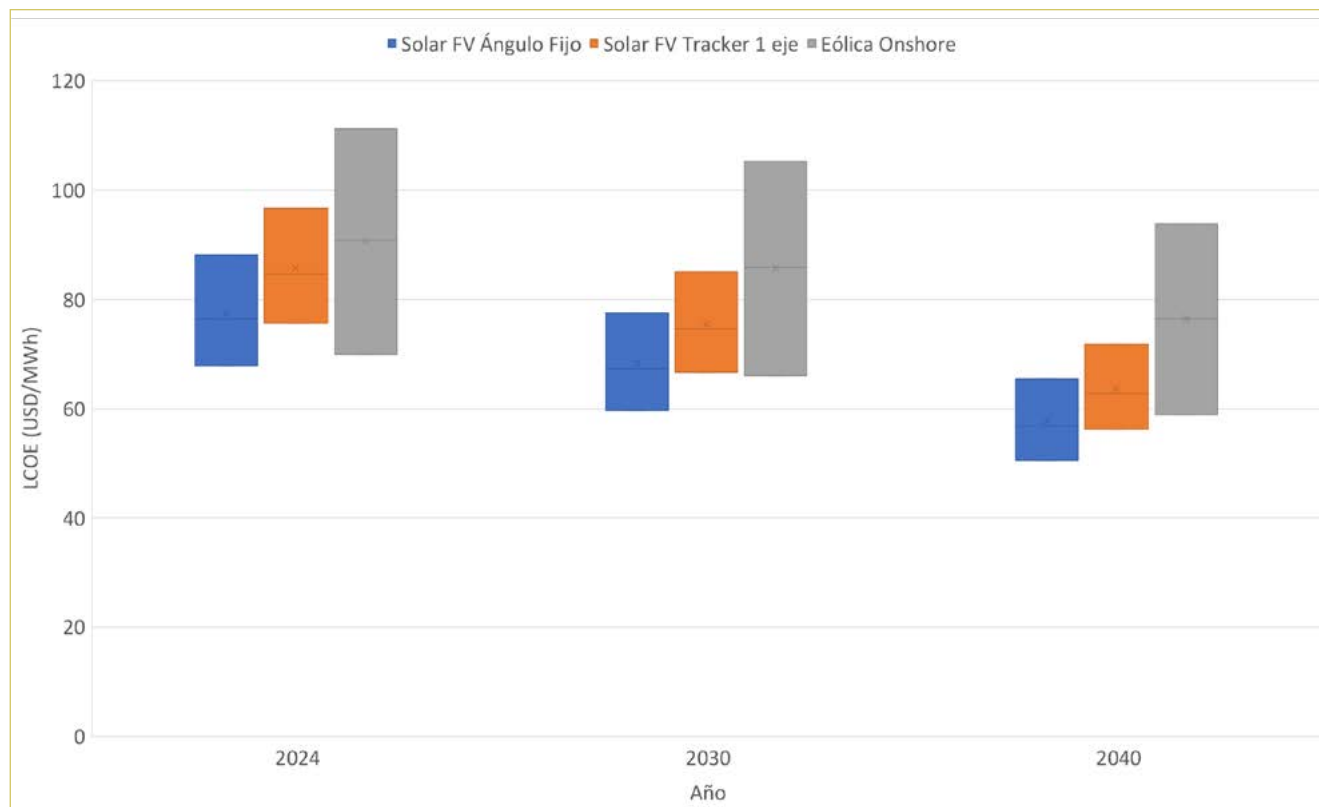


Figura 3: Proyección de LCOE para los años 2024, 2030 y-2040 (en USD/MWh). Los rangos representan los distintos factores de capacidad en las regiones que tienen potenciales de generación de energía solar y eólica en la República Dominicana. Fuente: elaboración propia.

3.5 Proyección de LCOH

En relación con los costos del hidrógeno renovable producido en República Dominicana, se presenta un resumen de los costos nivelados de producción del hidrógeno (LCOH). El LCOH varía según la fuente de energía renovable considerada para la generación de electricidad que alimentará el proceso de electrólisis y su disponibilidad en las diferentes regiones del país. En esta sección, se evalúan los LCOH para las zonas óptimas identificadas, utilizando las tecnologías de generación eléctrica renovable con los mejores LCOE, como lo son la solar fotovoltaica de eje fijo y la eólica en tierra.

3.5.1 Cálculo del LCOH

El LCOH depende en gran medida de los costos de electricidad y del factor de planta (o factor de carga) de la generación eléctrica y del electrolizador.

Los LCOE utilizados en este cálculo son para generación de energía solar de ángulo fijo y energía eólica terrestre, ya que de forma constante presentaron los mejores costos. Considerando los costos actuales específicos y los factores de planta correspondientes a las diferentes ubicaciones, se utilizan los costos nivelados de electricidad como se presentaron en la sección 3.4.2. Estas estimaciones de LCOE se consideran para el cálculo posterior de los LCOH correspondientes, con una configuración normal con un solo tipo de tecnología, e híbrida; es decir,

generación eléctrica a partir de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre y una combinación de ambas. Se asume que la planta de producción de hidrógeno tiene un electrolizador alcalino de 10 MW y una capacidad de producción de 10 toneladas de hidrógeno por hora en condiciones óptimas.

El cálculo de los LCOH estimados se realiza considerando que las plantas de generación eléctrica se dedican completamente a la producción de hidrógeno renovable. El LCOH para 2024 se calcula con los costos específicos de las tecnologías de energía renovable y de electrólisis de 2024, siendo estos los costos base (véase los Anexos 8.3 y 8.4). Los costos de generación eléctrica y de producción del hidrógeno para los años posteriores se obtienen al emplear los costos base y proyectarlos empleando suposiciones técnico-económicas basadas en las observaciones de organizaciones internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) y de literatura especializada. (véase los Anexos 8.3 y 8.4).

Los valores más bajos de LCOH, a partir de la combinación de fuentes de energías solar y eólica disponibles en las regiones consideradas, se presentan en la Figura 4. El menor LCOH es el que resulta en las regiones del Cibao Norte y Noroeste con

generación eléctrica de una planta híbrida con capacidades de 10 MW para cada tecnología. El siguiente LCOH más bajo es el que se obtiene en Enriquillo, lo cual refleja el alto potencial disponible en la región.

La evolución de los costos nivelados del hidrógeno al 2040, presentada en la Figura 5, se muestran para una generación híbrida de energía solar fotovoltaica de eje fijo y eólica terrestre utilizando el 100% de la generación eléctrica exclusivamente para la producción de hidrógeno renovable. Para el 2030 y 2040 se puede concluir lo siguiente:

- En 2030 se espera un LCOH entre 6.32 USD/kg y 8.42 USD/kg (con base en el costo medio de la proyección mostrada en la Figura 5 a partir de una fuente de energía híbrida eólica y solar).
- Para 2040 los costos promedio de producción de hidrógeno se encontrarán alrededor de 4.77 USD/kg y 6.36 USD/kg para una fuente de energía híbrida eólica y solar.
- La zona con costo más bajo para la producción de hidrógeno renovable es Cibao en su región norte y noroeste.

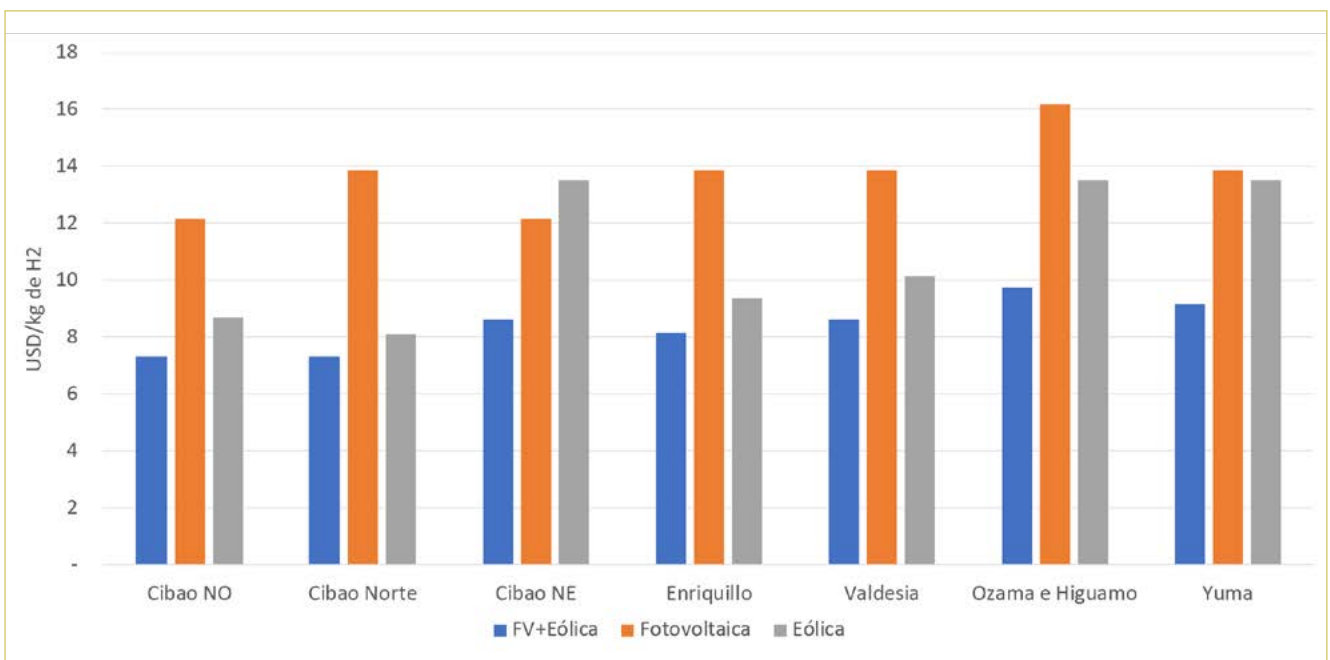


Figura 4: Resumen de los LCOH obtenidos para ubicaciones seleccionadas y para generación eléctrica solar fotovoltaica (FV), eólica e híbrida. Fuente: Elaboración propia.

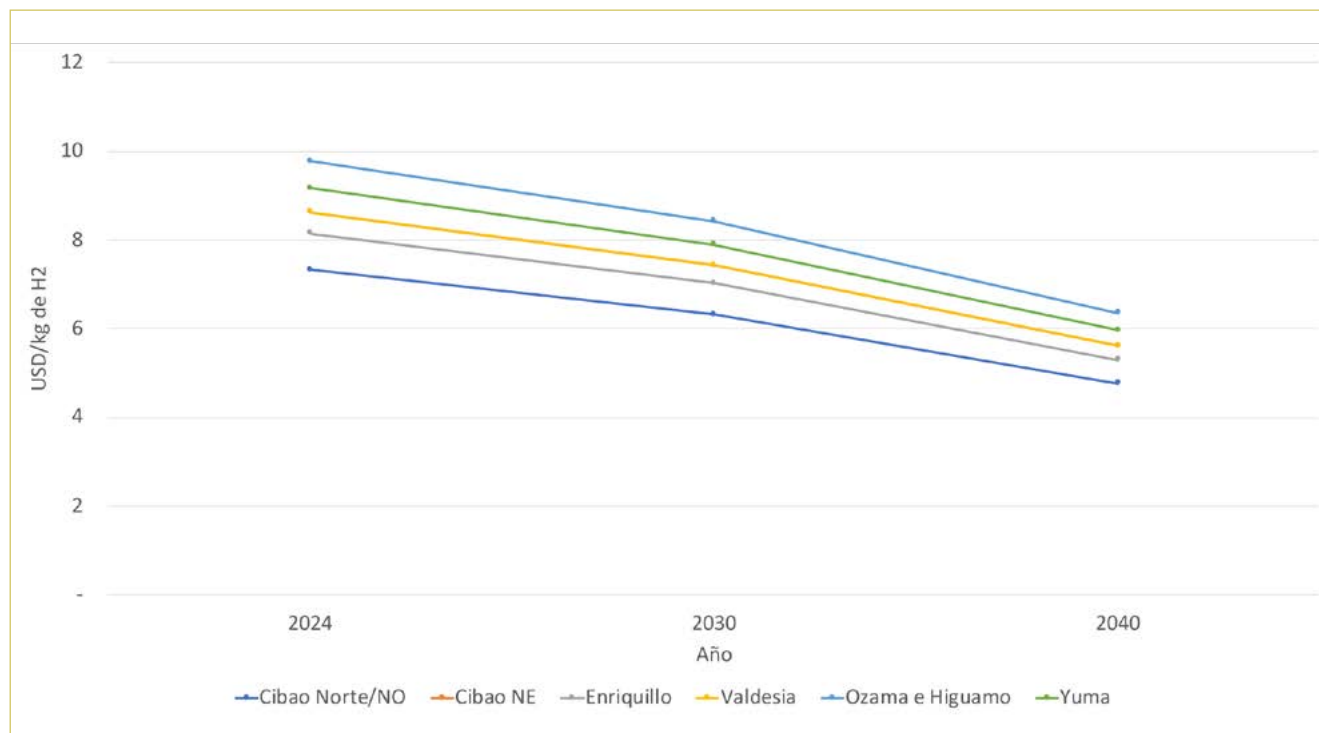


Figura 5: Proyección de costos de LCOH para distintas regiones de República Dominicana. Utilizando generación híbrida (Solar FV+eólica). Fuente: Elaboración propia.

3.5.2 LCOH en Cibao Norte y Noroeste

La región del Cibao, en República Dominicana, es la que cuenta con un LCOH más reducido. El Cibao es una región con abundantes recursos solares y eólicos, que pueden utilizarse para producir electricidad a bajo costo, su ubicación facilita el transporte y la distribución del hidrógeno renovable producido en la región y cuenta con una infraestructura desarrollada, que incluye carreteras, puertos y aeropuertos, lo que facilita la construcción y operación de plantas de producción de hidrógeno renovable. En concreto las zonas más apropiadas son Montecristi y Puerto Plata.

El factor de capacidad, en el caso de la producción de hidrógeno renovable, es un factor clave en la determinación de los costos de producción. A mayor factor de capacidad, menor será el costo unitario de producción de hidrógeno renovable. Esto se debe a que los costos fijos se distribuirán a lo largo de un mayor número de unidades producidas. En la Figura 6 se observa la relación entre horas de uso anuales y costos nivelados tanto para electricidad como para hidrógeno en la región del Cibao en 2040. En las líneas punteadas se observa el costo nivelado de la electricidad en las tres distintas configuraciones: solo solar fotovoltaica, solo eólica terrestre, e híbrida con solar fotovoltaica y eólica terrestre.

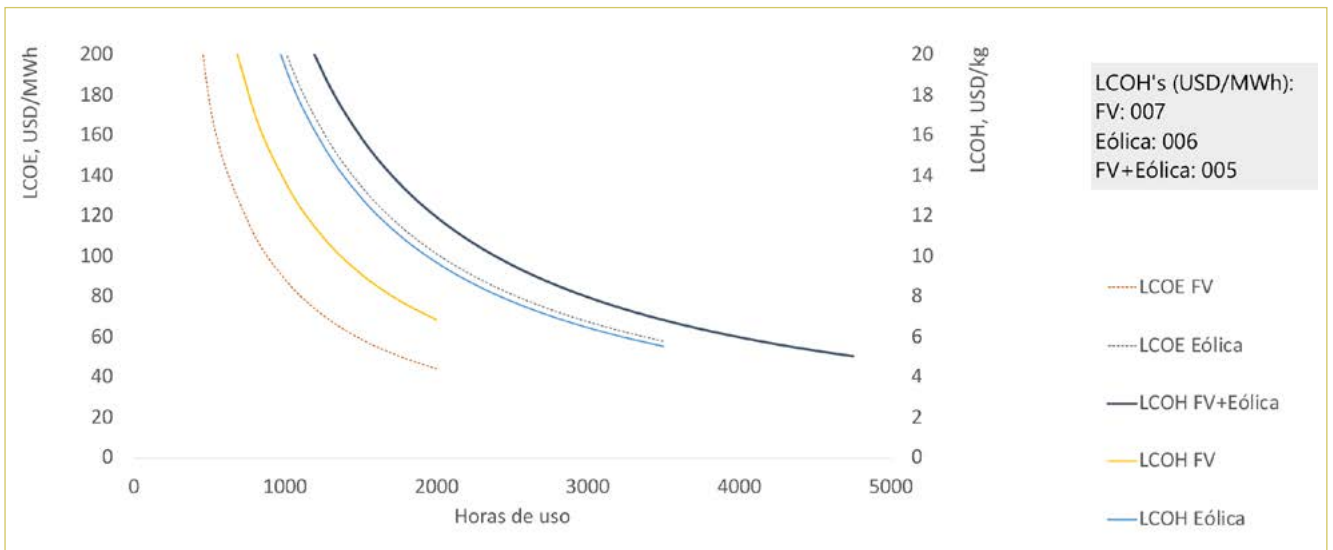


Figura 6: Relación entre costos nivelados (LCOE y LCOH) y factor de capacidad de la tecnología. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la composición de costos, la Figura 7 muestra que, para reducir el impacto de los altos costos de electrólisis, es necesario el uso máximo posible del factor de carga de la planta

de electrólisis. Añadido a este factor, es importante resaltar la necesidad de que los costos de la tecnología de electrólisis se reduzcan de forma sustancial.

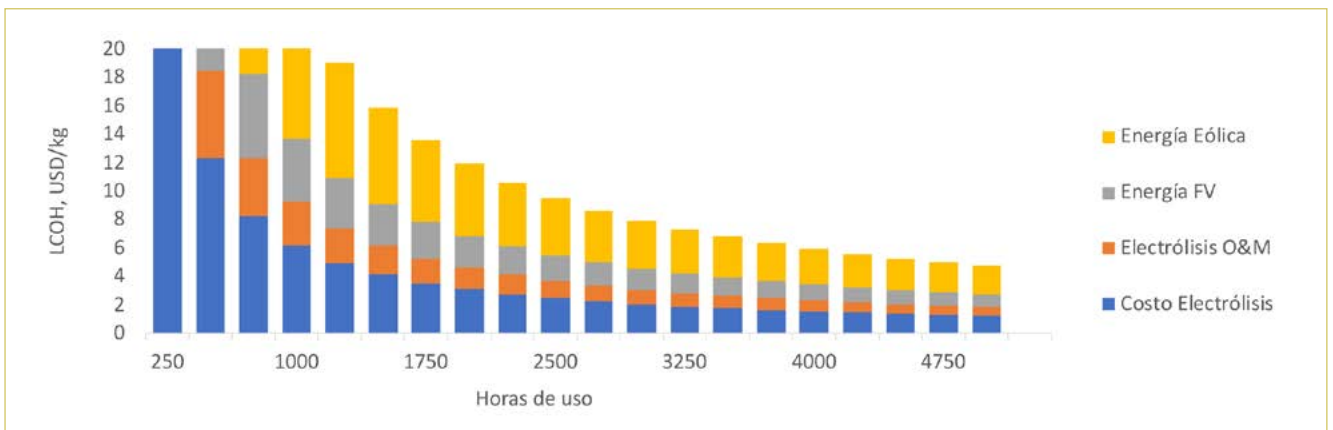


Figura 7: Composición de costos en el LCOH dependiendo del factor de capacidad de la planta de electrólisis en la región del Cibao norte. Fuente: Elaboración propia.



4. MERCADO NACIONAL E INTERNACIONAL

4.1 Demanda interna proyectada hasta 2040

Esta sección presenta una estimación de la demanda interna futura de hidrógeno renovable en el país. Las proyecciones presentadas se basan en ciertas suposiciones en cada uno de los escenarios planteados. Para identificar posibles mercados de venta de hidrógeno, se lleva a cabo una revisión de las principales aplicaciones como punto de partida para la toma de decisiones. Además del hidrógeno, se evalúa la posible demanda de productos derivados del mismo, como el amoníaco, y los combustibles sintéticos.

Este análisis tiene en cuenta algunos de los factores clave que pueden ser especialmente relevantes para establecer incentivos y así modificar la competitividad de ciertas industrias en particular:

1. Reducción de importaciones de energía: El uso del hidrógeno para reemplazar los combustibles fósiles puede disminuir la dependencia de las importaciones de energía, lo que es crucial para aumentar la autosuficiencia energética y disminuir el impacto de eventos geopolíticos que afecten los precios de los commodities y, por ende, los sectores económicos nacionales.



2. Preparación para aplicaciones específicas: Preparar ciertas industrias para adoptar el uso del hidrógeno (por ejemplo, la producción de cemento) permitiría la fabricación de productos más ecológicos y contribuiría a una producción más sostenible.
3. Turismo sostenible: Dado que el turismo es una industria sumamente importante y vital para el país, se debe considerar la viabilidad de un enfoque turístico sostenible como valor agregado. Esto podría incluir la adopción de tecnologías verdes como combustibles para aviones y cruceros, contribuyendo así a la conservación ambiental y a la atracción de una creciente demanda de destinos turísticos sostenibles.

Se formulan dos escenarios: uno de “baja penetración” y otro de “alta penetración” de hidrógeno. Ambos escenarios tienen el objetivo de presentar una gama de posibles desarrollos de la demanda para los años en consideración. Finalmente, se presenta en la Figura 10 la consolidación de los distintos sectores que fueron incluidos para el análisis.

4.1.1 Demanda actual de hidrógeno

En el año 2021, la demanda mundial de hidrógeno ascendió a aproximadamente 94 millones de toneladas, (13). Cabe destacar que esta demanda fue atendida en su gran mayoría mediante la generación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles. A nivel global, el empleo del hidrógeno se centra predominantemente

en las operaciones de refinerías y en la manufactura de productos químicos, como el amoníaco y el metanol. En República Dominicana, el uso actual de hidrógeno es muy limitado y se concentra en tres aplicaciones principales:

1. procesos de desnitrificación e hidro-desulfuración en la refinación de petróleo,
2. el proceso de hidrogenación para la producción de margarina, y
3. la purga de generadores enfriados en centrales eléctricas.

El volumen de hidrógeno utilizado actualmente se estima en aproximadamente 12.3 toneladas de hidrógeno por año. Esta demanda actual es completamente cubierta por hidrógeno de origen fósil importado producido a través del reformado de metano con vapor (1 pág. 15).

4.1.2 Hidrógeno como energético

Para proyectar la posible demanda futura de hidrógeno a largo plazo en los dos escenarios establecidos, se aprovecha la visión de la evolución del consumo de energía en los principales sectores a través del Plan Energético Nacional 2022-2036 (PEN), desarrollado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) (2).

En el capítulo 6 del PEN, se realiza una detallada descripción de dos escenarios que ilustran cómo evoluciona la demanda de energía en cada sector hasta el año 2036. Estos escenarios son denominados “tendencial” y “alternativo”. Las explicaciones fundamentales de la evolución de los diversos sectores bajo estos escenarios se encuentran en los capítulos 7 y 8 del PEN.

Basándose en estas tendencias, las cuales muestran una linealidad bastante marcada y una similitud entre los dos escenarios en términos de consumo total, es factible realizar estimaciones de la demanda potencial máxima de hidrógeno en el horizonte de 2030 y 2040. Estas estimaciones se generan para los dos escenarios considerados en este estudio: “baja penetración de hidrógeno” y “alta penetración de hidrógeno”.

Electricidad

La conversión de centrales térmicas a combustibles renovables alternativos puede reducir significativamente las emisiones

derivadas de la combustión de combustibles fósiles. En las próximas décadas, de acuerdo con el Plan Energético Nacional 2022-2036, el principal combustible que se utilizará en las centrales de generación eléctrica será el gas natural, sobre todo en centrales de ciclo combinado (2).

En el contexto de este análisis, se proyecta un aumento anual de la demanda de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) del 4% hasta el año 2040, lo que resultaría en una producción total de electricidad cercana a los 40 TWh. Se estima que la generación de electricidad a partir de fuentes renovables podría duplicarse para el año 2040, alcanzando aproximadamente 20 TWh y representando aproximadamente la mitad de la matriz de fuentes de electricidad. La porción restante de la matriz eléctrica se obtendría en su mayoría de centrales eléctricas que utilizan gas natural como combustible.

La Tabla 3 resume las estimaciones de la posible evolución de la demanda potencial de energía y del hidrógeno renovable en la generación eléctrica para los años 2030 y 2040 en los escenarios considerados. En el escenario de baja penetración de hidrógeno, se prevé un 5% para el año 2030 y un 15% para el año 2040, mientras que, en el escenario de alta penetración, se estima un 10% para el año 2030 y un 25% para el año 2040.

Estas cifras son estimaciones basadas en los supuestos y escenarios presentados en este análisis. Este análisis no incluye en la generación de energía renovable la capacidad necesaria para producir el hidrógeno renovable.

Transporte de carga

El hidrógeno y los combustibles sintéticos, conocidos como “e-fuels”, representan alternativas viables para el segmento de vehículos pesados y de larga distancia. Los combustibles sintéticos pueden utilizarse como sustitutos en motores de combustión convencionales, mientras que el hidrógeno puede emplearse en motores de combustión modificados y vehículos equipados con celdas de combustible.

En el año 2018, el segmento de vehículos de transporte pesado consumió aproximadamente 5,106 GWh de energía. La Tabla 4 presenta una posible proyección del crecimiento del consumo de energía y el potencial estimado de demanda de hidrógeno o combustible sintético para los años correspondientes, considerando diferentes niveles de penetración.

Tabla 3: Generación de electricidad proyectada en el PEN de energía renovable y de gas natural y demanda estimada de hidrógeno renovable en función del porcentaje de gas natural a sustituir. (Fuente: PEN y Fichtner).

Año	Generación eléctrica total (GWh / año)	Generación eléctrica renovable (GWh / año)	Generación eléctrica a Gas Natural/H ₂ (GWh / año)	Demanda potencial de H ₂ renovable (ton de H ₂ / año)	
				Baja Penetración	Alta Penetración
2020	21,191	3,084	6,156		
2030	26,632	10,390	8,121	6,093	12,186
2040	39,075	20,000	19,075	85,873	309,772

Tabla 4: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H₂ y e-fuels en transportes pesados (>7.5 ton). (Fuente: PEN estimaciones de Fichtner).

Año	Consumo de energía (GWh/año)	Demanda estimada de H ₂ (ton de H ₂ / año)		Demanda estimada de e-fuels (ton e-Diesel / año)	
		Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
2018	5,106				
2030	6,476	15,548	29,152	40,600	76,125
2040	7,894	47,382	71,073	123,729	185,593

En ambos escenarios, se prevé que el hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos se conviertan en opciones competitivas. A partir del año 2030, se contempla una penetración del 8% en el escenario de baja penetración y del 15% en el escenario de alta penetración. Para el año 2040, se proyecta un 20% de penetración en el escenario de baja penetración y un 30% en el escenario de alta penetración.

Las cifras presentadas son estimaciones basadas en los supuestos y escenarios de este análisis y podrían considerarse tasas de penetración relativamente altas en el sector de transporte de carga pesada. Sin embargo, dado que este sector suele estar consolidado en pocas empresas, la adopción de tecnologías más limpias podría ser rápida con la debida implementación de políticas y regulaciones adecuadas.

Aviación

El tráfico aéreo, en particular los vuelos internacionales, representa una parte significativa del consumo de energía en el sector del transporte. Añadido a esto, el turismo es una industria muy importante en la República Dominicana, y el reducir las emisiones generadas por aviación, puede ayudar a promover un turismo sostenible.

A nivel europeo, el reglamento de aviación ReFuelEU establece cuotas de mezcla de combustibles de aviación sostenibles (SAF) que aumentarán con el tiempo. Para 2025, se exige una mezcla del 2% de SAF, que aumenta al 5% en 2030, incluyendo una subcuota del 0,7% para e-Kerosene. Para 2050, se espera una cuota del 63% de SAF, con un mínimo del 28% de e-Kerosene. En República Dominicana, la demanda de e-kerosene también podría estar impulsada, al menos parcialmente, por requisitos obligatorios de mezcla.

La Tabla 5 proporciona una posible trayectoria de evolución del consumo de energía en el sector de la aviación y la demanda estimada de e-kerosene de acuerdo con cuotas de mezcla específicas como % de penetración. Para el escenario de baja demanda se estiman porcentajes de penetración del 1% para 2030 y 5% para 2040, y para el escenario de alta demanda, un 4% para 2030 y un 10% para 2040. También se indica la posible demanda de hidrógeno requerido para la fabricación de estos combustibles.

Es importante destacar que estas estimaciones están sujetas a cambios en función de la evolución real de la tecnología y las políticas en el sector de la aviación, así como de cualquier regulación o incentivos que puedan aplicarse en el futuro.

Tabla 5: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H₂ y de SAF (alternativos) para diferentes cuotas de mezcla en aviación. (Fuente: estimaciones de Fichtner).

Año	Consumo de Energía en aviación (GWh / año)	Demanda potencial de H ₂ (ton H ₂ / año)		Demanda potencial de SAF (ton e-kerosene / año)	
		Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
2018	6,807				
2030	10,900	3,271	13,085	8,495	33,981
2040	13,823	20,743	41,486	53,871	107,742

Maquinaria pesada y camiones mineros

La maquinaria pesada y los camiones mineros pueden operar tanto con combustibles sintéticos como con hidrógeno en motores de combustión modificados o celdas de combustible, lo que representa una solución prospectiva de gran interés. Estas aplicaciones presentan ventajas significativas con respecto a las baterías, especialmente debido a los requisitos de rendimiento y peso inherentes a estas industrias.

En el año 2018, el consumo de energía en el subsector de maquinaria pesada y camiones mineros en la República Dominicana se cifró en aproximadamente 120 ktep o alrededor de 1,400 GWh, destacando la relevancia de este segmento en el panorama energético.

En ambos escenarios de penetración asumidos, el hidrógeno renovable y los combustibles sintéticos emergen como opciones a partir del año 2030, con un crecimiento lento y progresivo en su adopción. Esto se suma a su capacidad para coexistir con otras alternativas, como el biodiésel y otros combustibles renovables. A partir del año 2030, se contempla una penetración del 1% en el escenario de baja penetración al igual que en el escenario de alta penetración. Para el año 2040, se proyecta un 7% de penetración en el escenario de baja penetración y un 20% en

el escenario de alta penetración. En la Tabla 6, se presenta una proyección del consumo de energía estimado y la demanda potencial de hidrógeno o combustible sintético para los años 2030 y 2040.

Producción de Cemento

En la industria del cemento y la cerámica, el hidrógeno se vislumbra como una alternativa viable que puede ser empleada en diferentes concentraciones o incluso de forma integral en los hornos, en sustitución de los combustibles fósiles convencionales como el coque, el carbón y el gas natural (14 pág. 16), (3).

En términos energéticos, tanto la industria del cemento como la de cerámica representan conjuntamente el 41.8 % del consumo total de energía del sector industrial en 2020 (1 pág. 86). La producción de cemento en la República Dominicana ha experimentado un crecimiento constante en las últimas décadas. En 2019, se produjeron 5.6 millones de toneladas de cemento, un aumento del 4 % con respecto a 2018 (1 pág. 86), mientras que en 2021 y 2022, se alcanzó una producción aproximada de 6.56 millones de toneladas (15).

En el contexto de este informe, se ha realizado una estimación de la demanda potencial de hidrógeno que podría surgir de la

Tabla 6: Consumo de energía proyectado, y demanda potencial estimada de H₂ renovable o combustible sintético en aplicaciones de logística interna. (Fuente: estimaciones de Fichtner).

Año	Consumo de energía (GWh/año)	Demanda estimada de H ₂ (ton H ₂ / año)		Demanda estimada de combustibles sintéticos (ton e-Diesel / año)	
		Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
2018	1,402				
2030	2,245	674	674	1,759	1,759
2040	2,737	5,749	16,426	15,103	42,893

eventual sustitución del coque en los hornos de la industria del cemento. Esta estimación se basa en el poder calorífico del H_2 y considera diferentes porcentajes de sustitución del coque que varían para los años 2030 y 2040, como se detalla en el Anexo 6.1. Los resultados específicos para este sector se presentan consolidados en la Tabla 9 Demanda potencial de Hidrógeno (ton H_2) en los distintos escenarios y la Figura 10: Demanda potencial estimada de hidrógeno equivalente (en ton de H_2) para los años 2030 y 2040 en los dos escenarios considerados. (Fuente: estimaciones de Fichtner) en la sección 4.1.3.

Producción de Fertilizantes

Entre los fertilizantes más utilizados a nivel local se encuentran la urea, el sulfato de amonio, la cianamida de calcio y varios compuestos NPK. En su mayoría, el suministro de estos productos es gestionado por dos empresas principalmente. Estas empresas importan materias primas para la fabricación de fertilizantes, adaptándose a las necesidades específicas de los productores y cultivos en la región. La capacidad total de producción acumulada en el país se estima en aproximadamente 400,000 toneladas métricas anuales (14), (16).

Una alternativa que se considera para reducir la dependencia de la República Dominicana de los fertilizantes importados, particularmente del amoníaco fósil o la urea, es la adopción de amoníaco renovable producido a partir de fuentes de hidrógeno y nitrógeno renovables (17). Esto podría ofrecer una opción de fertilizante más sostenible para el país, y al mismo tiempo, generar una nueva demanda potencial para el hidrógeno renovable en la nación caribeña.

Es importante tener en cuenta que estos cálculos están basados en suposiciones y proyecciones, ya que se estiman tasas de crecimiento continuo en el uso de fertilizantes y la capacidad de producción. Según las cifras económicas proyectadas (2), se asume un aumento del 4% anual hasta 2030 y un 2% anual hasta 2040. Además, se estima la demanda promedio de amoníaco para dos fertilizantes ampliamente utilizados, el NPK 15-15-15 y la urea.

En la actualidad, la República Dominicana está promoviendo una colaboración estratégica con Guyana. Como parte de esta iniciativa, se está evaluando la posibilidad de trasladar gran parte de la producción de fertilizantes a este país. En consecuencia, se limitan los porcentajes de producción local de fertilizantes a 5% en 2030 y 10% en 2040 para el escenario de baja penetración y 10% y 20% para alta penetración de hidrógeno. La primera columna de la Tabla 7, muestra la demanda proyectada de fertilizante y de amoníaco (NH_3) de origen fósil. Asimismo, se calcula la cantidad prevista de amoníaco renovable y la cantidad de hidrógeno requerida para su producción (considerando que el amoníaco contiene un 17.6% de hidrógeno) en las dos columnas siguientes.

Esta evaluación proporciona una visión aproximada de las posibles demandas futuras en esta industria, pero es importante recordar que estas cifras se basan en suposiciones y proyecciones que pueden cambiar a medida que evolucione la situación real.

Tabla 7: Capacidad de producción de fertilizantes pronosticada y demanda potencial de amoníaco e Hidrógeno renovables. (Fuente: estimaciones de Fichtner)

Año	Producción de fertilizantes y demanda de amoníaco (fósil)		Demanda potencial de amoníaco renovable (ton NH_3 / año)		Demanda potencial de Hidrógeno renovable (ton H_2 / año)	
	(ton fertilizante / año)	(ton NH_3 / año)	Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
2020	400,000	136,000	-	-	-	-
2030	526,373	178,967	8,948	21,816	1,575	31,498
2040	641,645	218,159	21,816	218,159	3,840	38,396

Tabla 8: Consumo de energía proyectado y demanda potencial estimada de H₂ y de SAF (alternativos) para diferentes cuotas de mezcla en aviación. (Fuente: estimaciones de Fichtner).

Año	Consumo de Energía en aviación (GWh / año)	Demanda potencial de H ₂ (ton H ₂ / año)		Demanda potencial de SAF (ton e-kerosene / año)	
		Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
2018	6,807				
2030	10,900	3,271	13,085	8,495	33,981
2040	13,823	20,743	41,486	53,871	107,742

4.1.3 Proyección de la demanda potencial de hidrógeno

Los dos escenarios proporcionan posibles trayectorias de evolución potencial del mercado mundial y energético. Las cifras modeladas no deben tomarse como cifras precisas sino como contextos de mercados potenciales para enfocar las acciones estratégicamente.

Es incierto el papel que el hidrógeno o sus derivados en la futura economía energética debido a la complejidad en la evolución de los precios y la disponibilidad, así como al entorno de competencia con diferentes portadores de energía alternativa. Sin embargo, si existen las condiciones de mercado favorables, se puede

prever que el hidrógeno renovable y sus derivados desempeñarían un papel importante en la transición de sectores difíciles de descarbonizar.

En cuanto al año 2040, el hidrógeno y los combustibles sintéticos podrían convertirse en una opción competitiva para descarbonizar una variedad de aplicaciones. Este es en particular el caso de las aplicaciones de transporte pesado y logística interna, como maquinaria pesada o camiones mineros y también la aviación. La siguiente figura resume la compilación de las demandas en equivalentes de hidrógeno (medidas en toneladas de hidrógeno) que se han estado discutiendo para los dos escenarios en los años 2030 y 2040, respectivamente.

Tabla 9: Demanda potencial de Hidrógeno (ton H₂) en los distintos escenarios. (Fuente: estimaciones de Fichtner)

Aplicación	2030		2040	
	Baja Penetración	Alta Penetración	Baja Penetración	Alta Penetración
Transporte pesado (>7.5 t)	15,548	29,152	47,382	71,073
Aviación	3,271	13,085	20,743	41,486
Producción de Cemento	4,095	10,238	16,142	37,664
Maquinaria pesada y camiones mineros	674	674	5,749	16,426
Electricidad en sustitución de gas natural	6,093	12,186	85,873	143,122
Fertilizantes	1,575	31,498	3,840	38,396
Totales	31,256	96,833	173,986	331,757

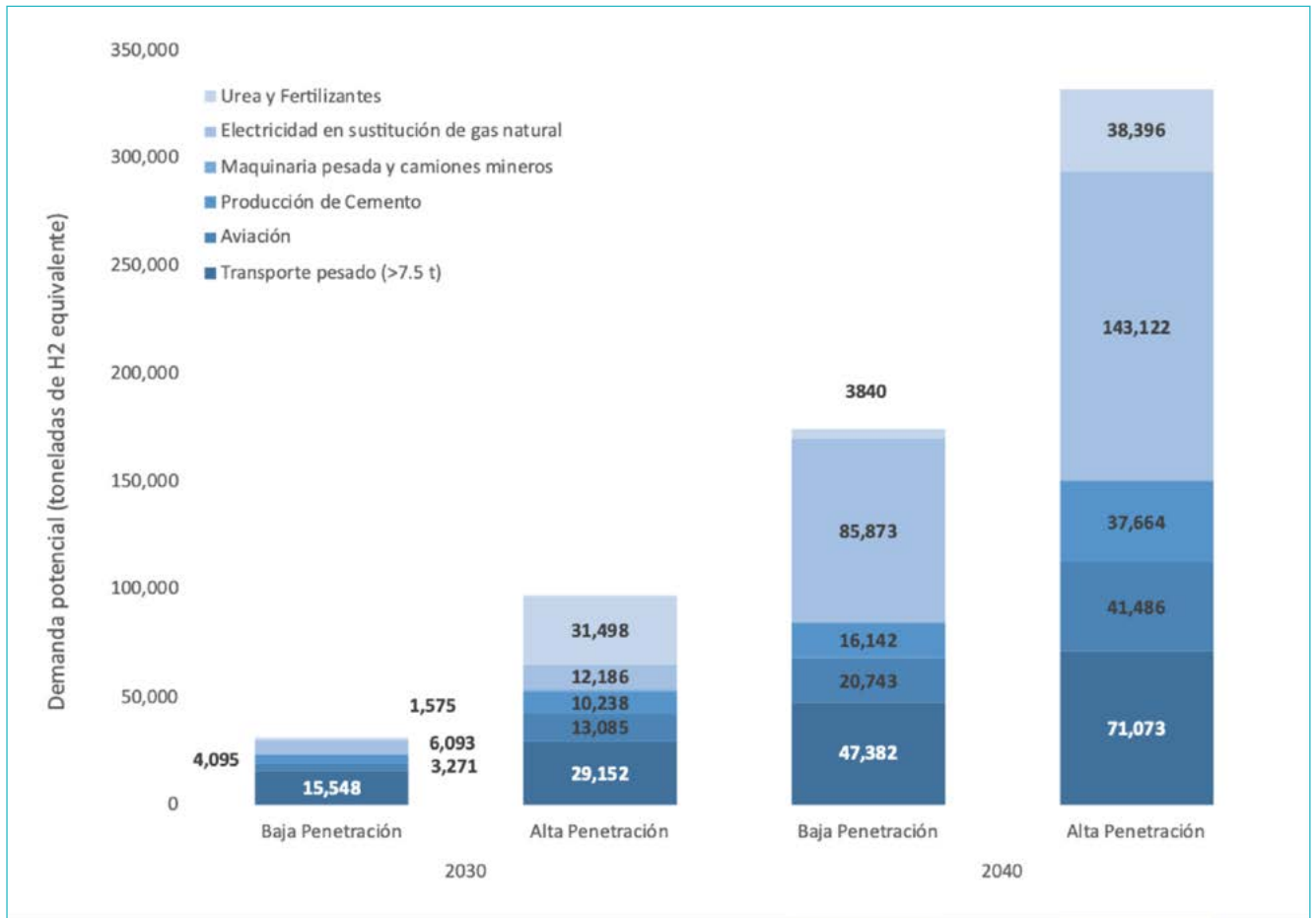


Figura 8: Demanda potencial estimada de hidrógeno equivalente (en ton de H₂) para los años 2030 y 2040 en los dos escenarios considerados. (Fuente: estimaciones de Fichtner)

4.2 Potenciales Mercados Internacionales

Existen mercados internacionales de algunos productos que contienen H₂, como el amoníaco y el metanol, pero el mercado internacional de hidrógeno renovable puro es aún incipiente. Recientemente, con las crecientes regulaciones para disminuir las emisiones de GEI, se han comenzado a desarrollar proyectos para producir H₂ a partir de energías renovables o de fuentes fósiles con captura de CO₂. En base a los proyectos anunciados y en marcha, se espera que el mercado internacional de H₂ crezca rápidamente en los próximos años, alcanzando un tamaño significativo en 2030 y 2050 (18).

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que, en su escenario de cero emisiones netas para 2050 (NZE 2050), la demanda mundial de H₂ alcanzará las 150 Mt en 2030, de

las cuales el 40% provendrán de nuevas aplicaciones, como el transporte y los combustibles sintéticos. En base a los proyectos anunciados que se orientan a la exportación, se estima que el comercio mundial de H₂ equivalente alcanzará las 16 Mt en 2040 y 25 Mt en 2050, principalmente en forma de amoníaco.

El Consejo Mundial de la Energía (WEC) estima que los principales países importadores de hidrógeno en el futuro serán aquellos con una alta demanda de energía primaria e H₂ como insumo para la industria, pero que no disponen de suficientes recursos energéticos primarios para producirlo. Entre ellos se encuentran los países del centro y norte de Europa, Japón y Corea del Sur. Por otro lado, China y Estados Unidos, principales demandantes actuales de hidrógeno permanecerán autosuficientes (19).

El potencial de importación de hidrógeno y sus derivados de los mercados importadores combinados es estimado en 2.5 millones de toneladas (Mt) para 2025 y 8.5 Mt para 2030. Sin embargo, el mercado en la Unión Europea (UE) y el Reino Unido podría tener aún más demanda.

En la actualidad, los principales países con potencial exportador de hidrógeno son Australia, Marruecos, los Emiratos Árabes Unidos, Omán y Arabia Saudita. Sin embargo, estos países solo podrían abastecer el 25 % de la demanda esperada en 2030. América Latina y el Caribe (ALC) podría contribuir a la oferta de H₂, pero se requieren más estudios para evaluar los costos de transporte desde distancias más largas.

Para determinar si las importaciones de hidrógeno son más competitivas que la producción doméstica en cada país, se deben realizar análisis específicos para cada pareja de origen-destino. Estos análisis deben tener en cuenta los siguientes factores:

1. Los costos de producción de hidrógeno en el país exportador.
2. Los costos de transporte de hidrógeno desde el país exportador al país importador.
3. Los costos de producción de hidrógeno en el país importador.

En general, los costos de producción de hidrógeno en ALC son más bajos que los costos de producción de hidrógeno en UE. Sin embargo, los costos de transporte de hidrógeno desde ALC a la UE pueden ser altos, lo que podría hacer que la producción doméstica de hidrógeno en Europa sea más competitiva.

Se estima que los costos de producción de hidrógeno a partir de energía renovable en ALC serán de alrededor de 2.1–2.3 USD/kg en 2030. Esto es más barato que los costos de producción de H₂ a partir de energía eólica marina en el noroeste de Europa, que se estiman en alrededor de 2.5 USD/kg. Sin embargo, los costos de transporte de H₂ desde ALC a UE deben tenerse en cuenta. Si se verifica que los costos de transporte son mayores a 2.5 USD/kg, entonces la producción doméstica de hidrógeno en el noroeste de Europa podría ser más competitiva.

Esta conclusión está sujeta a la disponibilidad de recursos renovables y las limitaciones de la demanda de electricidad renovable. Si los recursos renovables son limitados o si la demanda de electricidad renovable es alta, entonces los costos de producción de hidrógeno en ALC podrían aumentar, lo que podría hacer que las importaciones sean más competitivas.

Para distancias relativamente cortas, el transporte de hidrógeno comprimido a través de gasoductos puede ser la opción más competitiva en términos de costo. El costo estimado de transporte en un gasoducto de 48 pulgadas de diámetro a una distancia de 3,000 km es de 0.4 a 0.5 USD/kg. Este costo podría ser aún menor si se reutilizaran tuberías existentes.

Sin embargo, el desarrollo de infraestructura de gasoductos para hidrógeno plantea desafíos técnicos y geopolíticos. Los gasoductos deben ser diseñados y construidos para soportar la presión y el flujo de hidrógeno, que son diferentes a los del gas natural. Además, el desarrollo de gasoductos para hidrógeno podría requerir la cooperación entre países vecinos, lo que podría ser difícil de lograr.

En algunos casos, el transporte de amoníaco, que es un portador de hidrógeno, puede ser más competitivo que el transporte de hidrógeno comprimido. Esto se debe a que el amoníaco es más denso que el hidrógeno, lo que significa que se puede transportar más cantidad en un volumen dado. Por ejemplo, el costo estimado de transportar amoníaco a través de un gasoducto de 48 pulgadas de diámetro a una distancia de 3,000 km es de 0.2 a 0.3 USD/kg. Este costo es significativamente menor que el costo de transportar hidrógeno comprimido a la misma distancia. Además, el amoníaco se puede utilizar directamente en algunos procesos industriales, como la producción de fertilizantes. Esto elimina la necesidad de reconvertir el amoníaco en hidrógeno, lo que reduce aún más los costos.

El desarrollo de nuevas tecnologías podría cambiar la economía del transporte de hidrógeno en el futuro. Por ejemplo, el desarrollo de materiales más ligeros y resistentes podría reducir el costo de los tanques de almacenamiento de hidrógeno, lo que haría que el transporte de hidrógeno por carretera o ferrocarril sea más competitivo. Además, el desarrollo de métodos más eficientes para la producción de hidrógeno podría reducir el costo total del suministro de hidrógeno, lo que podría hacer que las importaciones de hidrógeno sean más competitivas.

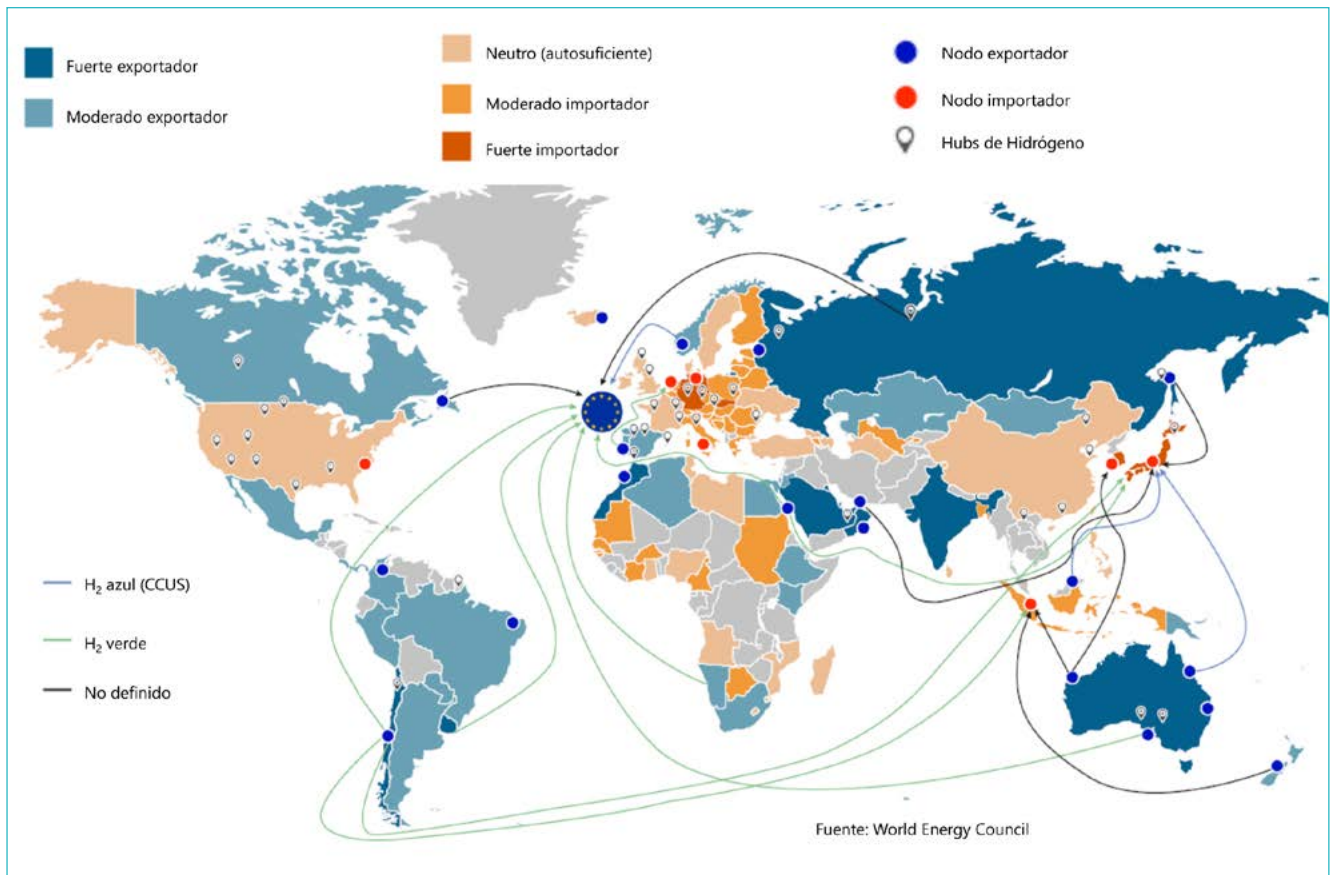


Figura 9: Potencial rol de algunas regiones en el mercado de hidrógeno. El mapa se basa en una serie de factores, incluidos los costos de producción, los costos de transporte y las regulaciones. También tiene en cuenta las hojas de ruta y estrategias de los diversos países.
Fuente World Energy Council

La Figura 9 muestra las rutas comerciales de hidrógeno más probables por competitividad hacia los mercados importadores mencionados. El mapa se reproduce del informe del WEC (19). Los nodos importadores están representados por círculos azules y los nodos exportadores están representados por círculos rojos. Las líneas que conectan los nodos indican las rutas comerciales probables. Las clases de hidrógeno que se transportarán se indican en el mapa. El hidrógeno comprimido se representa por un triángulo, el hidrógeno líquido se representa por un cuadrado y el amoníaco se representa por un círculo.

Colombia es un potencial competidor de República Dominicana en el mercado del hidrógeno, debido a su cercanía y a su potencial de producción de hidrógeno renovable muy económico. La Hoja de Ruta del Hidrógeno de Colombia (20) establece una meta de 1–3 GW de capacidad instalada de electrólisis para 2030, ubicada en las regiones Caribe Norte y Andes Norte. Estas regiones tienen un potencial de producción de hidrógeno renovable muy competitivo, con factores de planta equiparables a los de las mejores zonas del mundo. Los costos que espera alcanzar Colombia para su producción de hidrógeno renovable se reducen a 2.2 USD/kg para 2030 y hasta 1.8 USD/kg en la región del Caribe Norte para el año 2040.

4.3 Exportación de Hidrógeno en República Dominicana

4.3.1 Transporte y Logística

Los datos de costos logísticos en las distintas formas de transporte de hidrógeno a distintas distancias, detallados en el Anexo 8.5.7, permiten estimar de forma simplificada los costos a agregar a los valores de LCOH de República Dominicana. Para ello, se consideran las distancias desde el puerto de Santo Domingo (a modo de ejemplo) a los puertos típicos de los principales centros con potencial importador (Alemania, Holanda, Japón y Corea del Sur). Los costos de transporte en los tres

métodos principales (CH₃: amoníaco, LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier, y LH₂: Liquid Hydrogen) se muestran en la Tabla 9

Los menores costos de transporte para estas distancias se obtienen con hidrógeno licuado (LH₂). La licuefacción del hidrógeno genera un costo adicional que deben añadirse a los costos nivelados de producción de hidrógeno renovable.

El transporte de hidrógeno desde las zonas productoras en República Dominicana hasta los puertos de exportación puede requerir costos de infraestructura y logística interna adicionales. Sin embargo, incluso sin considerar estos costos, los costos

Tabla 10: Costos estimados de transporte de H₂ a larga distancia en las 3 formas previstas, desde el puerto de Santo Domingo hacia cuatro puertos representativos de los principales mercados importadores. NH₃: amoníaco, LOHC: Liquid Organic H₂ Carrier, LH₂: Liquid H₂. Fuente: Fichtner, elaboración propia.

Puerto	País	Millas Náuticas	km	Costo Transporte (USD/kg H ₂)		
				NH ₃	LOHC	LH ₂
Brunsbüttel	Alemania	4,260	7,890	2.49	2.69	1.87
Rotterdam	Holanda	4,043	7,488	2.47	2.67	1.82
Pohang	Corea del Sur	8,913	16,507	2.93	3.13	2.82
Tokio	Japón	8,538	15,812	2.89	3.09	2.74

Tabla 11: Costos estimados de suministro de H₂ en forma LH₂ desde el puerto de Santo Domingo hacia dos puertos representativos de los principales mercados importadores. Proyecciones para el año 2040. Fuente: Fichtner, elaboración propia. FV: Fotovoltaica; WT: Eólica (Wind Turbine).

Zona	Cibao Norte/NO	Cibao Noreste	Enriquillo	Valdesia	Ozama e Higuamo	Yuma	
Factor Uso Electrolizador	59%	49%	54%	51%	44%	47%	
Año		2024					
LCOH (FV + WT) (USD/kg)		7.33	8.62	8.14	8.62	9.77	9.16
Costo Suministro (USD/kg H ₂)	Rotterdam	9.15	10.45	9.97	10.45	11.60	10.99
	Tokio	10.07	11.36	10.88	11.36	12.51	11.90
Año		2030					
LCOH (FV + WT) (USD/kg)		6.32	7.43	7.02	7.43	8.42	7.90
Costo Suministro (USD/kg H ₂)	Rotterdam	8.14	9.26	8.84	9.26	10.25	9.72
	Tokio	9.06	10.17	9.76	10.17	11.16	10.64
Año		2040					
LCOH (FV + WT) (USD/kg)		4.77	5.61	5.30	5.61	6.36	5.96
Costo Suministro (USD/kg H ₂)	Rotterdam	6.59	7.43	7.12	7.43	8.18	7.78
	Tokio	7.51	8.35	8.04	8.35	9.09	8.70

totales de suministro de hidrógeno licuado (LH₂) hasta los principales centros de demanda en 2040 se estiman en un mínimo de 6.59 USD/kg (para las zonas del Cibao norte y noroeste hacia Rotterdam) y un máximo de 9.17 USD/kg (para las zonas de Ozuma e Higuamo hacia Pohang, Corea del Sur). Estos costos son significativamente más altos que los de países cercanos, como Colombia, debido a los altos costos de producción de hidrógeno en República Dominicana. El resumen de cálculos se muestra en la Tabla 10.

4.3.2 Potencial de Exportación de República Dominicana

Considerando las proyecciones de LCOE y LCOH, en función de los costos de las instalaciones (incluyendo las tasas típicas de financiamiento) y los factores de capacidad específicos de las zonas identificadas como de mayor potencial de producción de energías solar y eólica, sin las medidas de promoción e incentivos necesarias, República Dominicana no se encontrará en una condición favorable para la exportación de hidrógeno y sus derivados. Algunas de las razones que se han identificado son las siguientes:

1. La República Dominicana depende fuertemente de importaciones de energía primaria, y previendo un desarrollo favorable de su potencial local de energías renovables, este se necesitará para descarbonizar otros sectores como el sector eléctrico. El país podría recurrir a más recursos renovables, como la eólica marina o solar fotovoltaica flotante, cuando estas tecnologías presenten una mayor reducción de costos.
2. Los costos de producción de hidrógeno en República Dominicana son más altos que en otros países cercanos, como Colombia y México. Además, los costos de transporte a los posibles países importadores también son altos, por lo tanto, el país no tendría una participación competitiva en los mercados internacionales de hidrógeno.
3. Para llegar a los mercados asiáticos, la República Dominicana tendría que competir con países como Australia, India, Rusia, Arabia Saudita, Omán y Marruecos. Estos países tienen costos de producción más bajos y están más cerca de los mercados asiáticos.
4. Los costos de producción de hidrógeno en República Dominicana serán más altos que los costos de producción doméstica en los mercados de importación. Esto limita las posibilidades de exportar hidrógeno.
5. La prioridad de la República Dominicana debe ser aumentar las cuotas de energías renovables en la matriz energética. Esto implica desarrollar y modernizar las redes de interconexión interna, y aumentar la generación distribuida. La producción de hidrógeno renovable solo resultaría competitiva para satisfacer las necesidades del mercado doméstico, con miras a fortalecer la descarbonización de la matriz energética, y aumentar la independencia y resiliencia energética.

Es importante tener en cuenta que la exportación de hidrógeno y sus derivados implica exportar energía primaria, de la que República Dominicana es deficitaria. Además, el país también es deficitario en fuentes de agua dulce, lo que implicaría la necesidad de instalar plantas de desalinización para la producción de hidrógeno renovable. El consumo típico de una planta de electrólisis de tamaño industrial “mediano” (aprox. 1 a 10 MW) está en el rango de 50 a 52 kWh de electricidad y 10 a 11 kg de agua por cada kg de H₂ producido.

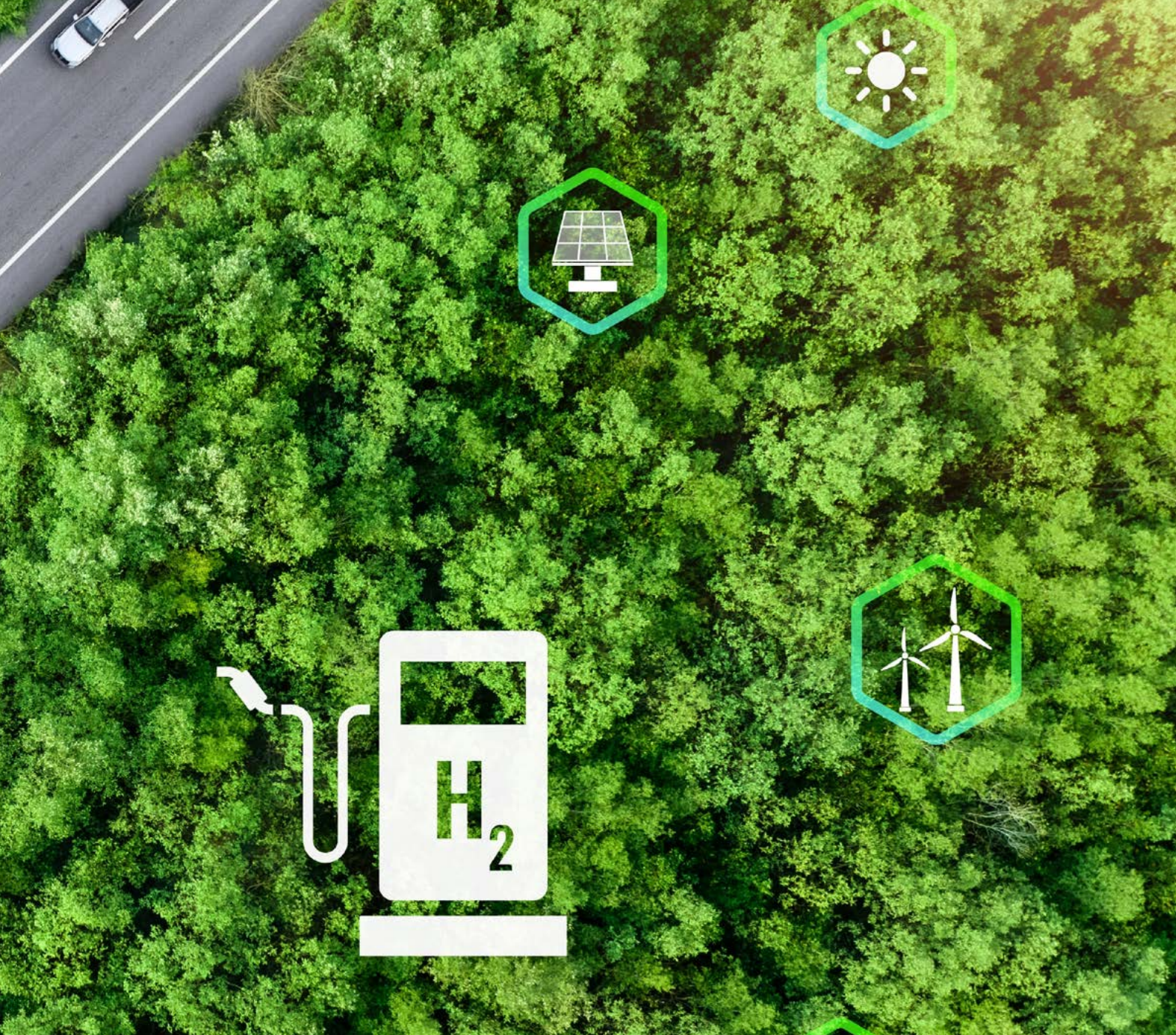
En base a los análisis presentados, se puede concluir que la exportación de hidrógeno desde República Dominicana es poco plausible y competitiva bajo el escenario tendencial actual sin las medidas de promoción e incentivos adecuadas.

An aerial photograph showing a two-lane asphalt road cutting through a dense, lush green forest. A white car is driving in the left lane, and a red truck is driving in the right lane. The text '5. Perspectivas del Hidrógeno Renovable para República Dominicana' is overlaid in large white font on the upper left portion of the image.

5. Perspectivas del Hidrógeno Renovable para República Dominicana

Para lograr la descarbonización y garantizar la independencia energética, es imperativo impulsar la sustitución de combustibles fósiles por energía eléctrica renovable e hidrógeno renovable en varios sectores. Este cambio estratégico no solo se alinea con los objetivos ambientales globales, sino que también fomenta la resiliencia económica y la sostenibilidad. El gobierno dominicano se ha comprometido a generar el 25% de su energía a partir de fuentes renovables para 2025, aumentando al 30% para 2030 y tiene como objetivo alcanzar la neutralidad de CO₂ para 2050 (21), (22).

Además, la República Dominicana forma parte de un acuerdo regional en América Latina y el Caribe para implementar un sistema de certificación de hidrógeno limpio y de bajas emisiones y sus derivados (23). Esta iniciativa tiene como objetivo certificar la sostenibilidad de la producción de hidrógeno y reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta colaboración multinacional y su compromiso con los estándares de energía limpia son fundamentales para dar forma a la estrategia de energía del hidrógeno de la República Dominicana para 2040.



5.1 Demanda Interna

Las metas de la República Dominicana deberían estar orientadas a cubrir la demanda interna de hidrógeno renovable para los años 2030 y 2040, enfatizando un enfoque estratégico en la producción local.

Escenarios al 2030

República Dominicana está comprometida con la energía renovable y la producción de hidrógeno, lo que promete cumplir con una parte considerable de sus objetivos de demanda de hidrógeno para 2030. Otros elementos clave que impulsan este potencial incluyen:

1. Rápida expansión del sector de las energías renovables: Este crecimiento es crucial para aumentar la producción de hidrógeno renovable.
2. Fuerte compromiso del Gobierno: Se están implementando políticas e incentivos para aumentar la participación de la energía renovable en la matriz energética (24) de la nación, como la promulgación de la Ley de Incentivos a la Energía Renovable (22).

Teniendo en cuenta estos factores, la República Dominicana puede establecer metas ambiciosas para la cobertura de la demanda de hidrógeno para 2030: apuntar al 25% en un escenario de baja penetración (7,420.3 ton de H₂) y al 20% (35,177.8 ton de H₂) en un escenario de alta penetración.

Tabla 12: Demanda potencial de hidrógeno en toneladas por año en los escenarios de baja y alta penetración, derivada del Documento II.

Año	Escenario de demanda	Demanda potencial de hidrógeno (toneladas/año)
2030	Baja penetración	29,681
	Alta penetración	175,889
2040	Baja penetración	65,335
	Alta penetración	309,772

Proyectos de producción de hidrógeno renovable al 2030

Las metas ambiciosas que establezca el Estado dominicano pueden cumplirse, e incluso superarse, si entran en funcionamiento algunas intenciones para proyectos a gran escala anunciadas. En concreto, podría cubrir el total de la demanda en un escenario de baja penetración o alrededor del 45% en un escenario de alta penetración [Tabla 11].

Metas de la República Dominicana para 2040

A medida que la República Dominicana continúa navegando su camino hacia un futuro energético sostenible y autosuficiente, el papel de la energía del hidrógeno será cada vez más crítico para 2040, cuando se espera que el panorama energético del país experimente transformaciones significativas, impulsadas por las tendencias globales y las políticas nacionales. Sobre la base de los siguientes avances mundiales en la tecnología del hidrógeno y las fuentes de energía renovables, para la cobertura de la demanda interna del presente al 2040:

- **Crecimiento del sector de las energías renovables:** El sector de las energías renovables está experimentando un crecimiento exponencial a nivel mundial, y se prevé que suministre entre el 45 y el 50 % de la energía mundial en 2030 y entre el 65 y el 85 % en 2050.
- **Avances en la producción de hidrógeno:** El mercado del hidrógeno renovable está en una trayectoria ascendente, como lo demuestra un aumento del 44% en la producción en 2022 (25) y los anuncios de más de 111,9 millones de toneladas de capacidad de hidrógeno bajo en carbono (26).

La República Dominicana puede aprovechar estratégicamente estos cambios globales para impulsar su producción de energía renovable e hidrógeno renovable, apuntando a una cobertura del 30% en un escenario de baja penetración y del 25% en un escenario de alta penetración para 2040, lo que sería realista para

la República Dominicana, siempre que se cumplan las metas de 2030. Otros elementos clave que contribuyen a esta visión incluyen:

- **Impacto acumulativo de los objetivos para 2030:** El logro de los puntos de referencia para 2030 validará estrategias como la expansión del sector de las energías renovables, la dedicación del gobierno y la implementación de la Ley de Incentivos a las Energías Renovables.
- **Tasa de avance tecnológico local:** El rápido progreso en las tecnologías de producción y utilización de hidrógeno es crucial. Para 2030, la República Dominicana podría beneficiarse de tecnologías refinadas de hidrógeno renovable, sentando las bases para soluciones más eficientes para 2040.
- **Economías de escala:** El crecimiento de la industria del hidrógeno pondrá en juego las economías de escala, reduciendo los costes y mejorando la viabilidad de cubrir una mayor parte de la demanda interna.
- **Infraestructura y desarrollo de capacidades:** La infraestructura y la capacidad establecidas para 2030 serán fundamentales para la expansión de 2040. Las inversiones en instalaciones de producción, almacenamiento y redes de distribución de hidrógeno no solo respaldarán los objetivos de 2030, sino que también sentarán las bases para alcanzar los objetivos de 2040.
- **Curva de aprendizaje y ganancias de eficiencia:** La experiencia adquirida en la integración del hidrógeno en la combinación energética para 2030 conducirá a un despliegue más eficiente y eficaz de recursos y tecnologías en la próxima década.
- **Ciclo de retroalimentación positiva a partir del éxito inicial:** Alcanzar los objetivos para 2030 probablemente creará un ciclo de retroalimentación positiva, mejorando la confianza de los inversores y el apoyo público, lo cual es crucial para alcanzar los objetivos más altos para 2040.

Tabla 13: Objetivos de cobertura de la demanda interna expresado en porcentajes, producción local y capacidad de electrolizadores para escenarios de baja y alta penetración para el año 2030 y 2040.

Año	Escenario de demanda	Porcentaje de la Demanda Interna	Producción local (ton H ₂ /año)	Capacidad de electrólisis (MW)
2030	Baja penetración	25%	7,500	72
	Alta penetración	20%	13,100	126
2040	Baja penetración	30%	52,800	510
	Alta penetración	25%	77,500	750

5.2 Autosuficiencia y potencial exportador

República Dominicana podrá ganar más independencia energética a través del crecimiento de su industria nacional de hidrógeno, lo que permitiría cubrir una parte importante de su demanda energética interna. Acercarse a la autosuficiencia energética a través del despliegue del hidrógeno tiene una implicación significativa en términos de su seguridad energética nacional, dado que la situación actual depende en gran medida de las importaciones de combustibles fósiles.

Debido al alto LCOH local, sería plausible que República Dominicana priorizara la autosuficiencia como su objetivo principal con planes para aumentar aún más la proporción de hidrógeno renovable en su matriz energética incluso más allá de 2040. Como se puede observar en la Tabla 13, el LCOH

proyectado de República Dominicana es superior a las metas nacionales de los países vecinos en sus estrategias nacionales de hidrógeno. Aunque se trata de metas ambiciosas, no estimaciones, significa una ventaja que tienen estos países frente a República Dominicana, con una infraestructura de energía renovable que ya está más avanzada.

La posibilidad de exportar hidrógeno depende en gran medida de la capacidad de República Dominicana para disminuir su LCOH a un nivel comparable a sus competidores más cercanos en la región, como Colombia, para que República Dominicana pueda ser competitiva en el mercado mundial del hidrógeno. Esto requiere no solo avances tecnológicos y una mayor eficiencia en la producción de hidrógeno, sino también políticas económicas estratégicas para reducir los costos de producción.

Tabla 14: Objetivo de precio del hidrógeno renovable para 2030 para los países vecinos, tal y como se describe en sus estrategias nacionales de hidrógeno.

	Objetivo de precio del hidrógeno renovable para 2030
Chile	1.5 USD/kg
Argentina	1.7 USD/kg
Uruguay	1.2-1.5 USD/kg
Colombia	1.7 USD/kg

5.3 Desarrollo de capacidades

El desarrollo de capacidades para el mercado de hidrógeno renovable de la República Dominicana implica objetivos específicos para la infraestructura, el desarrollo de la fuerza laboral, el avance tecnológico y la reforma de políticas.

5.3.1 Desarrollo e inversión en infraestructura

Para 2030, República Dominicana debe aspirar a construir y poner en funcionamiento al menos dos grandes instalaciones de producción de hidrógeno. Para 2040, se necesitaría una red integral de cadena de suministro capaz de manejar el doble de volumen de hidrógeno en comparación con 2030, lo que garantizaría una cadena de suministro sólida. Además, para 2040, el país debe haber integrado tecnologías de hidrógeno de vanguardia.

Se debe lograr un aumento en la eficiencia de los sistemas de almacenamiento y distribución de hidrógeno en el 2040, en comparación con la de 2030. Esta mejora garantizará que los beneficios de la tecnología del hidrógeno se aprovechen plenamente.

La implementación de sistemas de almacenamiento de hidrógeno podría mejorar en gran medida la estabilidad de la red y la capacidad de almacenamiento de energía. Además, la integración de estos sistemas con las fuentes de energía renovable existentes, como la solar y la eólica, optimizaría el uso de los recursos renovables.

5.3.2 Capacitación de la fuerza laboral y desarrollo de habilidades

El país se podría proponer formar a más de 500 profesionales y técnicos en tecnologías del hidrógeno. Esto implicará el desarrollo de programas de capacitación y la concesión de becas a nivel de educación superior para apoyar temas relacionadas a la investigación en tecnologías de hidrógeno. Será también de beneficio participar en la colaboración de proyectos de investigación internacionales para mejorar la eficiencia y la rentabilidad de la producción de hidrógeno.

Además de la formación académica, la República Dominicana podría establecer acuerdos de cooperación internacionales para el intercambio de tecnología y empresas conjuntas en proyectos de hidrógeno. Estas colaboraciones fomentarán la innovación, facilitarán la transferencia de conocimientos y fortalecerán la posición del país en el panorama mundial del hidrógeno.

5.3.3 Fortalecimiento del marco regulatorio

Aparte de los avances tecno-económicos, es de vital importancia establecer un marco regulatorio concreto y mecanismos de apoyo, apoyando directamente al sector del hidrógeno renovable en República Dominicana. Sería conveniente formular un programa regulador centralizado y amplio, que requiriera la cooperación de los ministerios competentes. Sin embargo, si este enfoque centralizado resultara inalcanzable, como plan alternativo, se podrían introducir al menos 5 políticas separadas provenientes de diferentes ministerios, asegurando que estén en armonía y no se contradigan entre sí. Del mismo modo, se sugiere la introducción de 3 nuevas regulaciones sobre seguridad, estándares de producción y cumplimiento ambiental.

5.3.4 Socialización

Para la concientización y la participación del público, el objetivo debe ser lanzar una campaña nacional que llegue a una cantidad significativa de la población. Esta campaña creará conciencia sobre los beneficios del hidrógeno renovable, educando al público sobre su potencial y fomentando su adopción.



6. Medidas Clave para el Impulso del Hidrógeno Renovable en República Dominicana

6.1 Investigación, desarrollo e innovación y capacitación

En República Dominicana, no existen programas académicos específicos enfocados en las tecnologías de la cadena de valor del hidrógeno. A pesar de ello, existen grupos de investigación que han trabajado en temas relacionados con energía limpia, así como institutos públicos de investigación donde se han llevado a cabo investigaciones relacionadas a biocombustibles. La amplia oferta de programas de ingeniería y áreas relacionadas podrían adaptarse para incluir el hidrógeno renovable y sus derivados.

El desarrollo de la capacitación en hidrógeno renovable en la República Dominicana debe ser un proceso continuo que

abarque todos los niveles educativos, desde la educación técnica hasta la investigación. En la educación técnica, se deben desarrollar programas para la capacitación de personal en el manejo de equipos y tecnologías de generación eléctrica renovable y de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno renovable y sus derivados. Estos programas deben estar adaptados a las necesidades específicas de la industria dominicana.

En el ámbito universitario, se deben desarrollar programas de formación en hidrógeno renovable y derivados, que incluyan cursos y especializaciones. Estos programas deben estar alineados con las prioridades de desarrollo del país, como la transición energética y la economía circular. En el ámbito industrial, se debe fomentar la capacitación de las entidades gubernamentales en temas técnicos y regulatorios relacionados con el hidrógeno

renovable. En el ámbito de la investigación, se debe crear grupos específicos de investigación y desarrollo, que trabajen en el desarrollo de nuevas tecnologías y aplicaciones del hidrógeno renovable. Además, se debe consolidar los programas de capacitación implementados y fortalecer las labores de investigación, identificando áreas específicas de enfoque y especialización.

Para el desarrollo de la capacitación en hidrógeno renovable en la República Dominicana, se recomiendan las siguientes acciones específicas:

- Fortalecer la cooperación entre las universidades, los centros de investigación y las empresas. Esta cooperación permitirá aprovechar las fortalezas de cada sector y desarrollar programas de capacitación más completos y efectivos.
- Promover la formación de recursos humanos en el extranjero. Esta formación puede ser una opción para complementar la oferta de capacitación local, especialmente en áreas de especialización.
- Apoyar el desarrollo de plataformas de formación online. Estas plataformas pueden ser una forma de llegar a un mayor número de personas, especialmente a aquellas que viven en zonas remotas o que tienen dificultades para acceder a la formación presencial.

El desarrollo de la capacitación en hidrógeno renovable es un elemento clave para el aprovechamiento del potencial de esta tecnología en la República Dominicana. Con una fuerza laboral calificada, el país podrá avanzar en la transición energética y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

6.2 Normativa y Regulación

La República Dominicana no cuenta con un marco regulatorio específico para el hidrógeno renovable. Esto representa una barrera para el desarrollo de esta tecnología en el país, ya que no existe seguridad jurídica para las inversiones ni incentivos para su uso. Por otro lado, tampoco existen en el país normativas técnicas de seguridad específicas para el hidrógeno. Para superar esta barrera, es necesario desarrollar un marco regulatorio que cumpla con los siguientes objetivos:

- Establecer las condiciones para el funcionamiento del mercado de hidrógeno renovable. Esto incluye definir las competencias y responsabilidades de las diferentes instituciones involucradas, así como las políticas y programas para acelerar el despliegue de esta tecnología.
- Definir las condiciones para la producción de hidrógeno renovable. Esto incluye establecer las reglas para el uso de electricidad para la producción de hidrógeno y las estructuras de remuneración para su comercialización.
- Establecer las condiciones para el uso seguro de hidrógeno renovable. Esto incluye definir las normas para el desarrollo de infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento de hidrógeno, así como para el despliegue seguro del hidrógeno en el sector transporte.

A continuación, se presentan las acciones prioritizadas para el desarrollo de un marco regulatorio para el hidrógeno renovable en la República Dominicana:

Definición del marco regulatorio

- Definir un marco normativo para establecer los lineamientos de funcionamiento del mercado y otorgar seguridad jurídica a inversionistas y desarrolladores de proyectos.
- Definir al hidrógeno como un vector energético que puede ser utilizado como combustible, medio de almacenamiento y agente de reducción.
- Establecer las competencias y responsabilidades de las diferentes instituciones involucradas.

- Establecer políticas y programas enfocados en acelerar el despliegue del hidrógeno de origen renovable.
- Establecer las condiciones de producción de hidrógeno para que sea considerado renovable, de manera armonizada con las normativas internacionales.

Desarrollo de infraestructura y uso de hidrógeno renovable

- Desarrollar un esquema de garantías de origen para electricidad, hidrógeno renovable y sus derivados o adoptar esquemas aplicados a nivel internacional.
- Adoptar una normatividad para el desarrollo de infraestructura segura para el transporte, la distribución y el almacenamiento de hidrógeno.
- Establecer una normativa para el despliegue de estaciones de carga y para usos del hidrógeno en el sector transporte.

Para el desarrollo de un marco regulatorio para el hidrógeno renovable en la República Dominicana, se recomiendan las siguientes acciones específicas:

- Fortalecer la cooperación entre las instituciones gubernamentales, las universidades y las empresas. Esta cooperación permitirá aprovechar las fortalezas de cada sector y desarrollar un marco regulatorio más completo y efectivo.
- Promover la participación del sector privado en el desarrollo del marco regulatorio. La participación del sector privado permitirá garantizar que el marco regulatorio sea compatible con las necesidades de los agentes económicos.
- Realizar un proceso de consulta pública para recoger las opiniones de los diferentes actores involucrados. Este proceso permitirá asegurar que el marco regulatorio sea ampliamente aceptado y que cuente con el apoyo de todos los sectores.

El desarrollo de un marco regulatorio específico para el hidrógeno renovable es una condición necesaria para el aprovechamiento del potencial de esta tecnología en la República Dominicana. Con un marco regulatorio adecuado, el país podrá avanzar en la transición energética y contribuir a la lucha contra el cambio climático.

6.3 Infraestructura

- Planear y desarrollar infraestructura portuaria para la exportación de amoníaco y otros derivados.

Seguridad: A los efectos de regular y garantizar la seguridad de las instalaciones de hidrógeno, para toda la infraestructura de producción y uso del hidrógeno se deberá contar con la adopción de normas y estándares internacionales, como pueden ser las normas ISO (Por ej. TC 197, TR 15916, etc.) o las normas que el Gobierno de República Dominicana considere pertinentes, en base a su experiencia en el sector del Gas Natural y del GNL. Lo que se debería evitar es una falta de normas de referencia.

El desarrollo de la infraestructura para el hidrógeno renovable en la República Dominicana es un proceso complejo que requerirá la participación de diferentes actores, incluyendo el gobierno, el sector privado y las instituciones académicas.

6.4 Cooperación Internacional

Para aprovechar el potencial del hidrógeno renovable, la República Dominicana debe establecer cooperaciones internacionales que le permitan acceder a la tecnología, el financiamiento y los mercados necesarios. Estas cooperaciones deben tener los siguientes objetivos:

- Acceso a tecnología y conocimientos para el desarrollo de la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno renovable.
- Acceso a financiamiento para el desarrollo de proyectos de hidrógeno renovable.
- Convertirse en un “hub”, o centro concentrador de actividad económica, de combustibles sintéticos para la región del Caribe.

Para alcanzar estos objetivos, la República Dominicana podría implementar las siguientes estrategias:

- Fortalecer la cooperación con países y organizaciones internacionales que tienen experiencia en el desarrollo del hidrógeno renovable.

- Participar en programas y proyectos internacionales de investigación y desarrollo en hidrógeno renovable.
- Promover la inversión extranjera en proyectos de hidrógeno renovable en la República Dominicana.

En particular, la República Dominicana podría aprovechar su ubicación geográfica para convertirse en un hub de combustibles sintéticos para la región del Caribe. Para ello, el país podría desarrollar infraestructura para el almacenamiento y transporte de combustibles sintéticos, ofrecer incentivos fiscales y financieros para la inversión en proyectos de combustibles sintéticos, y promover la cooperación regional para el desarrollo de la industria de los combustibles sintéticos.

El desarrollo de un hub de combustibles sintéticos en la República Dominicana podría generar los siguientes beneficios para el país:

- Crear empleos y oportunidades de desarrollo económico.
- Contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático.
- Posicionar a la República Dominicana como un líder regional en la transición energética.

Para lograr colaboraciones exitosas, es importante que el gobierno de la República Dominicana implemente una estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno renovable. Además, será beneficioso que tenga perspectivas y primeros pasos en cuanto a la creación de un marco regulatorio favorable para el desarrollo del hidrógeno renovable e incentivar la inversión extranjera en proyectos de hidrógeno renovable.

La implementación de estas recomendaciones puede ubicar a la República Dominicana como un líder regional en el desarrollo del hidrógeno renovable y contribuiría a la transición energética del país.

6.5 Industria y Transporte

La inclusión de los sectores industria y transporte será vital para establecer el sector de hidrógeno renovable en República Dominicana. Esto se puede lograr mediante el despliegue de infraestructura de transporte público alimentado con hidrógeno en 2 ciudades principales para 2040, comenzando por la implementación de proyectos piloto hasta 2030. Junto a esto, el desarrollo de un mínimo de 10 estaciones de repostaje de hidrógeno a lo largo de rutas de transporte clave sería crucial para apoyar esta transición.

En segundo lugar, se deben explorar las aplicaciones industriales del hidrógeno. Al menos 2 proyectos piloto para utilizar hidrógeno en industrias como la fabricación de cemento y acero podrían allanar el camino para un sector industrial más sostenible para 2030. Además, la colaboración con al menos 5 socios industriales para desarrollar soluciones a medida basadas en el hidrógeno sería beneficiosa para lograr este objetivo.

En el caso de la República Dominicana, se recomienda iniciar proyectos que exploren aplicaciones innovadoras del hidrógeno. Esta exploración debería centrarse en sectores emergentes como el transporte marítimo y la aviación. Para 2030, el objetivo debería ser contar con al menos 10 proyectos piloto en estos sectores, demostrando la viabilidad y los beneficios del uso del hidrógeno. Para 2040, el objetivo debería ser ampliar estas iniciativas, y el transporte marítimo y aéreo impulsado por hidrógeno se convertiría en una parte importante de la combinación de transporte del país. Esto no solo contribuiría a la transición energética del país, sino que también lo posicionará como líder en tecnología de hidrógeno en la región.

7. REFERENCIAS



1. GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit). Análisis Prospectivo de Hidrógeno Verde en la República Dominicana. [En línea] 2022. <https://h2lac.org/publicaciones/analisis-prospectivo-de-hidrogeno-verde-en-la-republica-dominicana/>.
2. CNE (Comisión Nacional de Energía), República Dominicana. Plan Energético Nacional 2022-2036. [En línea] 2022. <https://www.cne.gob.do/documentos/plan-energetico-nacional-pen/>.
3. Commodity Inside. Hydrogen Application in the Cement Industry: A Promising Pathway to Decarbonization. [En línea] 2023. <https://commodityinside.com/hydrogen-application-in-the-cement-industry-a-promising-pathway-to-decarbonization/>.
4. IEA (International Energy Association). Trends in electric Heavy Duty Vehicles. [En línea] 2023. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023/trends-in-electric-heavy-duty-vehicles>.

5. Schlegel, Matthias. Hydrogen. A Handbook for Investors and Project Developers. Stuttgart : Fichtner, 2021.
6. IRENA (International Renewable Energy Agency). Perspectivas de Energías Renovables: República Dominicana, REMap 2030. [En línea] 2016. <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Perspectivas-de-las-energias-renovables-Republica-Dominicana>.
7. IRENA (International Renewable Energy Association). Renewable Power Generation Costs in 2022. [En línea] 2023. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>.
8. Lazard. Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis. Version 14.0 - October 2020. [En línea] 2020. <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen-2020/>.
9. EIA (US Energy Information Administration). Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2021, Tabla 55. [En línea] 2021. <https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo21/>.
10. NREL (National Renewable Energy Laboratory). Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. [En línea] 2010. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>.
11. CNE (Comisión Nacional de Energía), República Dominicana. Estudio del Régimen Económico de las Energías Renovables en la República Dominicana para el Año 2022. [En línea] 2022. <https://www.cne.gob.do/documentos/regimen-economico/>.
12. Timilsina, G. R. (World Bank). Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies. Policy Research Working Paper. [En línea] 2020. <https://elibrary.worldbank.org/doi/abs/10.1596/1813-9450-9303>.
13. IEA (International Energy Agency). Global Hydrogen Review 2022. 2022.
14. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Prospectivas del Hidrógeno Verde en República Dominicana, oportunidades y retos. [En línea] 2022. <https://transicionenergetica.do/multimedia/documentos-y-presentaciones/integracion-energias-renovables-variables/>.
15. ADOCEM - Asociación Dominicana de Productores de Cemento Portland. Memoria Anual 2022. [En línea] <https://www.adocem.org/memorias>.
16. ICEX / Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Santo Domingo. El Mercado de Fertilizantes en República Dominicana. [En línea] 2020. <https://www.icex.es/content/dam/es/icex/oficinas/000/actividades/2022/07/encuentro-empresarial-espana-republica-dominicana-2022-activos/Estudio-mercado-republica-dominicana-fertilizantes-2020.pdf>.
17. IEA (International Energy Agency). Ammonia Technology Roadmap. Towards more sustainable nitrogen fertiliser production. [En línea] 2021. <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap/executive-summary>.
18. —. Global Hydrogen Review 2023. [En línea] 2023. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
19. World Energy Council. Regional Insights into Low-Carbon Hydrogen Scale Up. [En línea] 2022. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/regional-insights-low-carbon-hydrogen-scale-up-world-energy-council>.
20. Ministerio de Minas y Energía, Gobierno de Colombia. Hoja de Ruta del Hidrogeno en Colombia. [En línea] 2021. <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/enlace-ruta-hidrogeno/>.

21. DW. Going green in the Dominican Republic. DW. 01 de 07 de 2021.
22. Reglamento de Aplicación - Ley 57-07. [En línea] <https://www.cne.gob.do/wp-content/uploads/2015/05/REGLAMENTO-LEY-57-07.pdf>.
23. Dominican Today. Dominican Today. [En línea] 16 de 11 de 2023. <https://dominicantoday.com/dr/local/2023/11/16/dominican-republic-signs-agreement-to-face-climate-change-with-hydrogen-certification/>.
24. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/dominican-republic-renewable-energy>. [En línea]
25. What's Ahead For Renewable Energy For 2023? Clean Technica. [En línea] <https://cleantechnica.com/2022/12/07/whats-ahead-for-renewable-energy-for-2023/>.
26. McKinsey & Company. Global Energy Perspective 2023. 2023.
27. Ministerio de medio ambiente y recursos naturales. Mapas áreas protegidas. [En línea] <https://ambiente.gob.do/informacion-ambiental/mapas-areas-protegidas/>.
28. Autoridad Portuaria Dominicana. Autoridad Portuaria Dominicana. [En línea] <https://portuaria.gob.do/>.
29. CNE (Comisión Nacional de Energía), República Dominicana. Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético Año 2018. [En línea] 2019. <https://www.cne.gob.do/documentos/otros-documentos-cne/>.
30. IEA (International Energy Agency). IEA World Energy Balances 2022. [En línea] 2022. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>.
31. Dominicana, Presidencia de la República. Noticias de la Presidencia de la República Dominicana. [En línea] <https://presidencia.gob.do/noticias/gobierno-dominicano-firma-con-guyana-acuerdos-para-construir-una-refineria-explotar-un>.
32. Fernando Anaya / INTRANT (Instituto Nacional de Tránsito y Transporte Terrestre) / BID. Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica República Dominicana. [En línea] 2021. <https://intrans.gob.do/index.php/noticias/item/625-intrans-presenta-plan-estrategico-nacional-de-movilidad-electrica-rd>.
33. Dominicana, Presidencia de la República. Relaciones Exteriores. [En línea] 01 de 10 de 2023. <https://presidencia.gob.do/noticias/gobierno-dominicano-firma-con-guyana-acuerdos-para-construir-una-refineria-explotar-un>.
34. Banco Mundial. Global Solar Atlas - Dominican Republic. [En línea] 2023. <https://globalsolaratlas.info/map?c=18.711293,-70.164185,8&r=DOM>.
35. World Bank Group. Offshore Wind Technical Potential in the Dominican Republic. [En línea] 2020. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/589321586843646350/pdf/Technical-Potential-for-Offshore-Wind-in-Dominican-Republic-Map.pdf>.
36. Banco mundial. Global Wind Atlas. [En línea] <https://globalwindatlas.info/es>.
37. H2LAC. Países - Costa Rica. [En línea] <https://h2lac.org/paises/costa-rica/>.

38. McKinsey & Company. Green Hydrogen: an opportunity to create sustainable wealth in Brazil and the world. [En línea] 25 de 11 de 2021. <https://www.mckinsey.com/br/en/our-insights/hidrogenio-verde-uma-oportunidade-de-geracao-de-riqueza-com-sustentabilidade-para-o-brasil-e-o-mundo>.

8. ANEXOS

8.1 Potencial de recursos y zonas óptimas

8.1.1 Geografía y áreas protegidas

La superficie del territorio de la República Dominicana contiene una máxima distancia de aproximadamente 370 km entre los puntos extremos Montecristi, al Noroeste, y Punta Cana, al Este¹. En el territorio del país se distribuyen las siguientes

sierras montañosas (ver Figura 16): al norte, la Cordillera Septentrional; al este, la Cordillera Oriental; en el centro, la Cordillera Central; al suroeste, la Sierra de Neiba; y al sur, la Sierra de Bahoruco. Por ello, la superficie apta para proyectos para la producción de hidrógeno y sus derivados no resulta tan extensa como para que existan grandes diferencias o ventajas económicas entre los diferentes sitios prospectivos.

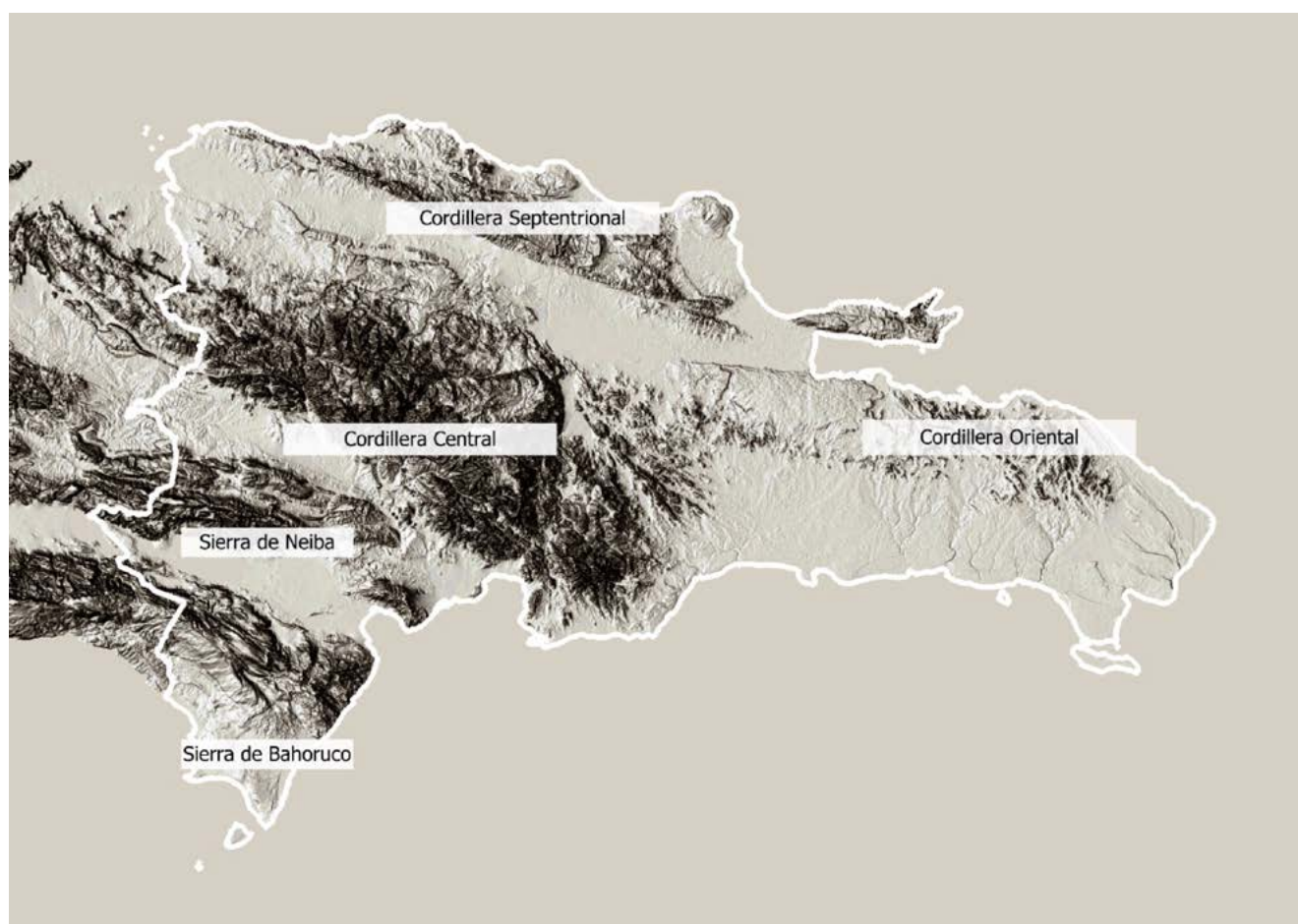


Figura 10: Mapa físico de la República Dominicana. Fuente: Elaboración propia

¹ Y unos 380 km entre el extremo Oeste (límite con Haití) y el extremo Este en Punta Cana.

En principio es más sencillo excluir primero las áreas protegidas, que son determinadas áreas definidas por el estado dominicano sujetas a un marco legal e institucional elaborado para garantizar la conservación de sus patrimonios medioambientales y culturales. Las más destacadas son:

- Al suroeste: el lago Enriquillo, y en las cercanías, al sur del lago: el Parque Nacional de Sierra de Bahoruco,
- En el extremo noroeste: Parque Nacional Montecristi,
- En el centro-oeste: Parque Nacional Armando Bermúdez, tiene un relieve muy abrupto y comparte con el parque nacional José del Carmen Ramírez la mayor altura de las Antillas representada por el Pico Duarte, con una altura de 3175 msnm.

- Cerca de este, en el centro, Parque Nacional Valle Nuevo
- Parque Nacional José del Carmen Ramírez, que conjuntamente con el «Parque Nacional Armando Bermúdez», posee en su interior la mayor cantidad de recursos hidrológicos. En él nacen los principales ríos que producen la irrigación del Valle de San Juan y proveen de energía eléctrica a las comunidades vecinas. Allí nace el río Yaque del Sur y todos sus afluentes.
- En el extremo Sur: Parque Nacional Jaragua y la Laguna de Oviedo
- En el noreste, Parque Nacional Los Haitises
- En el sureste, Parque Nacional Cotubanamá

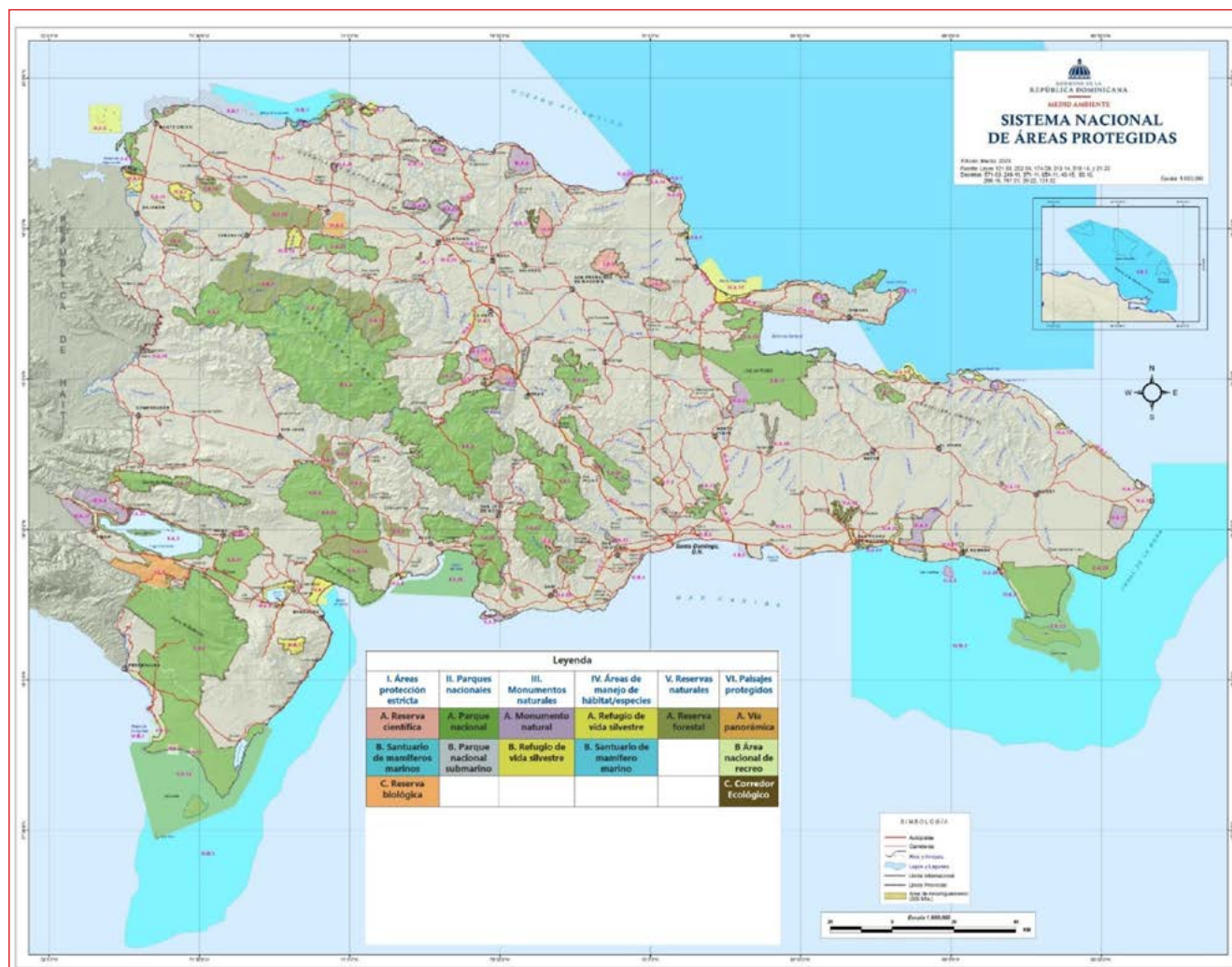


Figura 11: Mapa de República Dominicana, mostrando los principales Parques Nacionales, ciudades y carreteras. Fuente: Adaptado de (32)

Asimismo, existen algunas reservas científicas como Las Caobas, al oeste y Loma Quita Espuela, al noreste, que son zonas de especial interés para el estudio y la conservación de fauna y flora. Estas zonas se muestran en la Figura 17. deben ser excluidas de las ubicaciones óptimas de producción de hidrógeno renovable.

8.1.2 Escenarios de expansión

Energía hidroeléctrica

Los datos sobre el potencial hidroeléctrico están basados en el Plan Nacional para el Manejo de los Recursos Hidráulicos (OEA-INDRHI 1994) y en el informe técnico “Situación de la Hidroelectricidad en la República Dominicana” (1995). Este estudio se realizó en 54 cuencas hidrográficas para determinar el potencial lineal bruto (PLB), con base en información estadística sobre precipitación, área de drenaje de diferentes ríos y diferencias topográficas a lo largo de sus cursos. El resumen de los resultados es el siguiente: existe un potencial de capacidad hidroeléctrica de 2.095 MW, que podría llegar a producir unos 9.174 GWh anuales, con un factor de capacidad del 50%. El 90% de este potencial (8.192 GWh/año, 1.870 MW) se concentra en 10 cuencas, mientras que el 10% restante se encuentra disperso entre las otras 44 cuencas. Las cuencas de mayor interés energético son las del río Nizao, río Yuna, río Yaque del Norte y río Yaque del Sur.

Sector eléctrico

La capacidad instalada total del SENI al cierre de 2020 era de 4,9 GW, de los cuales el 75% provenía de fuentes fósiles, y la demanda máxima alcanzó los 3,5 GW en septiembre 2023 (5). Las proyecciones del PEN 2022-2036 prevén 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 gas natural como combustible principal. Esto representa un total de 5,7 GW adicionales y una duplicación de la capacidad instalada, para un crecimiento promedio de la demanda del 4% anual.

Los planes de expansión de ETED incluyen la construcción de nuevas líneas y subestaciones para integrar la nueva capacidad de generación. En particular, para 2035 está prevista la construcción de al menos dos nuevas líneas de 345 kV que conectarán el norte y el sur, el oeste y el este del país. Sumado a la capacidad de transmisión existente entre la región de Santo Domingo y la región de Santiago, esta nueva infraestructura debería servir para evitar la limitación de despacho (“curtailment”) de energías renovables, por gestión de la capacidad de transporte eléctrico.

Sin embargo, seguirán existiendo zonas con buenas condiciones para la producción de energías renovables, para las que no se espera que se beneficien de la interconexión eléctrica en el corto o mediano plazo, en las que producir hidrógeno renovable puede ser una forma de aprovechar el recurso energético más aun al no disponer de la capacidad de transmisión para evacuar esa energía.

8.1.3 Disponibilidad de agua y tierras

En cuanto al requerimiento de agua de los proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados, algunos números pueden ponerlo en perspectiva. Para el hidrógeno electrolítico, de acuerdo con la estequiometría del agua, se requieren aproximadamente 9 a 10 kg de agua por cada kg de H₂ obtenido. Es decir, cada 1.000 toneladas de H₂, se requerirán aproximadamente 10.000 toneladas de agua. El consumo específico de energía de electrólisis podría estimarse entre 50 y 55 MWh/ton de H₂ producido. De este modo, asumiendo un factor de uso de la planta de electrólisis del 50% (coincidente con un factor de capacidad “alto”, de un parque eólico de buena localización), se obtiene que para producir aproximadamente 1000 toneladas de H₂ al año, se requieren aproximadamente 12 MW de potencia nominal (promedio) instalada, solo para la planta de electrólisis (sin considerar pérdidas ni otros consumos, como la compresión o licuefacción para almacenar el gas, o la energía para una eventual planta de ósmosis inversa para purificar –y/o desalinizar– el agua, como se muestra en la Figura 18).

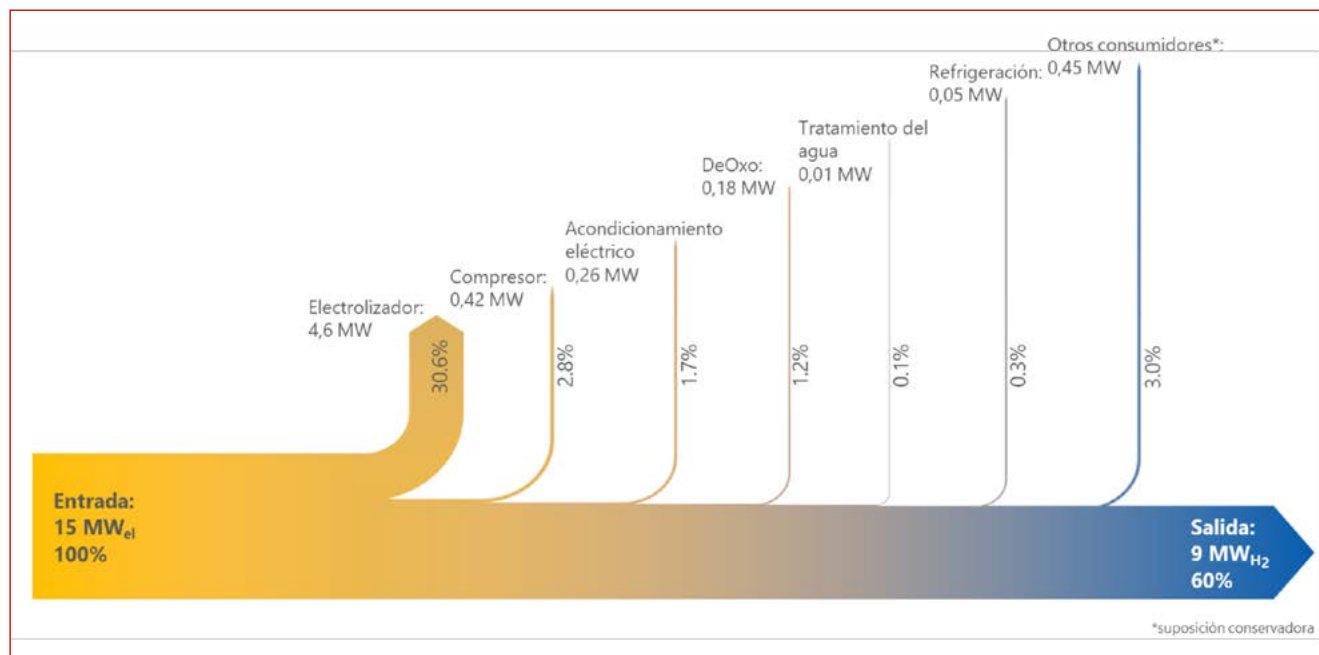


Figura 12: Consumos y pérdidas de energía en una planta de electrólisis. Ejemplo en base a una capacidad total de 15 MW.

Las principales zonas productoras de agua dulce se muestran en la Figura 19 y el detalle de su nombre y extensión en la Tabla 13.

En general, para el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados será necesario:

- cumplir con la estricta priorización del acceso a los recursos hídricos de acuerdo con lo establecido en la Constitución y las Leyes, en las que tiene prioridad el consumo humano, seguido del uso agrícola para asegurar la soberanía alimentaria y el caudal ecológico y, finalmente, el uso industrial.

- Considerar posibles limitaciones de disponibilidad a nivel regional y requisitos especiales de acceso y uso en áreas protegidas de recursos naturales.
- Cumplir con estrictos criterios de sostenibilidad en la explotación de los recursos hídricos disponibles (aprovechamiento, reutilización, minimización de efluentes, etc.).

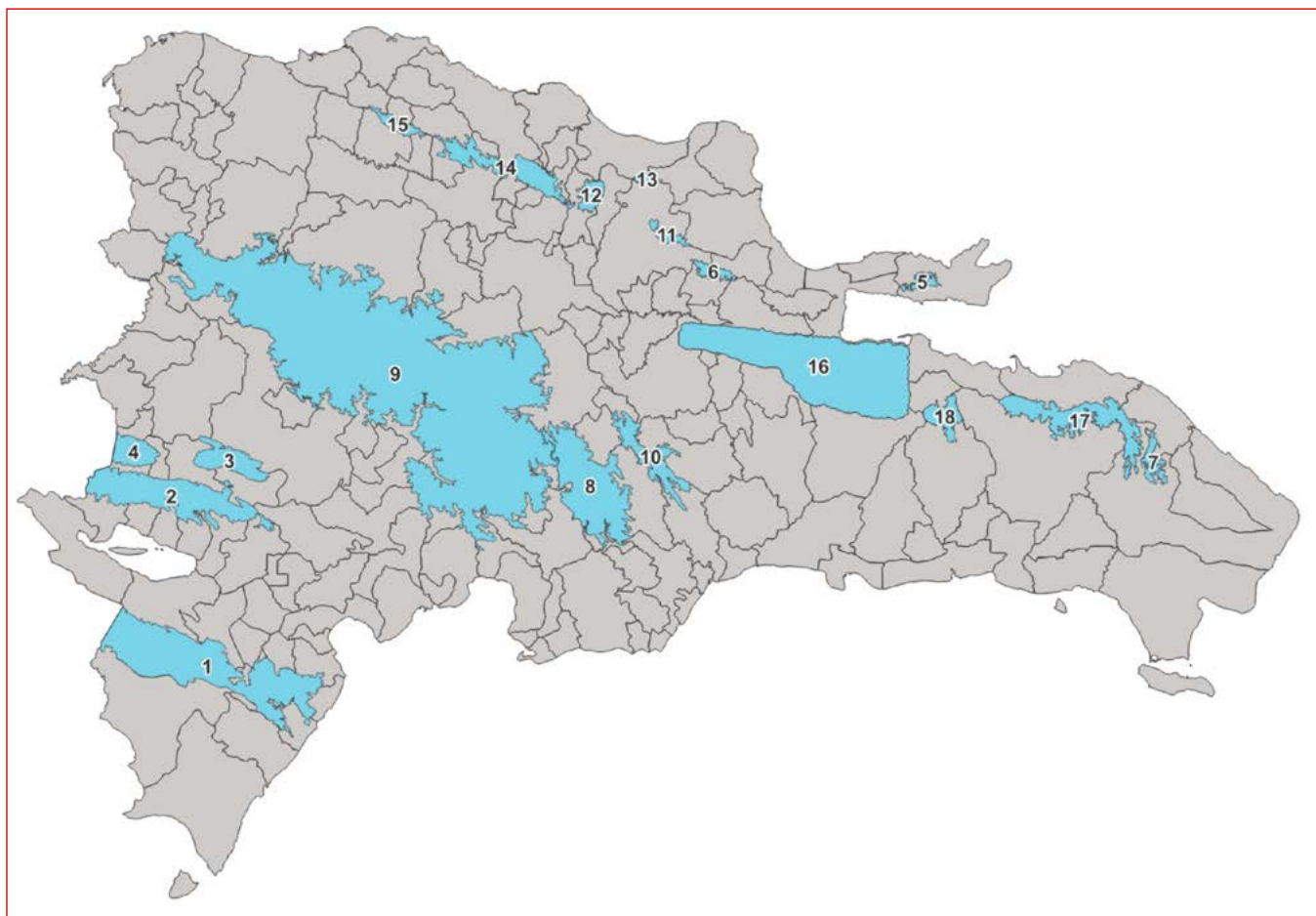


Figura 13 Mapa de zonas de producción de agua dulce en República Dominicana. Fuente: Estudio de EGEHID

Tabla 15: Zonas de producción de agua dulce en República Dominicana según mapa en Figura 19.

ID	Zona	km ²
1	Sierra de Bahoruco	915,1
2	Sierra de Neiba	455,9
3	Laguna guardarraya	139,3
4	Calimete	98,0
5	Loma el haitiano	29,9
6	Loma filme de jina clara	38,1
7	Loma morro gordo	54,2
8	Cerro montoso - la humeadora	508,1
9	Nalga de maco_ monte de joca_ pico duarte valle nuevo	4586,2
10	Los siete picos - el pilón	165,9
11	Loma de quita espuela	30,8
12	Loma el peñon	53,5
13	Sabaneta	16,5
14	Diego de Ocampo - los ramones	208,3
15	Pico el muraso	43,9
16	Los Haitises	1089,4
17	El Coamo - séptimo cielo	293,2
18	Colonia san Rafael	81,0

8.1.4 Transporte e Infraestructura

En materia de logística terrestre, República Dominicana cuenta con una moderna red vial que le permite transportar materiales e insumos para la ejecución de proyectos y transportar los productos finales hasta el lugar de consumo o despacho internacional de manera rápida y segura. En materia de logística marítima, República Dominicana se encuentra en una posición geográfica con acceso al Mar Caribe y el Océano Atlántico, lo que le permite tener conexiones directas con Europa y la Costa Este de Estados Unidos, Centroamérica y parte de Sudamérica (Colombia, Brasil, Argentina, Uruguay, etc.). Además, está cerca del Canal de Panamá, lo que le permite conectarse también con Asia por el Océano Pacífico.

Respecto a infraestructura portuaria, la República Dominicana cuenta con 16 puertos funcionales que absorben el tráfico de comercio exterior que llega y sale del país. Los principales puertos por volumen de mercancías y pasajeros son Santo Domingo, Caucedo, y Río Haina, muy cercanos uno de otro sobre la costa sur. La Autoridad Portuaria Dominicana (APORDOM) (33)

se encarga de la regulación y administración de los puertos del país los cuales se muestran en la Figura 20.

República Dominicana también cuenta con un desarrollado sistema de transmisión de energía eléctrica que tiene la capacidad de transportar energía eléctrica renovable desde donde se produce hasta los puntos donde se establecen los centros de producción de hidrógeno renovable y sus derivados, permitiendo un uso eficiente de todos los potenciales de energía renovable disponibles en el país.

Por lo tanto, se puede concluir que República Dominicana cuenta con una infraestructura básica adecuada para comenzar a desplegar la cadena de valor del hidrógeno a nivel nacional. Sin embargo, en el futuro será necesario ampliar esta infraestructura, principalmente en redes de transmisión eléctrica para permitir el uso eficiente de recursos renovables concentrados en algunas regiones del país y en infraestructura portuaria para dar cabida a mayores exportaciones. volúmenes, incluidos los sistemas de almacenamiento directamente en los puertos.

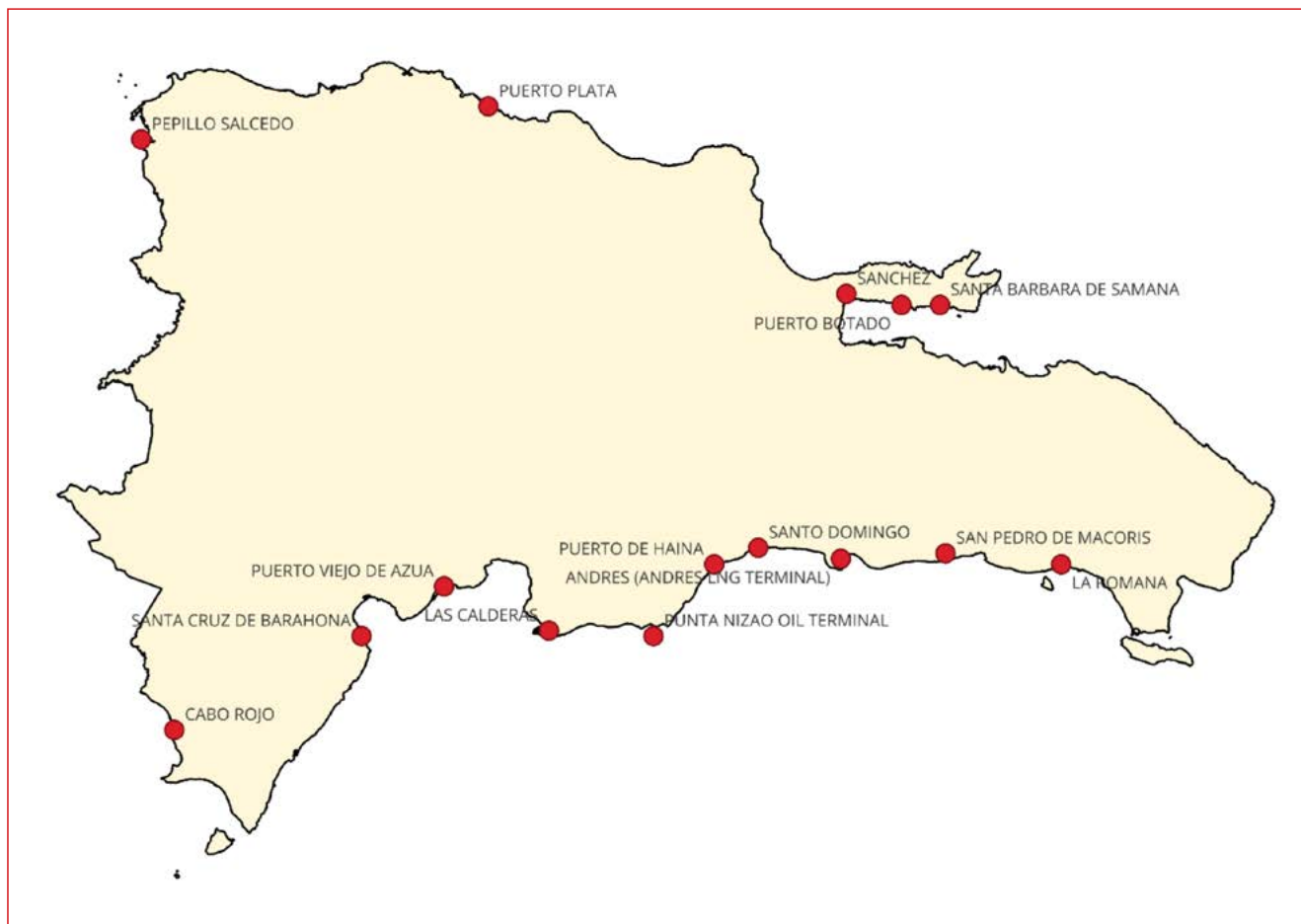


Figura 14: Ubicación de los principales puertos marítimos en la República Dominicana. Fuente: Elaboración propia.

Si se considera el uso de energía hidroeléctrica para producir hidrógeno renovable, también será necesario el desarrollo de infraestructuras de almacenamiento estacional de hidrógeno (grandes volúmenes) en formaciones geológicas.

En el hipotético caso de poder exportar los productos derivados obtenidos, el criterio de cercanía a los puertos más importantes de la República Dominicana indicará la conveniencia de elegir zonas cercanas a los puertos de Santo Domingo, Río Haina y Caucedo en la costa sur, y al Puerto Plata en el norte.

8.2 Cálculo de LCOE

El LCOE es un precio de remuneración “constante” (aplanado a lo largo del período) que forma los ingresos (revenue) del lado izquierdo de la ecuación [A1], como “P x Q”. Estos ingresos deben descontarse (a una tasa r) para formar la condición de VPN ≥ 0 , que es el límite de rentabilidad del inversionista.

$$\sum_{t=1}^n \frac{PE \times QE(t)}{(1+r)^t} \geq \sum_{t=1}^n \frac{Costos(t)}{(1+r)^t} \quad [A1]$$

donde t es el número de período y n el número total de períodos (vida útil del proyecto), PE el costo (= precio mínimo) de la energía (constante), y $QE(t)$ la cantidad (producción) de energía en el período t , y ambos lados de la ecuación van descontados por la tasa de descuento r .

La ecuación [A1] se puede reescribir como [A2], donde se puede observar que el precio de la energía (LCOE) sale de la sumatoria del lado izquierdo y pasa a dividir al lado derecho. Esto demuestra que es correcto descontar el denominador de la fracción, que formaba parte del cálculo del ingreso descontado.

$$LCOE = PE \geq \frac{\sum_{t=1}^n \frac{Costos(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{QE(t)}{(1+r)^t}} \quad [A2]$$

Sin embargo, es importante tener en cuenta que diferentes instituciones pueden usar diferentes fórmulas para calcular el LCOE.

La fórmula [A2] arroja valores algo menores que los calculados con la fórmula [A1]. Esto se debe a que el descuento del denominador reduce el valor de los ingresos descontados. El método simple de la fórmula [1], fue utilizado para obtener los resultados dados en el presente trabajo.

8.3 Costo de Inversión

■ **Solar Fotovoltaica:** Históricamente, la tendencia a la baja en los costos de los módulos solares FV ha sido un importante impulsor de la mejora de la competitividad de esta tecnología. Entre diciembre de 2009 y diciembre de 2022, los precios de los módulos de silicio cristalino disminuyeron entre un 88 % y un 94 % para los módulos vendidos en Europa. La reducción de costos promedio ponderada fue del orden del 91 % durante ese período. Los datos preliminares para el primer trimestre de 2023 muestran que los módulos solares fotovoltaicos convencionales alcanzaron los 0.31 USD/W. En cuanto al costo total instalado, el promedio ponderado global por capacidad a escala de grandes centrales encargadas en 2022 fue de 876 USD/kW, un 83 % menos que en 2010.

■ **Eólica terrestre:** Entre 2010 y 2022, el costo total instalado de la energía eólica terrestre, en promedio global, cayó un 42 %, de 2,179 USD/kW a 1,274 USD/kW. En 2022, el promedio ponderado por país para los 15 mercados de los que IRENA tiene datos a largo plazo, situó el costo total instalado de la eólica terrestre en un rango de alrededor de 1,052 USD/kW a 1,918 USD/kW, con un valor atípico de 3,521 USD/kW en Japón. Brasil, China, India, Suecia y Estados Unidos tienen costos de instalación inferiores al promedio mundial. En 2022, los precios medios de las turbinas eólicas terrestres (excluida China) oscilaron entre 870 USD/kW y 1,066 USD/kW, un aumento respecto a 2021. Sin embargo, en 2022, los precios cayeron entre un 49 % y un 64 % desde sus picos en 2008/2009. Las mejoras tecnológicas han dado como resultado una mejora de más de un tercio en el factor de capacidad, en promedio ponderado global, del 27 % en 2010 al 37 % en 2022.

■ **Eólica en el mar:** Entre 2010 y 2022, los costos totales instalados de la energía eólica marina cayeron un 34 %, de 5,217 USD/kW a 3,461 USD/kW. En su punto máximo (en 2011), el costo total instalado promedio ponderado global fue de 5,975 USD/kW, aproximadamente 1.7 veces mayor que su valor en 2022. Las mejoras en la tecnología, incluidas turbinas más grandes y palas más largas con ejes de mayor altura, junto con el acceso a mejores recursos eólicos a medida que mejoraron las fundaciones de fondo fijo resultando en parques eólicos más lejos de la costa, dieron como resultado un aumento en el factor de capacidad promedio ponderado global, que aumentó del 38 % en 2010 al 45 % en 2017, alcanzando el 42 % en 2022.

En general, se puede observar que las reducciones del costo total instalado de las energías solar y eólica han sido impulsadas por dos factores: las mejoras tecnológicas y la creciente madurez de la industria. Estas reducciones luego se ven reflejadas en los LCOE de las mismas. Las mejoras tecnológicas, como la evolución de los diseños de las turbinas eólicas y los paneles solares, han permitido aumentar la eficiencia y la capacidad de estas tecnologías, lo que se ha traducido en una reducción de los costos. La creciente madurez de la industria, como la creciente experiencia de los desarrolladores y la estandarización de productos, ha permitido reducir los costos de construcción y operación de los proyectos. Además, las políticas gubernamentales que promueven el despliegue masivo de energías renovables han ayudado a reducir los costos a través de la creación de economías de escala, involucrando tanto a las capacidades de producción como también a los servicios de O&M (Operación y Mantenimiento).

En los ejemplos de referencia presentados en la Sección 8.2.17. del PEN 2022-2036 (5), se indican varios de los parámetros usados para el cálculo de esos ejercicios. Entre ellos, el costo de inversiones totales, incluyendo las máquinas y las instalaciones auxiliares que forman el BoP (Balance of Plant), que aquí como es usual se abreviará (CAPEX), junto con los costos fijos de O&M y otros datos relevantes de esos ejercicios, como el factor de capacidad (FC) promedio considerado, se han presentado usando datos disponibles del año 2020, obtenidos, como allí se indica, de las referencias (15) y (14). Un resumen de los datos más relevantes, para las 4 tecnologías consideradas en el presente trabajo, se da en la Tabla 14.

Tabla 16: Datos de ejemplos de referencia presentados en el PEN 2022-2036 (5).

(Datos PEN 2022-2036, año base 2020)	Solar con Ángulo Fijo	Solar con seguidor 1 eje	Eólica terrestre	Eólica Offshore
F.C. (%)	23%	27%	35%	52%
CAPEX (2020 USD/MW) (AC)	1,052,000	1,248,000	1,742,000	2,600,000
O&M fijo (2020 USD/MW/año)	13,500	15,330	35,140	67,250
Resultado LCOE (2020 USD/MWh)	80.71	82.74	90.04	94.29
Escala de Potencia (MW)	50	150	50	210

Entre estos datos llama la atención el bajo valor del CAPEX de eólica off-shore, que según las referencias consultadas en el presente trabajo resultan mayores. Estas están resumidas en Tabla 15

Para el presente trabajo se han obtenido proyecciones de los promedios globales de costos de inversión para las últimas 3 de estas tecnologías, a partir de la información complementaria

del documento Annual Energy Outlook 2021, de la Energy Information Administration de EE.UU (15), Tabla 55 del Reference Case. Con esos valores, 1) se ha aplicado un factor (0.85) para obtener estimaciones de los costos de la 1era tecnología (solar con ángulo fijo), y 2) se ha aplicado un factor (1.37) para adaptar los costos de eólica a posibles diferencias que se reproducen a continuación, en USD de 2020 por kW:

Tabla 17: Proyección de costos de capacidad instalada (en USD de 2020/kW). (*) Costos de Solar con ángulo fijo fueron estimados en base a los datos de solar con 1 eje (que aparecen en la referencia) aplicándoles un factor 0.85, que ajusta el dato inicial dado en el PEN para ese caso. A los costos de eólica terrestre se les aplicó un factor de 0.37 (respecto a los que aparecen en la referencia), considerando sobrecostos por dificultades de montajes en la isla, con el que se ajusta el dato inicial dado en el PEN para ese caso.

Año	Solar FV con Ángulo Fijo (*)	Solar FV con Seguidor de 1 eje	Eólica terrestre	Eólica Offshore
2021	1.047,26	1.232,07	1.736,94	5.452,50
2022	1.002,11	1.178,95	1.747,16	5.458,50
2023	963,46	1.133,49	1.751,77	5.446,58
2024	929,59	1.093,64	1.756,77	5.435,56
2025	909,47	1.069,96	1.751,00	5.363,31
2026	891,10	1.048,36	1.734,03	5.284,91
2027	868,35	1.021,58	1.714,96	5.200,52
2028	846,10	995,41	1.693,48	5.109,24
2029	825,27	970,90	1.670,15	5.012,93
2030	805,90	948,12	1.645,82	4.296,72
2031	787,58	926,57	1.622,09	4.212,48
2032	771,18	907,28	1.597,13	3.600,14
2033	755,81	889,19	1.573,84	3.526,86
2034	741,71	872,60	1.553,00	3.459,52
2035	727,83	856,27	1.532,46	3.393,24
2036	714,23	840,27	1.512,33	3.307,87
2037	701,33	825,09	1.493,53	3.141,28
2038	688,75	810,30	1.475,26	3.082,30
2039	676,24	795,58	1.456,97	3.023,67
2040	663,57	780,67	1.438,16	2.964,33

8.4 Resultados de los LCOE proyectados

En las siguientes tablas se dan los resultados de los LCOE proyectados 2024-2040 conforme a lo explicado en el texto

principal, correspondiendo con los factores de capacidad (FC) mínimo, promedio y máximo de las cuatro tecnologías consideradas, conforme variaron los costos dados en la sección anterior.

Tabla 18: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC mínimos de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).

LCOE (2020 USD/MWh) con FC mínimo				
Año	Solar FV con Ángulo Fijo	Solar FV con seguidor de 1 eje	Eólica terrestre	Eólica Offshore
2021	98,15	107,83	110,24	192,44
2022	94,30	103,58	110,80	192,63
2023	91,01	99,95	111,06	192,25
2024	88,12	96,77	111,33	191,89
2025	86,41	94,88	111,01	189,56
2026	84,84	93,15	110,08	187,04
2027	82,90	91,02	109,04	184,32
2028	81,00	88,93	107,86	181,38
2029	79,23	86,97	106,57	178,27
2030	77,58	85,15	105,24	155,19
2031	76,01	83,43	103,94	152,47
2032	74,62	81,89	102,56	132,73
2033	73,30	80,44	101,29	130,37
2034	72,10	79,12	100,14	128,20
2035	70,92	77,81	99,01	126,06
2036	69,76	76,54	97,91	123,31
2037	68,66	75,32	96,88	117,94
2038	67,59	74,14	95,87	116,04
2039	66,52	72,97	94,87	114,15
2040	65,44	71,78	93,83	112,24

Tabla 19: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC promedio de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).

LCOE (2020 USD/MWh) con FC promedio				
Año	Solar FV con Ángulo Fijo	Solar FV con seguidor de 1 eje	Eólica terrestre	Eólica Offshore
2021	85,25	94,44	89,93	192,44
2022	81,91	90,72	90,38	192,63
2023	79,05	87,54	90,59	192,25
2024	76,54	84,76	90,81	191,89
2025	75,05	83,10	90,56	189,56
2026	73,69	81,59	89,80	187,04
2027	72,00	79,72	88,94	184,32
2028	70,35	77,88	87,98	181,38
2029	68,81	76,17	86,93	178,27
2030	67,38	74,58	85,84	155,19
2031	66,02	73,07	84,78	152,47
2032	64,81	71,72	83,66	132,73
2033	63,67	70,45	82,62	130,37
2034	62,62	69,29	81,69	128,20
2035	61,60	68,15	80,77	126,06
2036	60,59	67,03	79,86	123,31
2037	59,63	65,97	79,02	117,94
2038	58,70	64,94	78,20	116,04
2039	57,78	63,91	77,38	114,15
2040	56,84	62,86	76,54	112,24

Tabla 20: Proyección de costos nivelados de energía (LCOE) con FC máximos de República Dominicana (en 2020 USD/MWh).

LCOE (USD/MWh) con FC máximo				
Año	Solar FV con Ángulo Fijo	Solar FV con seguidor de 1 eje	Eólica terrestre	Eólica Offshore
2021	75,66	84,34	69,22	192,44
2022	72,69	81,02	69,57	192,63
2023	70,15	78,18	69,73	192,25
2024	67,93	75,69	69,91	191,89
2025	66,60	74,21	69,71	189,56
2026	65,40	72,86	69,12	187,04
2027	63,90	71,19	68,46	184,32
2028	62,44	69,56	67,72	181,38
2029	61,07	68,03	66,92	178,27
2030	59,80	66,60	66,08	155,19
2031	58,59	65,26	65,26	152,47
2032	57,52	64,05	64,40	132,73
2033	56,51	62,92	63,60	130,37
2034	55,58	61,88	62,88	128,20
2035	54,67	60,86	62,17	126,06
2036	53,77	59,86	61,48	123,31
2037	52,92	58,92	60,83	117,94
2038	52,10	57,99	60,20	116,04
2039	51,28	57,07	59,57	114,15
2040	50,44	56,14	58,92	112,24

8.5 Escenarios de penetración del hidrógeno

Estos escenarios están basados en los siguientes supuestos básicos:

1. **Escenario de “baja penetración”:** se asume que los precios de los combustibles fósiles serán bajos, pero irán en aumento, mientras que el precio del dióxido de carbono (CO₂) será moderado. Además, se considera que el costo de producción de hidrógeno renovable se volverá competitivo aproximadamente a partir del 2030. En este escenario, se prevé que algunas medidas incentivadoras, impulsadas por la búsqueda de descarbonización y el aumento de la independencia energética, conducirán a un aumento gradual en la adopción del hidrógeno en diversos mercados. Esto resultaría en una disponibilidad limitada de hidrógeno renovable y sus derivados para el año 2030, y aún más para el año 2040.
2. **Escenario de “alta penetración”:** se asume que los precios de los combustibles fósiles serán más elevados, impulsados en parte por precios más altos de CO₂. Además, se considera que los costos de producción de hidrógeno renovable serán más competitivos, y que las metas de descarbonización e independencia energética serán más ambiciosas. En este contexto, se anticipa un aumento acelerado en la adopción del hidrógeno en diversos mercados, lo que resultará en una disponibilidad comparativamente más amplia de hidrógeno renovable y sus derivados a precios competitivos hacia el año 2030. Esto permitirá alcanzar cuotas de penetración muy elevadas para el año 2040.

Tabla 21: Porcentajes de penetración de hidrógeno para los distintos sectores de uso, en los escenarios de baja y alta penetración.

Sector↴	Año→	(%) en Escenario Baja Penetración		(%) en Escenario Alta Penetración	
		2030	2040	2030	2040
Electricidad		5%	15%	10%	25%
Transporte pesado		8%	20%	15%	30%
Aviación		1%	5%	4%	10%
Maquinaria pesada y camiones mineros		1%	7%	1%	20%
Producción de cemento		4%	15%	10%	35%
Producción de fertilizantes		0%	0%	0%	0%

8.6 Suposiciones y Metodología

El enfoque se centra en las siguientes aplicaciones:

Hidrógeno

- Combustible para transporte pesado por carretera
- Combustible para aplicaciones de logística, maquinaria pesada y camiones mineros
- Combustible para calor de proceso de alta temperatura en la industria cementera
- Reconversión a electricidad con turbina de gas en centrales eléctricas

Amoníaco

- Materia prima para la producción de fertilizantes y otros procesos químicos

Combustibles sintéticos

- Combustible para transporte aéreo
- Combustible para transporte terrestre de carga pesada

Las demandas de hidrógeno (y sus derivados) de los diversos sectores económicos presentados en el capítulo 4.1 pueden ser clasificadas en dos tipos principales: la demanda de hidrógeno como energético, reemplazando el uso de combustibles fósiles, y la demanda de hidrógeno como insumo o materia prima para

procesos de producción, como en el caso del hidrógeno utilizado en la fabricación de acero mediante reducción directa, o el amoníaco empleado en producción de fertilizantes.

La demanda de hidrógeno se estima para los años 2030 y 2040 basándonos en los datos estadísticos disponibles sobre el consumo de energía en sectores clave donde el hidrógeno podría jugar un papel importante en el futuro del país. Además de los datos estadísticos existentes, se utilizaron fuentes adicionales como referencia, sobre todo en lo relativo a la producción industrial y a las capacidades de procesamiento relevantes para el uso del hidrógeno.

Tomando en cuenta los factores que impulsaran la demanda previstos en cada segmento y las proyecciones de cambios probables para los años 2030 y 2040, se realizó un cálculo aproximado del volumen basado en el contenido de energía equivalente o en la propuesta de valor (por ejemplo, la sustitución de amoníaco gris por la misma cantidad de amoníaco verde). Esto se llevó a cabo utilizando eficiencias típicas o valores específicos de consumo de las tecnologías relevantes.

Si el uso de hidrógeno renovable o sus derivados en una aplicación específica se acerca a la viabilidad técnica, se presupone que la demanda de ese producto renovable podría alcanzar un cierto porcentaje del potencial técnico, que no está predefinido. Este “porcentaje de penetración” estará influenciado por la implementación de regulaciones, subvenciones y otros incentivos de mercado, los cuales aún no están establecidos. En esta etapa, es posible realizar una estimación de cuál podría ser la demanda potencial de hidrógeno renovable si se consideran ciertos porcentajes hipotéticos de penetración para cada aplicación específica.

8.6.1 Consumo energético

Al analizar la situación del sector energético en República Dominicana se emplean datos oficiales publicados hasta 2018. De acuerdo con el Plan Energético Nacional 2022-2036 (PEN) (5), realizado por la CNE, la demanda energética del país en 2018 alcanzó 6,929 kTep (kilo toneladas equivalentes de petróleo). El sector transporte representó la mayor proporción (48 %) de esta demanda, seguido por la industria manufacturera (24 %), el sector residencial (20 %), el sector comercios, servicios y público (7 %) y la construcción y otros (< 1.0 %).

Por otra parte, en el Informe Anual de Actuaciones del Sector Energético 2018 (34) (Gráfico 6) los porcentajes son otros: transporte 39.7 %; industria: 26 %; residencial: 23.5 %; comercial y público: 7.5 %; agro, pesca y minería: 2.7 %; construcción y otros: 0.7 %, sobre una “demanda final de energía” de 6,123.83 kTep. Estos datos últimos son aproximadamente más consistentes con las distribuciones de energía por sector encontradas en series históricas de datos de la IEA (35). En cualquier caso, es evidente que, a lo largo de la historia, las mayores demandas de energía se han concentrado en los sectores de transporte, industria y residencial, en ese orden. Por lo tanto, es necesario enfocar en primer lugar los esfuerzos por descarbonizar estos sectores en la República Dominicana.

8.6.1.1 Electricidad

Para proyectar la posible demanda futura de hidrógeno a largo plazo en los dos escenarios establecidos, se aprovecha la visión de la evolución del consumo de energía en los principales sectores a través del Plan Energético Nacional 2022-2036 (PEN), desarrollado por la CNE (5).

En el capítulo 6 del PEN, se realiza una detallada descripción de dos escenarios que ilustran cómo evoluciona la demanda de energía en cada sector hasta el año 2036. Estos escenarios son denominados “tendencial” y “alternativo”. Las explicaciones fundamentales de la evolución de los diversos sectores bajo estos escenarios se encuentran en los capítulos 7 y 8 del PEN.

A partir de las proyecciones hasta el año 2036, que representan la visión proyectada por la CNE, es posible realizar dos acciones. En primer lugar, se puede extrapolar la información para el año 2040. En segundo lugar, se pueden obtener las tasas de crecimiento anual promedio de los consumos energéticos de cada sector, que están reflejadas en las últimas dos columnas de cada tabla. Basándose en estas tendencias, las cuales muestran una linealidad bastante marcada y una similitud entre los dos escenarios en términos de consumo total, es factible realizar estimaciones de la demanda potencial máxima de hidrógeno en el horizonte de 2030 y 2040. Los resultados derivados de este análisis se condensan en las tablas siguientes.

Tabla 22: Demanda de energía neta por sector, escenario tendencial. Proyección CNE (2018-2036) en kTep y proyección extrapolada a 2040.

Demanda de energía neta por sector, escenario tendencial (<2036)					Extrapolado	% anual Promedio	
	(kTEP)	2018	2024	2030	2036		2040
Residencial		1,340.04	1,481.25	1,758.32	2,050.06	2,178.96	2.5%
Comercial, Servicios y Público		442.08	496.13	598.36	704.83	753.29	2.8%
Industrial		1,599.43	1,968.89	2,448.43	3,020.27	3,286.70	3.9%
Transporte		3,169.56	3,546.57	4,052.85	4,493.74	4,786.09	2.1%
Consumo Propio		41.18	48.35	61.88	75.51	81.98	3.7%
Resto de Sectores		336.82	399.49	516.42	636.37	692.32	4.0%
No energético		110.41	124.90	139.81	157.90	167.35	2.1%
Total		7,039.52	8,065.58	9,576.07	11,138.68	11,946.69	2.8%

Tabla 23: Demanda de energía neta por sector, escenario alternativo, Proyección CNE (2018-2036), en kTep, y proyección extrapolada a 2040.

Demanda de energía neta por sector, escenario alternativo (<2036),					Extrapolado	% anual Promedio
(kTEP)	2018	2024	2030	2036	2040	
Residencial	1,340.04	1,419.45	1,651.00	1,906.16	1,997.31	2.1%
Comercial, Servicios y Público	442.08	520.78	651.59	784.52	850.67	3.5%
Industrial	1,599.43	2,140.67	2,905.39	3,937.47	4,331.16	5.8%
Transporte	3,169.56	3,471.57	3,908.21	4,261.85	4,507.39	1.7%
Consumo Propio	41.18	49.66	65.89	83.53	91.11	4.4%
Resto de Sectores	336.82	406.71	540.41	685.98	748.40	4.5%
No energético	110.41	123.28	139.81	162.17	171.14	2.3%
Total	7,039.52	8,132.12	9,862.30	11,821.68	12,697.18	3.1%

8.6.1.2 Sector de transporte

Al igual que en muchos otros países, el sector del transporte representa el mayor consumo de energía primaria en la República Dominicana. Según el PEN 2022-2036 (5), el consumo de

energía de los distintos modos de transporte terrestre y aéreo durante 2018 se puede apreciar en la siguiente tabla, que muestra la apertura del energético utilizado (combustible o electricidad). Con respecto al sector marítimo, véase el siguiente apartado específico.

Tabla 24: Consumo de energía neta en el sector transporte, año 2018 (kTep y %). Fuente: Plan Energético Nacional 2022-2036, Tabla 15, pág. 70 GLP: Gas Licuado de Petróleo, GNV: Gas Natural Vehicular, EE: Electricidad, AVTUR: Combustible de aviones.

	Gasolina	Diésel	GLP	GNV	EE	AVTUR	TOTAL	%
Automóviles	432.62	36.79	248.1	16.78	0.01		734.3	23.2%
Jeepetas	229.81	63.66	89.71	0.59	0		383.77	12.1%
Autobuses	95.33	168.11	33.1	0	0		296.54	9.4%
Cargas livianas	166.8	494.2	121.48	0	0		782.48	24.7%
Camiones	0.62	126.77	0.66	0	0		128.05	4.0%
Motocicletas	134.06	0	0	0	0		134.06	4.2%
Máq. Pesada+Vuelco	4.22	116.25	0	0	0		120.47	3.8%
Metro y Teleférico	0	0	0	0	4.9		4.9	0.2%
aviones	0	0	0	0	0	584.98	584.98	18.5%
Totales	1,063.46	1,005.78	493.05	17.37	4.91	584.98	3,169.55	
	33.6%	31.7%	15.6%	0.5%	0.2%	18.5%		

La evaluación de la demanda potencial en transporte cubre el uso de hidrógeno y sus derivados en una selección de aplicaciones de transporte pesado, en las que la electrificación mediante el uso de baterías no resultaría viable en el futuro cercano. Se asume que el hidrógeno y sus derivados compiten en estos rubros con otros combustibles alternativos sostenibles, como los biocombustibles, como medio para descarbonizar el sector del transporte pesado o difícil de electrificar, en particular los transportes de larga distancia.

Se asume que, en vehículos livianos, incluyendo autos y camionetas, el hidrógeno como combustible se enfrenta a la competencia de los vehículos eléctricos con batería, por lo que su uso estará limitado principalmente a vehículos pesados. En la siguiente estimación se incluyen solo los vehículos de carga con un peso superior a 7.5 toneladas.

Las aplicaciones que se están considerando aquí incluyen el uso de hidrógeno y combustible sintético para el transporte pesado y de larga distancia, y el e-queroseno sintético como solución inmediata para el sector de la aviación. A los efectos de este análisis, se supone que el consumo neto de energía en el sector del transporte en todas las aplicaciones aumenta un 4 % anual hasta 2030 y un 2 % anual hasta 2040.

8.6.1.3 Transporte marítimo

El sector de transporte marítimo es muy importante en la economía de la República Dominicana, por cuanto es la vía de ingreso de mercaderías, incluyendo el petróleo y carbón, y de las exportaciones, pero también del importante sector del turismo. En el sector marítimo, la transición a combustibles sostenibles presenta algunos desafíos y oportunidades. Mientras que el metanol y el amoníaco renovables son considerados prometedores para la descarbonización del transporte marítimo de aguas profundas, se asume que no desempeñarán un papel importante como combustibles marítimos en el futuro debido a los nuevos requisitos de motor e infraestructura, así como a su falta de competitividad.

En cambio, se espera que los combustibles marítimos sostenibles “directos”, como el biodiésel, el aceite vegetal hidrotratado, el bioaceite y el biocrudo, sean alternativas más competitivas y extendidas hasta 2030 y 2040. Estos combustibles se pueden utilizar en la infraestructura existente y en los motores marinos sin modificaciones importantes.

El sector marítimo en la República Dominicana, debido al turismo y al comercio internacional, podría representar una demanda significativa de energía, sin embargo, de conversaciones con la Asociación de Navieros de la República Dominicana (ANRD) surge que 1. Los operadores de barcos optan por cargar combustible en otros países de la región, debido a los altos precios locales, y 2. el consumo de combustible de este sector no ha sido estudiado en detalle debido a la falta de datos disponibles de los puertos. La adopción de combustibles sostenibles en el sector marítimo dependerá en parte de las acciones tomadas por los países de bandera de las embarcaciones y de las regulaciones establecidas en la República Dominicana.

8.6.1.4 Calor de procesos de alta temperatura

El sector industrial de República Dominicana consumió en 2018 un total de 1,600 ktep (kilo toneladas equivalentes de petróleo) de energía neta (5). De esta cantidad, el calor directo y el vapor representaron alrededor de 1,000 ktep, lo que representa aprox. 63 % del consumo energético neto total del sector industrial. En las aplicaciones de calor directo y vapor, existe una competencia entre las fuentes de energía primaria, y éstas tienen sus propias restricciones, estando a menudo integradas a otros procesos productivos.

Dentro del dominio del calor directo, que constituyó el 46% del consumo total de energía industrial, las fuentes primarias de energía utilizadas fueron el coque de petróleo (26%), los residuos de biomasa (16%) y el carbón (13%). En cuanto a la producción de vapor, que representa el 17% del consumo neto de energía industrial, la fuente de energía predominante utilizada fueron los residuos de biomasa, que representan el 58% del consumo neto de esta categoría. Le siguió el fuel oil con 18%, y la leña con 10%.

Si bien el hidrógeno se puede usar como combustible de procesos de alta temperatura (>500° C), enfrenta la competencia de otros portadores de energía prominentes, significativamente menos costosos, que son ampliamente utilizados, fácilmente disponibles y aceptados, además del inconveniente de que estas fuentes, como se mencionó, usualmente están integradas verticalmente con otros procesos productivos. En consecuencia, se asume que el hidrógeno puede no ser competitivamente viable para aplicaciones de calefacción en la futura economía energética de la República Dominicana, al menos para las aplicaciones ya existentes (no nuevas) y dentro del intervalo temporal considerado (hasta 2040).

Se hizo una excepción al analizar el uso de hidrógeno como combustible para la industria cementera ya que esta es una de las más prominentes en la República Dominicana.

8.6.2 Consumo como materia prima

8.6.2.1 Producción de Fertilizantes

En la República Dominicana, se observa una balanza comercial desfavorable en el ámbito de los fertilizantes, con un balance negativo en el que las importaciones superan a las exportaciones. La demanda interna de fertilizantes en el país se estima en alrededor de 223,000 toneladas métricas por año. Entre los fertilizantes más utilizados a nivel local se encuentran la urea, el sulfato de amonio, la cianamida de calcio y varios compuestos NPK. En su mayoría, el suministro de estos productos es gestionado por dos empresas. Estas empresas importan materias primas para la fabricación de fertilizantes, adaptándose a las necesidades específicas de los productores y cultivos en la región. La capacidad total de producción acumulada en el país se estima en aproximadamente 400,000 toneladas métricas anuales (20), (21).

Una alternativa que se considera para reducir la dependencia de la República Dominicana de los fertilizantes importados, particularmente del amoníaco fósil o la urea, es la adopción de amoníaco renovable producido a partir de fuentes de hidrógeno y nitrógeno renovables (22). Esto podría ofrecer una opción de fertilizante más sostenible para el país, y al mismo tiempo, generar una nueva demanda potencial para el hidrógeno renovable en la nación caribeña. Es importante tener en cuenta que estos cálculos están basados en suposiciones y proyecciones, ya que se estiman tasas de crecimiento continuo en el uso de fertilizantes y la capacidad de producción. Según las cifras económicas proyectadas (5), se asume un aumento del 4% anual hasta 2030 y un 2% anual hasta 2040. Además, se estima la demanda promedio de amoníaco para dos fertilizantes ampliamente utilizados, el NPK 15-15-15 y la urea.

8.6.2.2 Refinería

La refinería estatal de procesamiento de hidrocarburos del país, que es la Refinería Dominicana de Petróleo (REFIDOMSA), tiene un rol importante en el abastecimiento del mercado de hidrocarburos. Su cartera de productos incluye GLP, gasolina, queroseno/Jet A-1 (combustible de aviación), diésel y fuel oil,

obtenidos a través de refinación de petróleo o importaciones. En el proceso de refinación de petróleo en REFIDOMSA se utiliza hidrógeno para procesos de hidro-desulfuración y desnitrificación. Entre los años 2000 y 2020, las importaciones de crudo y derivados del petróleo por parte de REFIDOMSA experimentaron modificaciones, debido, en particular, a que en 2015 se introdujeron mejoras en la refinería, que permitieron pasar de aprox. 35 a 40 millones de barriles (Mbbl) al principio de esa década a alrededor de 20 Mbbl, para producir la misma cantidad de derivados (5 pág. 86). El petróleo crudo constituyó la mayor parte de las importaciones, seguido de la gasolina, el gasóleo y el GLP, y estos dos últimos experimentaron una gran demanda en el sector del transporte.

En cuanto al mercado interno abastecido por REFIDOMSA, en promedio en el período 2009-2019, el 62 % correspondieron a derivados importados, mientras que el 38 % restante provino del procesamiento de destilados de petróleo en la refinería. Se destaca que el mayor procesamiento de crudo fue registrado en el 2018, con 47 % y en el 2013 con el 43 %. A partir del 2018 y 2019, esta empresa introdujo procesos de mejoras en sus operaciones, con la contratación de estudios y evaluaciones científicas (5). Al presente se discuten planes por los que la refinería continuaría implementando mejoras y ampliaciones para hacer frente a mercados cada vez más exigentes en cuanto a la calidad de los combustibles. La cantidad de importación estimada actualmente en 20 millones de barriles (equivalente de petróleo) de crudo y derivados del petróleo al año, de los cuales alrededor del 40% se procesan en la refinería, hace suponer que las cantidades de proceso seguirán aproximadamente constantes en alrededor de 23,000 barriles al día, para producir la misma cantidad de derivados que antes de las mejoras, con más eficiencia (3 pg. 88). El proceso de esta cantidad de petróleo, equivalente a unos 1,120 kTep/año, insumiría unos 8.8 ton de Hidrógeno /año.

Nótese, sin embargo, que aún una demanda máxima potencial de unas 9 ton de hidrógeno al año no resulta una escala atractiva para la inversión en hidrógeno renovable, por lo que probablemente esta demanda prospectiva se seguirá resolviendo con gris, o con hidrógeno azul, es decir, agregando procesos de captura de carbono (CCS) al propio proceso del hidrógeno gris, antes que con hidrógeno renovable. Por otro lado, cambiar los procesos integrados de una refinería, en la que se produce hidrógeno como subproducto, puede implicar cambios muy complejos en las instalaciones.

De acuerdo con el Plan Estratégico Nacional de Movilidad Eléctrica de República Dominicana (37), se apuntará a disminuir aún más esa posible demanda de derivados de petróleo, y con ello tanto las importaciones de derivados como la necesidad misma de procesar en la refinería productos importados.

En cualquiera de los dos escenarios, debido a las bajas cantidades de hidrógeno demandadas por la refinería y su autoabastecimiento con los propios hidrocarburos que procesa, no se considera a este sector como una demanda potencial de hidrógeno renovable a 2030 y 2040.

8.7 Tecnologías y costos de transporte de Hidrógeno

El hidrógeno tiene una baja densidad energética por volumen, lo que dificulta su transporte a largas distancias. La licuefacción es una opción que ofrece la ventaja de una fácil reconversión a hidrógeno gaseoso, pero requiere de tecnología criogénica costosa y genera pérdidas por evaporación. Además, las infraestructuras de almacenamiento y transporte de hidrógeno líquido aún no se han desarrollado más allá de proyectos piloto.

Las infraestructuras locales o en destino dependerán de los usos del hidrógeno. Estos usos se pueden dividir en dos categorías: energéticos e industriales.

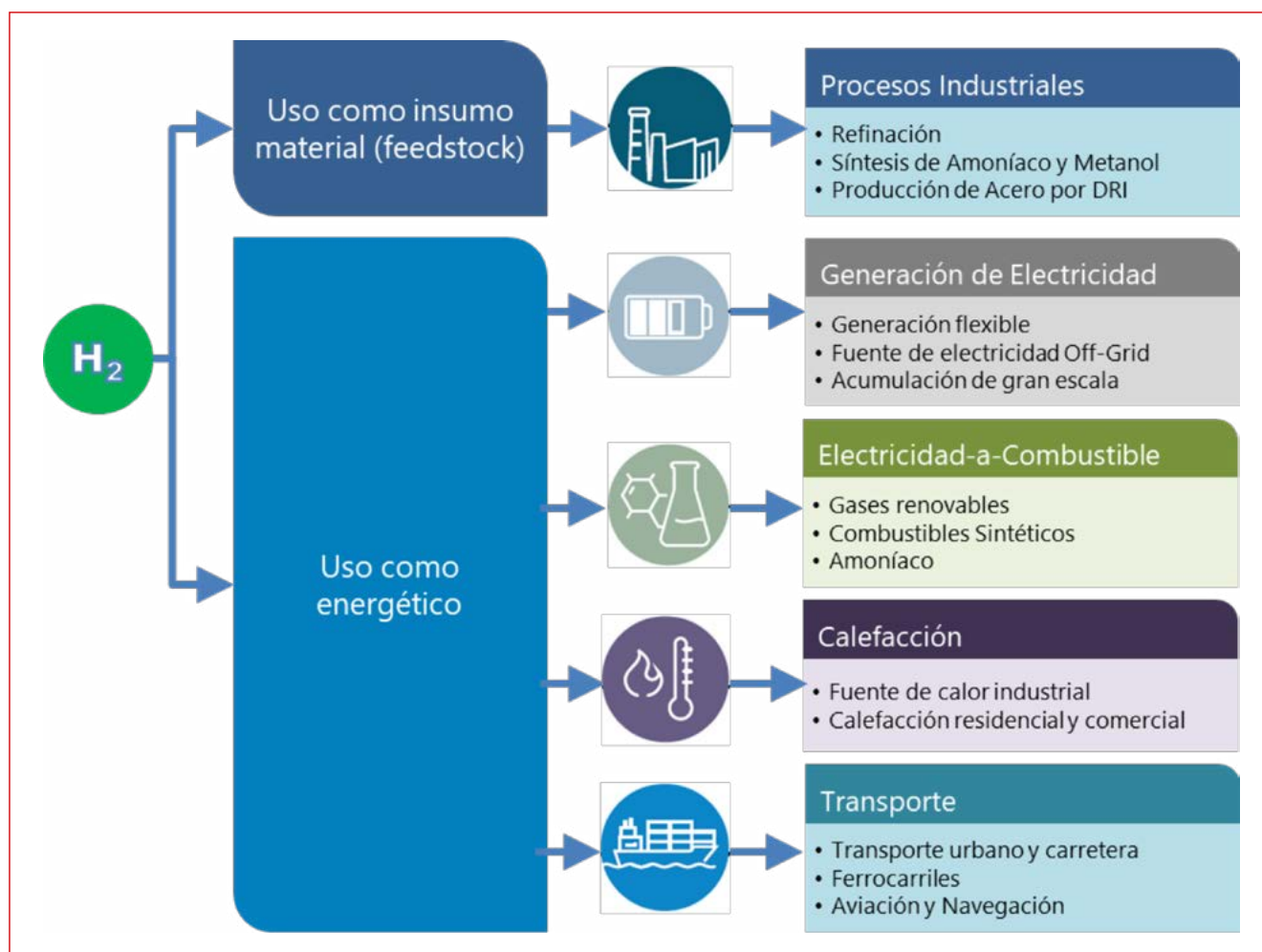


Figura 15 Categorías de uso de hidrógeno.

Para evitar los problemas de almacenamiento y transporte del hidrógeno, se han propuesto otros combustibles a base de carbono, como el metanol, el metilciclohexano y el amoníaco. Estos combustibles tienen propiedades que los hacen más viables que el hidrógeno, como una mayor densidad energética volumétrica y una menor presión de vapor.

El amoníaco (NH₃) es el más prometedor de estos combustibles. Es seguro y fácil de almacenar y transportar, y tiene una densidad energética volumétrica comparable a la del metanol. Además, el NH₃ es un producto químico industrial bien establecido, con una capacidad de producción global de aproximadamente 230 millones de toneladas por año.

Los costos logísticos del transporte de hidrógeno dependen de dos factores principales: los costos fijos de conversión y reconversión, y los costos variables del flete. En general, los costos de transporte de amoníaco son más bajos que los de otros combustibles a base de carbono, como el metanol y el metilciclohexano. En la Tabla 23 se muestran las componentes del costo total de transporte en los 3 métodos (carriers o formas de H₂) con las distancias a los distintos países de consumo, promedio de la base de datos de proyectos relevados por Fichtner.

Esto permite obtener los costos totales para distintas distancias de traslado, como se muestra en la Figura 6.

Tabla 25: Costos de transporte de Hidrógeno en diferentes formas o métodos.

(% en Escenario Alta Penetración)				
	unidad	NH ₃	LOHC	LH ₂
Costo de Conversión al medio de transporte	USD/kg H ₂	0.9	0.5	1
Costo de Transporte por 1000 km incluyendo costos de las terminales	USD/kg H ₂ /1000 km	0.05	0.05	0.11
Reconversión a H ₂	USD/kg H ₂	1.2	1.8	0

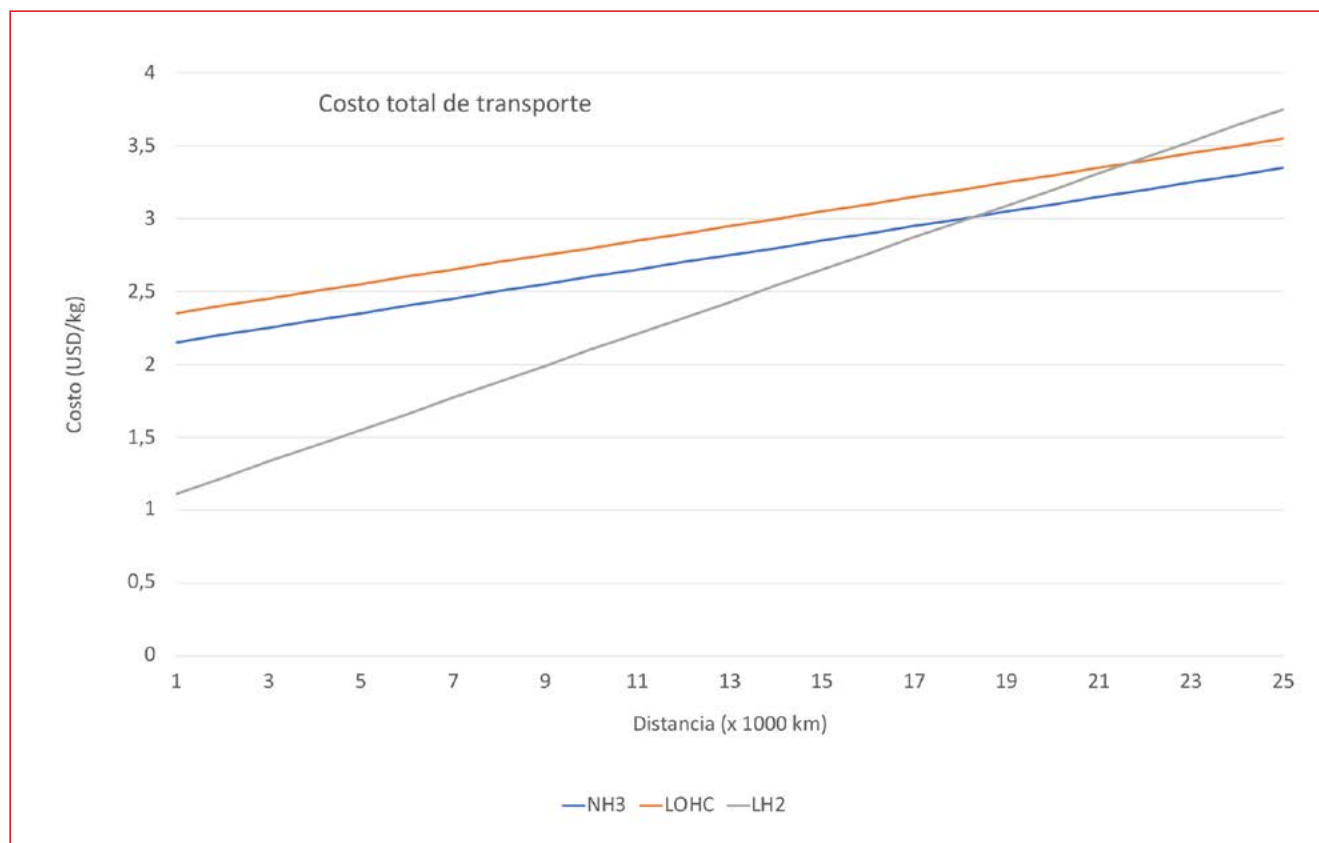


Figura 16: Costos de transporte de Hidrógeno en diferentes formas en función de la distancia

Para distancias de hasta unos 18,000 km, el transporte de H₂ en forma líquida (LH₂) puede ser más conveniente que los otros métodos, mientras que para distancias más largas el transporte LH₂ se torna más caro. Sin embargo, entre 0 y 10,000 km, y de acuerdo a las cantidades de hidrógeno a ser transportadas, entran en juego otros métodos de transporte, sobre todo terrestre, como los gasoductos (nuevos y readaptados) y el transporte de LH₂ y amoníaco por camiones o trenes.

Según el informe “Hydrogen Scaling – Pathways to a Global Hydrogen Economy” del World Energy Council y PwC (2022), que a su vez cita a la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2022), el transporte de LH₂ es el método más eficiente para distancias de hasta unos 18,000 kilómetros. Sin embargo, para distancias más largas, el transporte de LH₂ se torna más caro debido a las pérdidas por evaporación.

Para distancias entre 0 y 10,000 kilómetros, los costos de transporte de LH₂ son comparables a los de otros métodos, como el transporte de amoníaco por camiones o trenes. Sin embargo, la elección del método de transporte más adecuado dependerá de factores como la cantidad de hidrógeno a ser transportada y la disponibilidad de infraestructura.

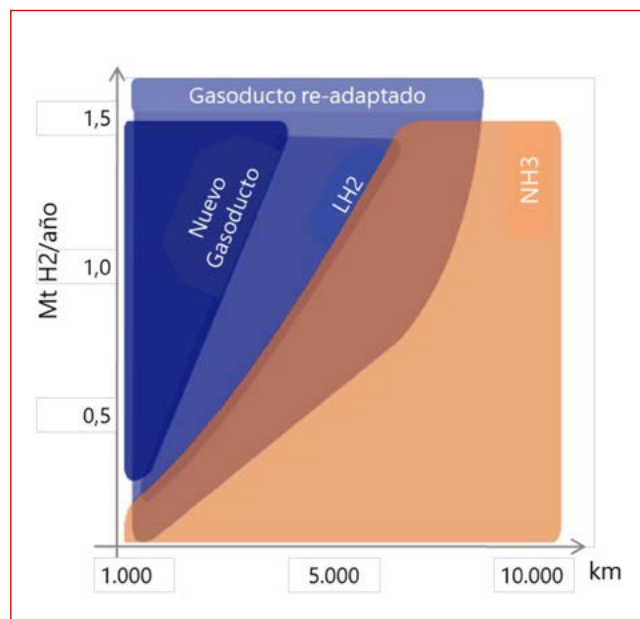


Figura 17: Relación entre distancia y cantidad de hidrógeno anual.

Para comparar el transporte en forma de LH₂, LOHC, o NH₃, para el caso de los principales países con potenciales exportadores e importadores, se tiene el siguiente escenario de costos de transporte (USD/t H₂)

Importadores →	Japón			Corea			UE		
	LH2	LOHC	NH3	LH2	LOHC	NH3	LH2	LOHC	NH3
Exportadores ↓									
Chile	3.0	3.1	2.9	3.0	3.1	2.9	2.9	3.1	2.9
Australia	1.9	2.6	2.5	1.9	2.6	2.5	3.8	3.4	3.2
Marruecos	3.5	3.3	3.1	3.5	3.3	3.1	1.4	2.5	2.3
Arabia Saudita	2.6	3.0	2.8	2.6	3.0	2.8	2.0	2.7	2.5
Omán	2.6	2.9	2.7	2.6	2.9	2.7	2.4	2.8	2.6
Emiratos Árabes	2.6	2.9	2.8	2.6	2.9	2.8	2.5	2.9	2.7

Figura 18: Estimaciones de costos totales de transporte de H₂ en tres formas de transporte, entre principales exportadores e importadores.



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