

A background image showing a green field in the foreground, solar panels on the left, and wind turbines in the distance under a blue sky with clouds. A large white electrical cabinet is visible on the right side of the image.

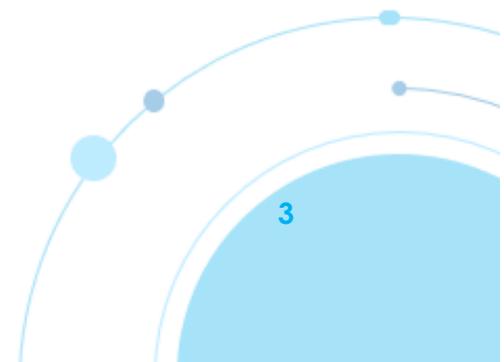
**Análisis del mercado global de  
hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V) y el  
potencial de participación de  
Costa Rica en dicho mercado y  
estimaciones asociadas a su  
impacto macroeconómico.**

*Informe extendido*

## Contenido

Lista de tablas .....	4
Lista de figuras .....	7
Acrónimos .....	15
Oferta y demanda global de hidrógeno .....	22
Contexto global .....	22
Actores internacionales del hidrógeno .....	25
Proyecciones mundiales de demanda de hidrógeno .....	31
Panorama sobre los mercados internacionales de hidrógeno .....	33
Oferta y demanda de hidrógeno verde en Costa Rica .....	36
Estado de la adopción de hidrógeno en Costa Rica .....	36
Potencial de producción de hidrógeno verde en Costa Rica .....	37
Definición de escenarios para proyecciones de costo .....	53
Proyecciones nacionales de demanda de hidrógeno verde .....	64
Potencial de Costa Rica para exportar hidrógeno verde .....	89
Identificación de potenciales ecosistemas territoriales .....	107
Mapeo de actores .....	114
Encuesta para identificación de nuevos actores del H <sub>2</sub> en Costa Rica .....	118
Estimación de impactos macroeconómicos .....	124
Impactos macroeconómicos del hidrógeno verde en Costa Rica .....	124
Contribución directa e indirecta en la creación de empleos en los sectores asociados. ....	125
Metodología para la estimación de empleos directos e indirectos a lo largo de la cadena de valor del H <sub>2</sub> V en Costa Rica .....	127
Conclusiones en la estimación de empleos .....	162
Contribución del hidrógeno verde a la producción nacional (i.e. PIB) .....	163
Actividades económicas de Costa Rica .....	164
Matriz insumo producto en costa Rica. ....	170
Metodología para calcular la contribución del hidrógeno verde a la producción nacional (PIB) .....	172
Multiplicadores económicos de la industria del H <sub>2</sub> V en Costa Rica para 2050 .....	179
Análisis de los resultados .....	182

Conclusiones.....	184
Reducción de emisiones de GEI.....	187
Metodología para calcular la reducción de GEI y el ahorro en impuestos al CO <sub>2</sub> ....	187
Resultados.....	191
Resultados agregados.....	203
Conclusiones.....	206
Reducción de contaminantes locales.....	208
Metodología para calcular la reducción de contaminantes locales.....	208
Resultados por sector.....	210
Resultados agregados.....	214
Conclusiones.....	215
Bibliografía.....	217



## Lista de tablas

Tabla 1- Colores del hidrógeno según su fuente de energía y proceso de producción (Fuente: Hinicio, 2021) .....	22
Tabla 2 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en la Unión Europea (Fuente: Elaboración de Hinicio).....	26
Tabla 3 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en Japón (Fuente: Elaboración de Hinicio) .....	28
Tabla 4 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en Alemania (Fuente: elaboración de Hinicio) .....	30
Tabla 5 - Restricciones de uso de suelo para el cálculo de potencial renovable de Costa Rica .....	38
Tabla 6 - parámetros económicos de las tecnologías de generación renovable. Fuente: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic and Future of Wind Power, 2019) .....	40
Tabla 7 - Parámetros para el cálculo del volumen de producción y costo nivelado de hidrógeno en Costa Rica.....	50
Tabla 8 - Caracterización de escenarios - Objetivos de descarbonización (Fuente: Hinicio, 2021) .....	54
Tabla 9 - Caracterización de escenarios - Transición energética (Fuente: Hinicio, 2021) .....	55
Tabla 10 - Caracterización de escenarios - Inversión pública y privada (Fuente: Hinicio, 2021) .....	56
Tabla 11 - Caracterización de escenarios - Desarrollo tecnológico y económico (Fuente: Hinicio, 2021) .....	57
Tabla 12 - Parámetros para el cálculo del LCOH en el escenario 1.5 °C y 2.0 °C en Costa Rica.....	62
Tabla 13 - Requerimientos energéticos y de electrólisis para suplir la demanda de H2V en Costa Rica para el escenario 1.5 °C (Fuente: Elaboración propia con base a las proyecciones de demandade h2V en Costa Rica). .....	88
Tabla 14 - Distancia entre puertos de origen y destino en la exportación de hidrógeno (Fuente: <a href="https://classic.searoutes.com/">https://classic.searoutes.com/</a> ) .....	91
Tabla 15 - Costos de energía eléctrica y térmica en los países importadores (Fuente: Investigación documental de Hinicio) .....	91
Tabla 16 – Consideraciones y datos alimentados al modelo "H2 Exports" propietario de Hinicio (Fuente: Hinicio, 2021) .....	92
Tabla 17 - Criterios de evaluación de la competitividad no asociada al costo de los exportadores frente a cada importador de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) .....	93
Tabla 18 - Ponderación de criterios económicos y no económicos para la evaluación de oportunidades de exportación de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) .....	95
Tabla 19 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a la Unión Europea (Fuente: Hinicio, 2021) .....	103
Tabla 20 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a Japón (Fuente: Hinicio, 2021) .....	104

Tabla 21 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a Corea del Sur (Fuente: Hinicio, 2021).....	105
Tabla 22 - Recomendaciones para el posicionamiento de Costa Rica en los mercados internacionales de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) .....	106
Tabla 23 - Caracterización de los potenciales hubs de hidrógeno en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021) .....	110
Tabla 24 - Descripción de los puntajes para la evaluación de los potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021) .....	111
Tabla 25 - Resultados de la evaluación de potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021) .....	112
Tabla 26 - Clasificación de los actores interesados en el hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) .....	114
Tabla 27 – KPIs: potencia de generación instalada (Fuente: Hinicio 2021).....	132
Tabla 28 - KPIs: potencia de electrólisis instalada (Fuente: Hinicio,2021) .....	134
Tabla 29 – KPI: Capacidad de almacenamiento (Fuente: Hinicio,2021). .....	135
Tabla 30 – KPI: Proyección de FCEV en Costa Rica a 2050 por segmento (Fuente: Hinicio,2021). .....	137
Tabla 31 – KPI: Cantidad de HRS instalados a 2050 en Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021). .....	139
Tabla 32 - Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, Generación de electricidad. ....	142
Tabla 33 - Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, Generación de H2: Producción (Electrólisis), compresión y almacenamiento.....	143
Tabla 34- Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, transporte, almacenamiento en sitio y aplicaciones del H2V.....	144
Tabla 35 - Factor de empleabilidad por etapa, Generación eólica. Basados en una planta de 50 MW (Fuente: (L. Cameron, 2013)). .....	145
Tabla 36 - Factor de empleabilidad por etapa, Generación solar fotovoltaica. Basados en una planta de 50 MW (Fuente: (IRENA, Renewable Energy Benefits: Leveraging Solar Capacity for PV, 2017)).....	145
Tabla 37 - Factor de empleabilidad por etapa, electrólisis (Fuente: (Navigant, 2019)).	145
Tabla 38 - Factor de empleabilidad por etapa, Almacenamiento (Fuente: (Energy, 2019))......	146
Tabla 39 - Factor de empleabilidad por etapa, HRS (Fuente: (Argonne National Laboratory, 2017)). .....	146
Tabla 40 - Factor de empleabilidad por etapa, FCEV (Fuente: Hinicio, 2021).....	146
Tabla 41 – Factores de empleabilidad indirectos (Fuente: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic and Future of Wind Power, 2019) , (Energy, 2019), (IRENA, Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind, 2017)).....	147
Tabla 42 – Síntesis de empleos por etapa en la cadena de valor del H2V variando la participación tecnológica por fuente renovable (Fuente: Hinicio, 2021).....	150
Tabla 43 - Síntesis de empleos por etapas de un proyecto, variando la participación tecnológica por fuente renovable (Fuente: Hinicio, 2021).....	155

Tabla 44 - Actividades económicas de Costa Rica (Fuente: BCCR,2017) .....	164
Tabla 45 - Subsectores de la economía costarricense (Fuente: BCCR,2017) .....	168
Tabla 46 - Categorización de actividades económicas en Costa Rica por subsector económico (Fuente: BCCR,2017).....	168
Tabla 47 - Homologación de sectores industriales con respecto a subsectores del BCCR. (Fuente: Hinicio,2021) .....	175
Tabla 48 - Impacto económico del H2V en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).	182
Tabla 49 - Impacto económico del H2V en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).	182
Tabla 50 - Participación por contaminante (Fuente: Hinicio, 2021).....	215

## Lista de figuras

Figura 1 - Estado de la planeación mundial para la adopción del hidrógeno (Fuente: Hinicio con información del WEC, 2020) .....	25
Figura 2 - Comparativa de proyecciones de demanda de H <sub>2</sub> – 2030 (Fuente: Estrategia del Hidrógeno de Australia, 2018).....	32
Figura 3 - Comparativa de proyecciones de demanda de H <sub>2</sub> – 2050 (Fuente: Estrategia del Hidrógeno de Australia, 2018).....	32
Figura 4 - Distribución del consumo mundial de H <sub>2</sub> por uso en 2020 (Fuente: IEA, 2020) 33	
Figura 5 - Distribución del consumo mundial de H <sub>2</sub> por uso en 2030 (izquierda) y 2050 (derecha) (Fuente: IEA, 2020).....	33
Figura 6 - Demanda prevista de hidrógeno hacia 2030 en países con estrategia nacional. (Fuente: Hinicio a partir de las Estrategias Nacionales de cada país/región).....	35
Figura 7 - Demanda de hidrógeno en Europa - 2030 (Fuente: Hinicio con información de las Estrategias Nacionales de cada país) .....	35
Figura 8 - Distribución de la generación solar PV en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021) .	39
Figura 9 - Distribución del LCOE solar total de Costa Rica frente a su volumen de generación eléctrica. Año 2030 (Fuente: Hinicio, 2021) .....	41
Figura 10 - Distribución del LCOE eólico total de Costa Rica frente a su volumen de generación eléctrica. Año 2030 (Fuente: Hinicio, 2021) .....	41
Figura 11 - Distribución de LCOE solar y eólico del potencial ideal para la producción de hidrógeno. Año 2030 [Fuente: Hinicio, 2021).....	42
Figura 12 - Distribución geográfica del potencial renovable eólico y solar de Costa Rica para la producción de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) .....	43
Figura 13 - Distribución del potencial renovable de Costa Rica por fuente. Generación y capacidad instalada (fuente: Hinicio e ICE) .....	44
Figura 14 - Escenarios de crecimiento de demanda eléctrica de Costa Rica frente a su potencial renovable Fuente: Hinicio, 2021.....	44
Figura 15 - Excedente de energía hidroeléctrica en Costa Rica 2019 -2020 (Fuente: ICE en entrevista con Hinicio) .....	46
Figura 16 - Costo nivelado de electricidad en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP).....	47
Figura 17 - Factor de planta en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP) .....	48
Figura 18 - Costo nivelado de electricidad para plantas geotérmicas en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP).....	48
Figura 19 - Factor de planta para plantas geotérmicas en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP) .....	49
Figura 20 - Evolución del costo nivelado de electricidad de la energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica (Fuente: Hinicio con información propia y de IRENA).....	49
Figura 21 - Potencial de producción de hidrógeno por fuente renovable en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021) .....	52

Figura 22 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en 2021, 2030 y 2050 (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH) .....53

Figura 23 - Evolución del costo de combustibles fósiles en Costa Rica (Fuente: ICE, 2018) .....58

Figura 24 - Evolución del costo de la electricidad en tarifa industrial (Fuente: ICE, 2018) .....58

Figura 25 - Evolución del impuesto al carbón en Costa Rica por escenario (Fuente: Inicio 2021) .....59

Figura 26 - Evolución del costo de electrolizadores de 2021 a 2050 (Fuente: Inicio con información de IEA y BNEF).....60

Figura 27 - Evolución de la eficiencia de los electrolizadores en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Inicio con información de IEA y BNEF).....61

Figura 28 - Evolución de la vida útil del stack electrolítico en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Inicio con información de IEA y BNEF).....61

Figura 29 - Evolución del consumo de agua de electrolizadores en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Inicio con información de IEA y BNEF) .....61

Figura 30 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en el escenario 1.5 °C (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH) .....63

Figura 31 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en el escenario 2.0 °C (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH) .....64

Figura 32 - Paridad de costos entre hidrógeno verde e hidrógeno gris (ejemplo). .....65

Figura 33 - Curva de Adopción de tecnologías disruptivas/innovadoras.....68

Figura 34 - Metodología para calcular la paridad de costos del H2V y su participación por sector industrial. ....69

Figura 35 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha para el hidrógeno como insumo industrial (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris). ....71

Figura 36 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris). ....72

Figura 37 - Hitos del mercado del H2V como insumo industrial en Costa Rica en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris).....72

Figura 38 - Paridad de costo del hidrógeno verde en el sector industria calor para industria, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP). ....73

Figura 39 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP). ....74

Figura 40 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP).....74

Figura 41 - Paridad de costos en términos del CTP para buses operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE).....75

Figura 42 - Paridad de costos en términos del CTP para minibuses operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE).....75

Figura 43 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos ligeros de uso particular operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE). .....76

Figura 44 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos ligeros de uso público (taxis) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE). .....76

Figura 45 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos de carga ligera (LDV) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE). .....76

Figura 46 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos de carga pesada (HDV) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Inicio con base a información del RITEVE). .....77

Figura 47 - Demanda de hidrógeno verde en el sector Movilidad (FCEV) 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a información gubernamental y tendencias mundiales). .....77

Figura 48 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a los resultados del sector de FCEV). .....78

Figura 49 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel). .....79

Figura 50 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de almacenamiento energético estacional 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de demanda energética de la población sin acceso al sistema interconectado nacional). .....80

Figura 51 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel). .....80

Figura 52 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel). .....81

Figura 53 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de combustibles sintéticos 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección del mercado de combustibles sintéticos que ganarían mercado al reemplazar el jet fuel). .....82

Figura 54 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris). .....82

Figura 55 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha para la industria de montacargas (Fuente: Inicio con base al CTP calculado por tecnología de montacargas). .....83

Figura 56 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de electrificación de la industria logística(montacargas)). .....84

Figura 57 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C para el sector de montacargas, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección del mercado para el sector de montacargas). .....84

Figura 58 - Sistema para adicionar H<sub>2</sub> a motores de combustión (Fuente: Inicio con base a patentes y planos de sistemas de producción vehicular de H<sub>2</sub>). .....85

Figura 59 - Esquema de producción de energía eléctrica a partir de turbinas de generación con gas natural e hidrógeno (Fuente: Hinicio con base a esquemas de General Electric).....86

Figura 60 - Demanda de H2V en Costa Rica por escenario 2020 – 2050.....87

Figura 61 - Proporción de demanda de H2V por sector en 2050. ....88

Figura 62 - Potencial de producción de H2 en Costa Rica y demanda nacional estimada (Fuente: Hinicio, 2021) .....90

Figura 63 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2020 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021).....96

Figura 64 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2030 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021).....96

Figura 65 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2050 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021).....97

Figura 66 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado europeo en 2030 (Fuente: Hinicio, 2021) .....98

Figura 67 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado japonés en 2030 (Fuente: Hinicio, 2021) .....99

Figura 68 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado surcoreano en 2030 (Fuente: Hinicio, 2021) ..... 100

Figura 69 - Comparación de costos por etapa de la cadena de valor de Costa Rica frente a los países más competitivos por destino (Fuente: Hinicio, 2021)..... 101

Figura 70 - análisis del costo de electricidad objetivo en Costa Rica para la competitividad en los mercados internacionales de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021) ..... 102

Figura 71 - Mapa de localización de los potenciales centros de demanda y de producción de hidrógeno verde en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)..... 109

Figura 72 - Ubicación de los potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (verde) y zona de potencial futuro por desarrollarse (morado) (Fuente: Hinicio, 2021) ..... 113

Figura 73 - Actores entrevistados e interesados en el hidrógeno – Costa Rica (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H<sub>2</sub> en Costa Rica)..... 119

Figura 74 - Caracterización de encuestados respecto a su generación y demanda de energía eléctrica (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H<sub>2</sub> en Costa Rica)..... 120

Figura 75 - Interés de los generadores encuestados en la cadena de valor del hidrógeno (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H<sub>2</sub> en Costa Rica). ..... 121

Figura 76 - Interés de la demanda encuestada en la cadena de valor del hidrógeno (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H<sub>2</sub> en Costa Rica). ..... 121

Figura 77 - Nivel de involucramiento de los encuestados en el desarrollo de estrategias para la adopción del hidrógeno verde en Costa Rica. .... 122

Figura 78 – Oportunidades de nuevos empleos y desarrollo de conocimiento en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).....	126
Figura 79 – Diagrama metodológico para la estimación de empleos directos e indirectos a lo largo de la cadena de valor del H2V en Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021).....	127
Figura 80 – Estimación de demanda de H2V en Costa Rica para los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	128
Figura 81 – Simplificación por etapas en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).....	129
Figura 82 – Participación de fuente renovable de energía para la producción de electricidad en escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	130
Figura 83 - Potencia solar y eólica necesaria para la producción de H2V bajo el escenario de demanda 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	131
Figura 84 - Potencia solar y eólica necesaria para la producción de H2V bajo el escenario de demanda 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	131
Figura 85 – Potencia de electrólisis acumulada en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	133
Figura 86 - Potencia de electrólisis acumulada en el escenario 2,0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	133
Figura 87 – Capacidad de almacenamiento de H2V en Costa Rica, escenario 1.5°C	135
Figura 88 – Capacidad de almacenamiento de H2V en Costa Rica, escenario 2.0°C	135
Figura 89 – Demanda de H2V por parte del sector FCEV (Fuente: Hinicio,2021).....	136
Figura 90 – Proyección de flota vehicular a H2 en Costa Rica, Escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	136
Figura 91 - Proyección de flota vehicular a H2 en Costa Rica, Escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	137
Figura 92 – Demanda de H2V por parte del sector Montacargas (Fuente: Hinicio,2021).....	138
Figura 93 – Cantidad de HRS necesarias para suplir la demanda de H2 del sector FCEV y Montacargas, escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	139
Figura 94 – Cantidad de HRS necesarias para suplir la demanda de H2 del sector FCEV y Montacargas, escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).....	139
Figura 95 - División de un proyecto de H2V por etapa en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).....	141
Figura 96 - Escenario 1.5 °C, 100% solar (Fuente: Hinicio, 2021).....	148
Figura 97 - Escenario 1.5 °C, 100% eólica (Fuente: Hinicio, 2021).....	148
Figura 98 - Escenario 2.0 °C, 100% solar (Fuente: Hinicio, 2021).....	149
Figura 99 - Escenario 2.0 °C, 100% eólica (Fuente: Hinicio, 2021).....	149
Figura 100 - División de un proyecto de H2V por etapas constructivas (Fuente: Hinicio,2021).....	151
Figura 101 - Escenario 1.5 °C, 100 % solar (Fuente: Hinicio, 2021).....	153
Figura 102 - Escenario 1.5 °C, 100 % eólico (Fuente: Hinicio, 2021).....	153
Figura 103 - Escenario 2.0 °C, 100 % solar (Fuente: Hinicio, 2021).....	154
Figura 104 - Escenario 2.0 °C, 100 % eólico (Fuente: Hinicio, 2021).....	154

Figura 105 - Síntesis de empleos generados por escenario y tecnología de generación renovable (Fuente: Hinicio, 2021)..... 157

Figura 106 - Impacto en el empleo por país – 2030 (Empleos directos e indirectos) (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 158

Figura 107 - Aumento en la creación de empleo del 2030 a 2050 (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 160

Figura 108 - Correlación entre demanda de H2V/año con la fuerza laboral disponible por país (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 161

Figura 109- Estructura de la MIP (2017), presentada por el BCCR (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 172

Figura 110 - Histórico de crecimiento económico de Costa Rica. (Fuente: Elaboración propia con base a información del World Bank) ..... 173

Figura 111 - Estructura de la MIP 2050 – Simplificada por subsectores y proyectada a 2050 (Fuente: (Hinicio,2021)) ..... 174

Figura 112 - Ajuste en los vectores columna, considerando la producción de H2V en la industria química (Fuente: (Hinicio,2021)). ..... 174

Figura 113 - Ajuste en los vectores fila, considerando la producción de H2V en la industria química (Fuente: Hinicio,2021). ..... 175

Figura 114 - Matriz inversa de Leontief (Fuente: Hinicio,2021). ..... 177

Figura 115 - Multiplicadores económicos de la industria química de Costa Rica considerando la venta del H2V en 2050 (Fuente: Hinicio,2021)..... 179

Figura 116 - Multiplicador de producto y de PIB para los 21 subsectores económicos de Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021). ..... 180

Figura 117 - Multiplicador de empleo y de impuestos para los 21 subsectores económicos de Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021)..... 181

Figura 118 - Relación entre el multiplicador de PIB y el multiplicador de empleo (Fuente: Hinicio,2021). ..... 183

Figura 119 - Relación entre multiplicador de impuestos y multiplicador de empleo (Fuente: Hinicio,2021). ..... 184

Figura 120 - Metodología para calcular la reducción de GEI y el ahorro en impuestos al CO<sub>2</sub>. (Hinicio, 2021). ..... 188

Figura 121 - Factores de emisión (IMN, 2015) ..... 189

Figura 122 - GWP (Global Warming Potential) (Fuente: (Forster, Artaxo, & Berntsen, 2007)) ..... 189

Figura 123 - Impuestos al CO<sub>2</sub>. (World Bank, 2021) ..... 190

Figura 124 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector insumo industrial gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 192

Figura 125 - Indicadores y comparativa del sector de insumo industrial con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)..... 193

Figura 126 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector calor industrial gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 194

Figura 127 - Indicadores y comparativa del sector calor industrial con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente Hinicio, 2021). ..... 195

Figura 128 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector Movilidad gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 196

Figura 129 - Indicadores y comparativa del sector de Movilidad con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)..... 197

Figura 130 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector almacenamiento energético gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021)..... 198

Figura 131 - Indicadores y comparativa del sector de almacenamiento energético con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 199

Figura 132 - Reducción de gases de efecto invernadero por combustibles sintéticos con H2V para aviación en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). .....200

Figura 133 - Indicadores y comparativa del sector combustibles sintéticos con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021). .....201

Figura 134 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector montacargas gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....202

Figura 135 Indicadores y comparativa del sector montacargas con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).....203

Figura 136 - Inventario de GEI en Costa Rica bajo los escenarios BAU, 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021) ..... 204

Figura 137 - Reducción de GEI por sector en 2050 – Escenario 1.5 °C (13,527 ktonCO2eq/año en 2050).....205

Figura 138 - Comparación en pronósticos de inventario de GEI en Costa Rica a 2050 para el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021) ..... 205

Figura 139 - Comparación en pronósticos de inventario de GEI en Costa Rica a 2050 para el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021) ..... 206

Figura 140 - Metodología para calcular la reducción de contaminantes locales (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 208

Figura 141 - Factores de emisión del GLP Fuente: (EPA, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, 2015) ..... 209

Figura 142 - Factores de emisión del diésel (EPA, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, 2015) ..... 209

Figura 143 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector calor industrial en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 210

Figura 144 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector calor industrial en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 211

Figura 145 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector movilidad en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 211

Figura 146 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector movilidad en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021). ..... 212

Figura 147 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector almacenamiento energético en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	212
Figura 148 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector almacenamiento energético en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	213
Figura 149 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector montacargas en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	213
Figura 150 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector montacargas en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	214
Figura 151 - Reducción de contaminantes locales- Escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	214
Figura 152 - Reducción de contaminantes locales- Escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).....	215

## Acrónimos

<b>ASA<sub>j</sub></b>	<i>Aporte a los asalariados del subsector j</i>
<b>ALK E<sub>z</sub></b>	<i>Electrolizador Alcalino</i>
<b>ARESEP</b>	<i>Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos</i>
<b>BAU</b>	<i>Business as usual</i>
<b>BCCR</b>	<i>Banco Central de Costa Rica</i>
<b>BEV</b>	<i>Vehículo eléctrico con baterías</i>
<b>BOP</b>	<i>Balance of Plant (Planta de balance)</i>
<b>BRT</b>	<i>Autobuses de tránsito rápido</i>
<b>CO<sub>2eq</sub></b>	<i>Dióxido de carbono equivalente</i>
<b>CR</b>	<i>Costa Rica</i>
<b>CTP</b>	<i>Costo total de propiedad</i>
<b>FC</b>	<i>Factor de carga</i>
<b>FCEV</b>	<i>Vehículos eléctricos con celda de combustible</i>
<b>FE</b>	<i>Factor de empleabilidad</i>
<b>FLH</b>	<i>Full Load Hours (Horas de carga completa)</i>
<b>FP</b>	<i>Factor de Potencia</i>
<b>FTE</b>	<i>Full time employment (Trabajo de tiempo completo)</i>
<b>GEI</b>	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>
<b>GWP</b>	<i>Global warming potential (Potencial de calentamiento global)</i>
<b>H2V</b>	<i>Hidrógeno verde</i>
<b>HDV</b>	<i>Heavy Duty Vehicle (Vehículo de carga pesada)</i>
<b>HRS</b>	<i>Hydrogen Recharge Station (Estación de carga de hidrógeno)</i>
<b>HRS<sub>G</sub></b>	<i>Heat Recovery Steam Generation (Generación de vapor con recuperación de calor)</i>
<b>ICE</b>	<i>Instituto Costarricense de Electricidad</i>
<b>ICEV</b>	<i>Internal combustion engine vehicle (Vehículo de combustión interna)</i>
<b>ISPI<sub>j</sub></b>	<i>Impuestos sobre la producción y las importaciones aportado por el subsector j</i>
<b>KPI</b>	<i>key performance index (Índice de rendimiento)</i>
<b>LCOE</b>	<i>Levelized cost of energy (Costo nivelado de energía)</i>
<b>LCOH</b>	<i>Levelized cost of hydrogen (Costo nivelado de hidrógeno)</i>
<b>LDV</b>	<i>Low Duty Vehicle (Vehículos de carga liviana)</i>
<b>LF</b>	<i>Load Factor (Factor de Carga)</i>
<b>LH2</b>	<i>Liquid Hydrogen (Hidrógeno líquido)</i>
<b>LOHC</b>	<i>Líquidos orgánicos portadores de hidrógeno</i>

<b>ME</b>	<i>Multiplicador de empleo</i>
<b>MI</b>	<i>Multiplicador de impuestos</i>
<b>MIP</b>	<i>Matriz insumo producto</i>
<b>Mkt. share</b>	<i>Participación del mercado</i>
<b>MPIB</b>	<i>Multiplicador de PIB</i>
<b>NDC</b>	<i>Contribución nacional determinada</i>
<b>NG</b>	<i>Gas natural</i>
<b>NH<sub>3</sub></b>	<i>Amoniaco</i>
<b>P2G</b>	<i>Power-to-gas</i>
<b>PEM</b>	<i>Membrana de polímero electrolítico</i>
<b>PETPB<sub>j</sub></b>	<i>Aporte del subsector j a la producción de la Economía Total a precios básicos</i>
<b>PIBET<sub>j</sub></b>	<i>Aporte del subsector j al producto Interno Bruto de la Economía Total</i>
<b>PV</b>	<i>Fotovoltaico</i>
<b>RE</b>	<i>Energía renovable</i>
<b>SEN</b>	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
<b>SMR</b>	<i>Steam methane reforming</i>
<b>TRM</b>	<i>Tasa representativa del mercado</i>
<b>VOC</b>	<i>Compuesto orgánico volátil</i>

## Resumen

La llegada del hidrógeno verde a Costa Rica podría sentar las bases para nuevas oportunidades de negocios para las empresas públicas y privadas como un vector clave para la descarbonización con importantes aplicaciones en energía, movilidad e industria, además de ayudar al país a cumplir con sus objetivos climáticos y crear nuevos empleos.

**El potencial total de producción de hidrógeno de Costa Rica en 2050 sería de 5,927 ktonH<sub>2</sub>/año.** Su producción requeriría de **326 TWh de energía renovable en 2050** considerando el uso del 100% del potencial aprovechable de fuentes renovables en Costa Rica.

**La energía solar fotovoltaica tiene el potencial de ser la mayor fuente de producción de H<sub>2</sub> en Costa Rica.** La energía fotovoltaica equivale al 77 % del potencial de producción de H<sub>2</sub> nacional a 2050 (**4,556 ktonH<sub>2</sub>/año**).

Si bien el recurso **eólico solo aportaría el 9.8 % del potencial total** de producción nacional de H<sub>2</sub> verde a 2050, este recurso tiene el potencial de ofrecer los **mejores Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH) de Costa Rica** (1.24 frente a 1.68 USD/kgH<sub>2</sub> de solar en 2050).

Por su parte, la energía **geotérmica** ofrecería un LCOH a 2050 **425 % más caro que el recurso eólico** (5.1 USD/kgH<sub>2</sub>), mientras que, la energía **hidroeléctrica lo haría en un 283%** (3.4 USD/kgH<sub>2</sub>), en el escenario 1.5 °C.

A partir de datos proporcionados por el ICE el potencial de producción de hidrógeno verde (H<sub>2</sub>V) a partir de los excedentes reportados en 2019 sería de **5.3 kilotoneladas/año**, mientras que, si se consideran los excedentes reportados para el 2020, el potencial de producción sería de **12,6 kilotoneladas/año**. Las centrales hidroeléctricas con **mejor potencial de producción** de hidrógeno a través de excedentes son: **Reventazón** (2,97 kton H<sub>2</sub>/año), **Río Macho** (2,34 kton H<sub>2</sub>/año), **Ventanas Garita** (1,47 kton H<sub>2</sub>/año).

Se consideraron 7 sectores industriales con el potencial de adoptar al H<sub>2</sub>V dentro de sus procesos productivos, estos son: **Insumo industrial, Calor industrial, Movilidad, Aditivo para combustibles convencionales, Almacenamiento energético, Montacargas, Combustibles sintéticos.**

Se desarrollaron dos escenarios de estudio para la posible penetración del hidrógeno verde en los 7 sectores mencionados: el **Escenario 1.5°C y el Escenario 2°C**. Cada uno de los escenarios hace una planeación de la adopción de múltiples tecnologías renovables y limpias estableciendo como objetivo lograr la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que satisfagan la contribución de Costa Rica a las metas del Acuerdo de París en cada escenario de mitigación del cambio climático. El escenario 1.5 °C es climáticamente más ambicioso y como consecuencia, en él, el

hidrógeno tiene un rol más importante y mayores cuotas de mercado en cada aplicación estudiada.

**La demanda de H2V por los siete sectores industriales en 2030 ascenderían a 32 kilotoneladas/año**, en el escenario 1.5 °C (escenario de alta demanda), para lo cual sería necesario producir **1,215 GWh de energía eléctrica de origen renovable y 377 MW de electrólisis**. A 2050, la demanda del H2V ascendería a **611 kilotoneladas/año**, para lo cual la generación de energía eléctrica tendría que llegar a **12,582 GWh, mientras que la electrólisis sería de 7,119 MW**.

El sector que más demandaría H2V en 2050 sería el de **movilidad (FCEV), con una participación entre el 91 y 88 % (557- 233 ktonH2/año)** de la demanda total de H2V en Costa Rica, seguido por el de **combustibles sintéticos con una participación entre el 5 y 6 % (31- 16 ktonH2/año)**.

Para suplir la demanda proyectada de hidrógeno de Costa Rica en el escenario 1.5°C solo se necesitaría disponer del 10 % del potencial total de producción de H2V calculado. Esto significa que **la producción de hidrógeno no “distraxera a los recursos renovables”** de modo que se comprometa la oferta de energía eléctrica del país. En 2050, **el potencial de producción de hidrógeno verde es 10 veces superior a la demanda de hidrógeno**, en el escenario de alta demanda.

**Los excedentes, o surplus, de energía hidroeléctrica (12.6 ktonH2/año) serían suficientes para suplir** la demanda de H2V de Costa Rica hasta el año 2027, en el escenario de alta demanda, o hasta 2030, en el escenario de menor demanda.

Lo anterior significa que **el hidrógeno producido de surplus hidroeléctrico puede ser una fuente de apalancamiento para las etapas tempranas de adopción** del hidrógeno en Costa Rica, dando una ventana de tiempo para que los proyectos eólicos y fotovoltaicos sean desarrollados sin que esto limite la producción de H2 en el corto a mediano plazo.

La competitividad de Costa Rica para exportar H2V a los 3 **mercados más importantes (Unión europea, Corea del Sur y Japón)** se hace con respecto a siete países con capacidad de exportación (México, Colombia, Chile, Marruecos, Arabia Saudita y Australia).

La competitividad de exportación es evaluada para cada uno de los países anteriormente mencionados en términos del LCOH en puerto de destino desde cada potencial exportador. Este es calculado a partir de 4 fuentes renovables de energía (solar fotovoltaica, eólico, geotérmico e hidroeléctrico), considerando también la capacidad de producción por recurso renovable.

De lo anterior se pudo concluir que **la producción de H2V en Chile a partir de energía eólica tiene el LCOH más competitivo a 2050 (1.2 USD/kgH<sub>2</sub>)**. Costa Rica, a pesar de tener menor capacidad de producción que Chile, podría competir en precios contra

este país empleando ese mismo recurso renovable **alcanzando en el mejor de los escenarios un LCOH de 1.24 USD/kgH<sub>2</sub>**.

Dado que los volúmenes de hidrógeno a precio competitivo que podría producir Costa Rica no son tan altos como los de otros países como Arabia Saudita, **si Costa Rica decide participar de los mercados de exportación de H<sub>2</sub> deberá identificar de forma temprana a sus compradores y crear alianzas con ellos para asegurar la colocación de su producto.**

**Las casi 6 millones de toneladas de hidrógeno verde que Costa Rica puede producir,** son en realidad es un volumen alto de hidrógeno, equivalente al 8.5% de la demanda mundial en 2020, de acuerdo con el DOE US (70 Millones ton H<sub>2</sub>)

**El mayor reto para la competitividad del hidrógeno de exportación costarricense es el costo de producción,** el cual depende del costo de electricidad renovable que alimenta a los electrolizadores (entre un 55% y un 65% del costo de hidrógeno corresponde a la electricidad). Por esta razón, **se recomienda que la estrategia de desarrollo del H<sub>2</sub> en Costa Rica se acompañe de políticas y acciones que promuevan paralelamente a las energías renovables** de altos volúmenes de potencial, como la energía eólica y fotovoltaica.

En cuanto a la competitividad por vector energético, **el que más le conviene a Costa Rica para exportar a la Unión Europea, a Japón y a Corea del Sur son los Líquidos Orgánicos Portadores de Hidrógeno (LOHC),** por tener el costo en puerto más competitivo entre los analizados.

La cantidad de empleos tanto directos como indirectos generados en el ciclo de vida de los proyectos de generación renovable dependen de la fuente de generación utilizada. Según el IRENA, **para un proyecto de 50 MW solar, se generarán 4.1 empleos/MW mientras que en eólico serían 6.3 empleos/MW (en 2050).**

Sin embargo, por las horas de producción (FLH) que se tienen a disposición en Costa Rica (**en promedio 4,860 horas en eólico y 1,895 horas en solar al año**), para generar 1MWh/año, **se requiere más potencia instalada en energía solar que en eólico** (se requieren 2,6 veces más potencia instalada en solar que en eólica), por este motivo, **la empleabilidad en energía solar es mayor que en eólica para una misma cantidad de energía requerida.**

Se estima que **en el escenario 1.5 °C la potencia renovable instalada a 2050 que es capaz de suplir la demanda nacional de Costa Rica varíe entre 18.4 GW y 6.6 GW.** Mientras que, **en el escenario 2.0 °C (baja demanda) esta potencia se encuentre entre 8.3 GW y 2.9 GW,** según la combinación de generación renovable que predomine en los futuros proyectos.

Para el **escenario 1.5 °C,** considerando el FC en Costa Rica, **sería necesario 7.1 GW de potencia en electrólisis instalada en 2050,** mientras que en el **escenario 2.0 °C esta sería de 3 GW.**

Bajo la suposición de poseer sistemas de almacenamiento capaces de suplir la demanda del sector movilidad y de montacargas por un día en el **escenario 1.5 °C, sería necesario instalar una capacidad de almacenamiento a 2050 de 1.5 ktonH<sub>2</sub>** mientras que en el **escenario 2.0 ° sería de 0.7 ktonH<sub>2</sub>**.

Se esperaría que como mínimo, en Costa Rica se instalen **alrededor de 1000 HRS por consecuencia de la demanda de los FCEVs hasta 2050**. Entendiendo que una HRS corresponde a una manguera disponible para cargar, se espera que existan islas de carga de hidrógeno donde se conglomeren más de una HRS, tal como sucede con las estaciones de carga de combustibles fósiles como la gasolina, el diésel o el gas natural.

Además, se esperaría **que los más grandes consumidores de H2V sean los buses y los camiones de carga pesada (HDV)**.

Considerando factores de empleabilidad (FE) del IRENA, Markaki, NREL, entre otras fuentes; Se calcularon los empleos directos e indirectos que se generarían a partir de la creación de la cadena de valor del H2V que cubrirían la demanda nacional proyectada tanto en el escenario 1.5 °C como también en el 2.0 °C.

El cálculo de empleos directos e indirectos se presentan divididos por cada etapa en la cadena de valor del hidrógeno para los dos escenarios estudiados. **En el escenario 1.5 °C se estima una generación de empleos directos e indirectos entre 220,856 y 180,064** (dependiendo del mix de generación renovable) y **para el escenario 2.0 °C entre 101,109 y 83,953**.

A 2050, **la etapa de construcción será el mayor diferenciador en la creación de empleos** entre el escenario 1,5 °C y 2.0 °C.

La etapa de **construcción equivale aproximadamente al 79% de los empleos directos creados** a lo largo de la cadena de valor del H2V.

**Entre mayor sea la participación porcentual de la energía solar, mayor será la cantidad de empleos directos generados** en todas las etapas consideradas en este estudio.

La creación de una nueva industria como lo supone la producción de H2V, tendrá efectos positivos en la economía de Costa Rica. A parte de generar empleos, a 2050, el **PIB proyectado para Costa Rica, podría verse aumentado anualmente entre el 0.1 % y 0.3 % (484 MMUSD – 117 MMUSD)**, gracias a la producción y venta de H2V en el territorio nacional

La industria química costarricense podría encontrar una oportunidad de **crecimiento en un 54% a 2050 a causa de la comercialización del H2V que atienda la demanda proyectada para este país**. Adicionalmente el crecimiento de esta industria requeriría del involucramiento de otros subsectores importantes de la economía costarricense como lo es el comercio, venta y la reparación de vehículos. Por otro lado, para conseguir el despliegue de la infraestructura de la economía del H2V hará falta mano de obra calificada que podría ser formada en este país, trayendo así crecimiento en el sector de la enseñanza.

Entre **2.5 MMUSD y 9.7MMUSD podrían ser recaudados anualmente** en impuestos gracias a la comercialización y producción de H2V en Costa Rica (impuestos al consumo). Esta cifra podría aumentar si se crea un ecosistema en el cual Costa Rica esté en la capacidad no solo de hacer uso de la tecnología sino también producirla.

**Casi 13 MtonCO<sub>2</sub>e por año podrían evitarse mediante** la introducción del hidrógeno verde en Costa Rica para 2050. **El 93% de la reducción de emisiones corresponden a la sustitución de vehículos que utilizan combustibles fósiles por vehículos eléctricos de celda de combustible (FCEV).**

En el escenario 1.5 °C el H2V podría contribuir con el **62% de las metas del gobierno en reducción de GEI con respecto al escenario BAU**, mientras que en el **escenario 2.0 °C lo hace en un 28%.**

Existiría una diferencia en ahorros de GEI de **7,297 kTonCO<sub>2</sub>eq /año entre las proyecciones del escenario 1.5 °C y 2.0 °C en 2050. El sector de movilidad (FCEV) sería responsable del 93 % de los ahorros** en el escenario 1.5 °C mientras que en el escenario 2.0 °C sería del 89 %.

El segundo sector que más aportaría en la reducción de GEI sería el de **combustibles sintéticos con una participación entre el 6 y 9 % en el 2050.**

Las 6 industrias costarricenses analizadas en este trabajo podrían ahorrar **225 MMUSD/año** por dejar de pagar en impuestos al carbono, en el escenario 1.5 °C. y **104 MMUSD/año** en el escenario 2.0 °C.

El promedio de ahorro de kgCO<sub>2</sub>eq por cada kgH<sub>2</sub> verde producido en Costa Rica para las 6 industrias analizadas, es de **15.6 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>/año.**

**Aún sería necesario reducir 8,137 ktonCO<sub>2</sub>eq/año para satisfacer al 100% la estimación de emisiones en el escenario 1.5 °C** presentado en el Plan Nacional de Descarbonización de Costa Rica mediante el uso de otras tecnologías, o aumentando la participación del H2V con respecto a lo estimado en este informe.

Entre **861 y 511 kton de gases contaminantes locales** podrían ser ahorradas anualmente en Costa Rica, gracias a la industria del H2V bajo los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C respectivamente, en 2050. Esto representaría un beneficio ambiental y de salud pública, reduciendo la exposición a enfermedades respiratorias.

La mayor oportunidad de ahorro de gases contaminantes la tiene el **sector industrial, con necesidades de procesos térmicos**, aportando con una reducción de gases contaminantes entre el **87 y 94 % del total calculado para 2050.**

## Oferta y demanda global de hidrógeno

### Contexto global

El hidrógeno es una sustancia que ha sido estudiada por su potencial energético durante décadas. En los últimos años, el hidrógeno ha ganado relevancia por convertirse en una alternativa viable técnica y económicamente, lo cual la ha colocado en la prioridad de la agenda energética de múltiples países.

Durante el siglo XX, la tecnología de producción de hidrógeno más extendida fue el Reformado de Metano a Vapor (SMR, por sus siglas en inglés) debido a sus altas tasas de producción, bajos precios y disponibilidad de materia prima (gas natural). Hoy en día, el SMR sigue siendo la tecnología líder de producción de hidrógeno, con el 76% de la cuota global (DOE, 2020); sin embargo, el SMR es un proceso contaminante (genera 9 kilogramos de CO<sub>2</sub> por kilogramo de hidrógeno), por lo cual métodos más limpios, como la pirólisis y la electrólisis, se están desarrollando y disminuyendo sus costos,

Para identificar rápidamente la fuente de energía, tecnología de producción y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con la producción de hidrógeno, la comunidad internacional ha asignado "colores" al hidrógeno, siendo el **hidrógeno verde** (energía renovable con al menos un 60% menos de emisiones de GEI, según CertifHy®) el más limpio y el más buscado para alcanzar los objetivos de mitigación del cambio climático.

Tabla 1- Colores del hidrógeno según su fuente de energía y proceso de producción (Fuente: Hinicio, 2021)

Color del hidrógeno	Fuente de energía	Materia prima	Tecnología de producción	Volúmenes de una planta promedio	Contribución a los objetivos de descarbonización
Gris	Combustibles fósiles	Metano	Reformado de metano con vapor	100 – 600 ton H <sub>2</sub> /día	Sin contribución.
		Carbón	Gasificación		
Azul	Combustibles fósiles	Metano	Reformado de metano con vapor Con captura de carbono	100 – 600 ton H <sub>2</sub> /día	Altos volúmenes de hidrógeno de bajo costo para probar nuevas tecnologías que demandan H <sub>2</sub> . 80 - 90% de reducción de emisiones de GEI.
		Carbón	Carbón con captura de carbono		

<b>Turquesa</b>	Energía renovable o neutra en carbono	Metano o biometano	Pirólisis	Escala laboratorio	Se espera que produzca altos volúmenes de H <sub>2</sub> . Sin emisiones de gases de efecto invernadero, pero carbón negro sólido como subproducto.
<b>Rosado</b>	Energía nuclear	Agua	Electrólisis acoplada a sistemas de refrigeración de reactores nucleares	0.1 – 2 ton H <sub>2</sub> /día	Se esperan volúmenes medios de hidrógeno. Sin emisiones de GEI, pero residuos nucleares como subproducto.
<b>Verde</b>	Energía renovable	Agua	Electrólisis	0.1 – 2 ton H <sub>2</sub> /día	Se esperan volúmenes medios de producción de hidrógeno. Sin emisiones de GEI o residuos químicos peligrosos.

Hoy en día, el hidrógeno verde es entre un 50 % y un 300% más caro que el hidrógeno gris y otros combustibles fósiles (IEA, *The Future of Hydrogen*, 2019). Sin embargo, el Hydrogen Council espera que sus costos disminuyan hasta un 60% en los próximos 10 años.

Para 2050, países como Rusia, Corea o Japón, con un bajo potencial de energía renovable, tendrán un costo de producción de hidrógeno verde (promedio por país) superior a 4 USD/kg. En contraste, la región de América Latina tendrá un promedio de 2-2.5 USD/kg, donde el potencial de hidrógeno verde más alto está en Chile, con una previsión de precio por debajo de 1.6 USD/kg, seguido de Brasil, Perú, Argentina, México y Costa Rica en el rango de 1.6 – 2 USD/kg. Algunas regiones específicas dentro de cada país, como la región de Guanacaste en Costa Rica, podrían lograr costos de hidrógeno tan bajos como 1.2 USD/kg. (IEA, *The Future of Hydrogen*, 2019)

A 2020, cerca del 85% de la producción mundial de hidrógeno fue captiva<sup>1</sup>, lo cual se debe a que las empresas petroquímicas y de síntesis de moléculas como amoníaco captan la mayor parte de la demanda de H<sub>2</sub> hoy en día y sus necesidades de altos volúmenes de gas hacen que incorporen plantas de producción de hidrógeno en sus instalaciones. En el futuro, la demanda crecerá principalmente en nuevas aplicaciones de energía y transporte y eso generará cada vez un mercado abierto de mayor tamaño para el hidrógeno. El Hydrogen Council prevé que el 75% de la demanda de H<sub>2</sub> para 2050 se destinará a nuevos usos del hidrógeno.

<sup>1</sup> Los mercados de hidrógeno pueden clasificarse en captivos (hidrógeno producido para autoconsumo en plantas industriales) y comerciales (hidrógeno producido por empresas en venta en libre mercado).

Los nuevos usos del hidrógeno se pueden categorizar de la siguiente manera:

- ➔ **Almacenamiento de energía renovable:** El hidrógeno en el almacenamiento de energía renovable es un proceso circular de división de agua en un electrolizador alimentado con energía renovable, almacenamiento de hidrógeno y conversión de hidrógeno de nuevo a electricidad o a calor. Esta aplicación crítica podría contribuir al **12% de la demanda de hidrógeno en 2050.**
- ➔ **Movilidad eléctrica:** Los vehículos eléctricos a celda de combustible de hidrógeno (FCEV, por sus siglas en inglés) ayudarán a descarbonizar el sector del transporte, especialmente en segmentos de transporte pesado y uso intensivo, como camiones de carga y autobuses de transporte público. La movilidad a hidrógeno podría representar el **28% de la demanda de hidrógeno para 2050.**
- ➔ **Productos químicos verdes:** La industria química<sup>2</sup> consumió el 90% de este hidrógeno. El hidrógeno verde tiene el potencial de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de la demanda de hidrógeno existente, así como de nuevos usos químicos del hidrógeno, como la reducción del mineral de acero, que utiliza otros agentes de reductores. El sector podría representar del **15 al 20% de la demanda de H<sub>2</sub> en 2050.**
- ➔ **Descarbonización de gas natural:** El hidrógeno se puede inyectar en las redes de gas natural para reducir la huella de carbono de la combustión de este. Hoy en día, la mezcla de hidrógeno máximamente factible en gas natural es de aproximadamente el 20%, sobre una base de volumen, que puede reducir la huella de carbono del gas natural hasta un 10%. El sector podría representar del **menos del 5% de la demanda de H<sub>2</sub> en 2050.**
- ➔ **Combustibles sintéticos líquidos:** Los combustibles sintéticos líquidos se pueden producir en procesos que mezclan hidrógeno con CO<sub>2</sub>. Usar hidrógeno verde y CO<sub>2</sub> capturado resulta en un combustible sintético neutro en carbono. Esta tecnología sigue siendo inmadura, pero tiene un enorme potencial para la aviación, un segmento de transporte difícil de electrificar o alimentar mediante la quema de hidrógeno puro, debido a los cambios de presión extrema que experimentan los aviones durante los vuelos. **5-10% de participación de mercado en la demanda de hidrógeno verde mundial de 2050.**
- ➔ **Metano 100% renovable:** Al igual que con los combustibles sintéticos líquidos, el metano se puede producir mezclando hidrógeno con CO<sub>2</sub>. Usar hidrógeno verde y CO<sub>2</sub> capturado renovable permite la producción de metano neutro en carbono, una alternativa para reducir las emisiones mientras se continúa

---

<sup>2</sup> Incluye petroquímica y refinación de petróleo

utilizando la infraestructura existente para acondicionar, transportar y consumir gas. **Demanda de menos del 5% de, mercado de H<sub>2</sub> en 2050.**

- ➔ **Edificios:** Los edificios pueden utilizar hidrógeno para la generación de energía y calor utilizando celdas de combustible PEM, que son dispositivos que producen electricidad y calor como subproducto en temperaturas adecuadas para aplicaciones residenciales (60-80°C). El hidrógeno para edificios podría contribuir al **14% de la demanda de hidrógeno para 2050.**
- ➔ **Calor y energía industrial:** Quemadores de hidrógeno, turbinas y sistemas de calor y energía (celdas de combustible) pueden suplir a las industrias sus necesidades térmicas y energía eléctrica. El hidrógeno para el calor industrial y energía podría contribuir al **21% de la demanda de hidrógeno para 2050.**

### Actores internacionales del hidrógeno

Durante los últimos meses, el hidrógeno ha tomado un rol fundamental en los foros de discusión sobre cambio climático y transición energética. Al mes de julio de 2021, más de 22 países del mundo ya tenían una hoja de ruta o estrategia para desarrollar el hidrógeno verde.

Otros países se encuentran desarrollando sus estrategias u hojas de ruta, al tiempo que impulsan proyectos piloto para avanzar en su curva de aprendizaje del tema. Hasta hace unos años, sólo la Unión Europea, Japón y Estados Unidos tenían planes para el hidrógeno. Hoy en día Corea del Sur, Canadá, Australia y varios otros han tomado posiciones de liderazgo en hidrógeno también. En América Latina, Chile es el país líder en la región con proyectos piloto y una estrategia publicada a finales de 2020. Otros países como Costa Rica, Colombia, Uruguay y Argentina también están preparándose para la adopción del hidrógeno verde.



Figura 1 - Estado de la planeación mundial para la adopción del hidrógeno (Fuente: Hinicio con información del WEC, 2020)

## Unión Europea

La Unión Europea es el líder mundial en la promoción y desarrollo de tecnologías de hidrógeno.

En 2008, la Comisión Europea fundó la Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU), una asociación público-privada para el desarrollo del hidrógeno en la UE, que, desde entonces, ha invertido más de 2 mil millones de euros en múltiples proyectos.

En los últimos 12 años, se han emitido múltiples políticas de la Comisión Europea y de los gobiernos de los países. Los dos más relevantes hasta ahora son el European Green Deal (2019) y Estrategia Europea del Hidrógeno (2020).

El European Green Deal es un documento que sugiere un plan de acción para promover el desarrollo sostenible y adoptar los principios de la economía circular en Europa para mitigar el cambio climático. Dentro de este documento, el hidrógeno tiene un papel esencial para la integración de múltiples sectores. La Estrategia Europea del Hidrógeno proporciona un plan de acción para el H<sub>2</sub> en todas las aplicaciones descritas en la sección 1 de este documento.

Una muestra del compromiso de la UE con la adopción del hidrógeno verde es CertifHy®, el primer sistema de garantía de origen del hidrógeno verde y bajo en emisiones de carbono en el mundo, cuyos objetivos son:

- ➔ Cumplir con los objetivos de descarbonización
- ➔ Crear un market pull para "Hidrógeno Premium"
- ➔ Mejorar los casos de negocio de la producción de hidrógeno verde
- ➔ Empoderar a los clientes y permitirles tomar decisiones informadas

Tabla 2 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en la Unión Europea (Fuente: Elaboración de Hinicio)

Sector	Tipo de política	Nombre y detalles de la política	Detalles
Transporte	Créditos	Directiva (UE) 2015/652 (2016)	Establecer los métodos para calcular la intensidad de GEI de los combustibles y el factor de eficiencia de los trenes de potencia a celda de combustible
Transporte	Mandato	Directiva (UE) 2015/1513 (2015)	Definición y directrices del hidrógeno como combustible de transporte gaseoso, renovable y de origen no biológico

Generación de energía	Regulación	Reglamento (UE)2017/2195 de la Comisión (2017)	Establecer una directriz sobre el equilibrio de la electricidad, incluidas las tecnologías de hidrógeno, como opción para la integración de redes
Intersectorial	Estrategia	European Green Deal (2019)	El European Green Deal proporciona un plan de acción para impulsar el uso eficiente de los recursos al evolucionar hacia una economía circular, restaurar la biodiversidad y reducir la contaminación. El hidrógeno se describe como un instrumento clave para alcanzar objetivos energéticos clima-neutrales y seguros.
Intersectorial	Estrategia	Estrategia Europea del Hidrógeno (2020)	La Estrategia de Hidrógeno de la UE da un impulso a la producción limpia de hidrógeno en Europa y promueve su uso como materia prima, combustible o portador y almacenador de energía, así como muchas aplicaciones posibles que reducirían las emisiones de gases de efecto invernadero en todos los sectores de la industria, el transporte, la energía y la construcción. El plan de recuperación económica de la Comisión "Next Generation EU" destaca el hidrógeno como una prioridad de inversión

Varios países de la Unión Europea y del Reino Unido presentan condiciones favorables para la importación de hidrógeno verde, principalmente debido a las políticas y regulaciones existentes y futuras que impulsan un desarrollo económico bajo en carbono.

Como parte de sus compromisos existentes con los objetivos regionales de descarbonización, incluida la Directiva de Energías Renovables (conocida como RED-II), la UE está desarrollando los incentivos y las condiciones impositivas para convertirse en un importador de hidrógeno exclusivamente renovable para 2030, que podría obtenerse no solo de Latinoamérica, sino también de Medio Oriente y África del Norte. Las ambiciones de importar hidrógeno verde se fortalecerán aún más con el lanzamiento de CertifHy®, el primer esquema de garantía de origen del mundo para hidrógeno renovable y bajo en carbono, que ha sido diseñado para ser compatible con la normativa de la UE y ayudar a los estados miembros a adquirir y producir hidrógeno con atributos ambientales específicos para cumplir con los objetivos de emisiones. Además, se proyecta que Europa sea el mayor mercado mundial de hidrógeno hacia 2030, con una demanda de 15,8 millones de toneladas por año, de las cuales 3,9 millones de toneladas corresponderán exclusivamente a hidrógeno renovable (verde) (FCH 2 JU, 2019).

Hoy parece que los principales importadores de hidrógeno en Europa serán Alemania, los Países Bajos, el Reino Unido y Bélgica, aunque otros también podrían unirse a la lista.

## Japón

Japón es posiblemente el país más entusiasta en la adopción del hidrógeno. Japón reconoce que sus capacidades de producción serán limitadas, por lo que están trabajando en convertirse en un productor de tecnologías líder y generar un plan de acción para importar H<sub>2</sub> de diferentes regiones del mundo.

Desde 2017, Japón cuenta con una estrategia nacional de hidrógeno, que es una de las más ambiciosas del mundo, y establece la mayor cantidad de objetivos cuantitativos para la demanda de hidrógeno y la adopción de vehículos, sistemas combinados calor – potencia (CHP por sus siglas en inglés) y otras tecnologías.

Hacia 2030, Japón planea producir alrededor de 300 mil toneladas de hidrógeno, a un costo de 3 USD /kg H<sub>2</sub> o menos. En movilidad, su objetivo es la instalación de 900 estaciones de recarga de hidrógeno para abastecer a 800,000 vehículos, 1,200 autobuses y más de 10,000 montacargas. Hacia 2050 las metas son aún más ambiciosas, estableciendo un costo de hidrógeno objetivo de 2 USD / kg o menos y un reemplazo total de la movilidad de combustión interna convencional por movilidad eléctrica con altas tasas de participación de FCEV.

Tabla 3 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en Japón (Fuente: Elaboración de Hinicio)

sector	Tipo de política	Nombre y detalles de la política	Detalles
Producción	Objetivos + Incentivo financiero	Estrategia Básica de Hidrógeno (2017)	Adquirir 300.000 toneladas de hidrógeno/año para 2030. Reducir el costo del hidrógeno a JPY30/Nm <sup>3</sup> (para 2030) y JPY 20/Nm <sup>3</sup> (en el futuro). Subsidios para I+D y demostraciones.
Transporte	Objetivos + Incentivo financiero	Estrategia Básica de Hidrógeno (2017)	Objetivo de 40.000 FCEVs para 2020, escalado a 200.000 unidades para 2025 y 800.000 unidades para 2030. Subsidio para la compra.
Construcción	Objetivos + Incentivo financiero	Estrategia Básica de Hidrógeno (2017)	Celda de Combustible Residencial (micro-CHP: Ene Farm) 5,3 millones de unidades (en stock) para 2030.

Generación de energía	Incentivo financiero	(iniciativa del gobierno nacional)	Japón tiene como objetivo comercializar la generación de energía de hidrógeno, así como las cadenas internacionales de suministro de hidrógeno y reducir el costo unitario de generación de energía de hidrógeno a 17 yen/kWh (0.15 USD/kWh) alrededor de 2030. Subsidios para I+D y demostraciones.
-----------------------	----------------------	------------------------------------	--

El mercado japonés tiene condiciones algo menos favorables para las importaciones de hidrógeno en comparación con Corea del Sur y Europa, pero sigue siendo un mercado interesante para las posibles exportaciones desde América Latina. Si bien se proyecta que el mercado japonés de hidrógeno total será pequeño, con un total de alrededor de 0,3 millones de toneladas por año para 2030 (METI, 2018), las condiciones geográficas del país limitan en gran medida su capacidad para producir energía renovable a gran escala, mientras que la Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS) en el país no es factible debido a la actividad sísmica y sus riesgos técnicos. Como resultado, es probable que Japón necesite importar prácticamente todo el hidrógeno necesario para cubrir sus necesidades internas. Parece que Japón podría estar abierto a importar no solo hidrógeno verde, sino también azul, ya que su política climática requiere reducciones de emisiones, pero no contenido específicamente renovable.

### Alemania

Alemania ha desarrollado un liderazgo en la ejecución y financiamiento de proyectos de H<sub>2</sub>, al tiempo que la cooperación internacional se ha vuelto también prioridad en su agenda

Los planes de Alemania para la adopción del hidrógeno están enfocados en: movilidad, industria, uso residencial, generación de energía y proyectos power-to-x. Algunos aspectos destacados para estos sectores incluyen:

- ➔ Sector residencial: desarrollo de proyectos piloto de CHP. Más de 5.000 instalados, con capacidades de 50 a 60 kW.
- ➔ Sector transporte: con >600 FCEV circulando, > 15 autobuses de pasajeros, y > 75 estaciones de suministro de hidrógeno. Alemania ocupa el puesto 4 del mundo en infraestructura de reabastecimiento de combustible de H<sub>2</sub>.
- ➔ Sector industrial: con un consumo de 15 billones Nm<sup>3</sup> /año de hidrógeno: Alemania tiene planes de descarbonizar su sector industrial con ayuda del hidrógeno.
- ➔ Generación de electricidad: empresas alemanas como Siemens desarrollan turbinas que pueden utilizar H<sub>2</sub> para producir electricidad. Los desarrollos actuales permiten alimentar turbinas con hasta un 60% de hidrógeno.

- ➔ Sector de generación de energía de respaldo: Alemania cuenta con más de 700 sistemas de celdas de combustible como UPS o como respaldo de su red de radio digital.
- ➔ Power-to-x: Durante 2019, se planificaron más de 50 plantas power-to-gas con capacidad de 55 MW. El primer proyecto con una capacidad de 10 MW comenzará a funcionar a finales de 2020. El primer sistema de 100 MW fue anunciado por el operador Tennet. Aprovechará el potencial eléctrico del norte de Alemania para producir hidrógeno, principalmente a partir de energía eólica.

Tabla 4 - Resumen de los incentivos al hidrógeno en Alemania (Fuente: elaboración de Hinicio)

Sector	Tipo de política	Nombre y detalles de la política	Detalles
Intersectorial	Estrategia	Crecimiento, cambio estructural y empleo	El hidrógeno verde y el power-to-gas se mencionan en una de las recomendaciones clave en el contexto de la creación de nuevas cadenas de valor para tecnologías innovadoras en las regiones afectadas por la eliminación gradual del carbón. El informe también enumera medidas y proyectos concretos en las diferentes regiones, varios de ellos vinculadas al hidrógeno.
Transporte	Incentivo financiero	Apoyo financiero a los coches eléctricos	Otorga un subsidio de 4.000 euros. Para autos híbridos, asciende a 3.000 euros. Los beneficios son solo para autos con un precio de listado de máximo 60.000 EUR (modelo base). La promoción tiene una duración máxima de 400.000 coches. Esta promoción finaliza en 2020.
Transporte	Incentivos y metas financieras	NIP II call 2018	Objetivos de estaciones de reabastecimiento de H2: 100 para 2020, 400 para 2025. Subsidios para la construcción/instalación de estaciones de acceso público para el transporte por carretera.
Transporte	Incentivos y metas financieras	Programa Nacional de Innovación	Para 2021, habrá 14 trenes operando en Baja Sajonia. El NIP proporcionó apoyo financiero para el desarrollo y despliegue de trenes Alstom.
Intersectorial	Estrategia	Estrategia Nacional de Hidrógeno de Alemania	Es un documento que expresa el interés de Alemania por ser líder en tecnologías de hidrógeno. Identificar actores y dar forma a una estrategia para lograr la visión del país a través de 38 medidas en 8 sectores de desarrollo.

Durante la década de 2010 se creó un ecosistema de desarrollo de hidrógeno en Alemania y para 2020, alcanzó un hito significativo con la publicación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno. Este documento fue publicado junto con un anuncio de inversión de 9 billones de euros, de los cuales 7 billones se destinarán para el desarrollo del hidrógeno en Alemania y 2 billones para la cooperación internacional y ayudar a otras naciones a desarrollar capacidades.

La Estrategia Nacional de Hidrógeno de Alemania fue creada por el Ministerio de Energía del país y establece la visión de del país como un líder en la tecnología del hidrógeno. Reconoce la necesidad de que el país importe hidrógeno y propone acciones de cooperación con otras naciones que podrían ayudar a satisfacer las necesidades alemanas de hidrógeno.

## LA ESTRATEGIA EN RESUMEN

### Generalidades:

- Publicado por el Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) el 10 de junio de 2020
- Alemania espera convertirse en un líder global en tecnologías de hidrógeno (y asegurar el mercado para industria internacionalmente reputado)
- El hidrógeno verde es considerado la única solución sostenible en el largo plazo. El hidrógeno bajo en carbono solo se utilizará en una base de transición
- Planea incrementar la capacidad de producción de hidrógeno a 5 GW para 2030 y 10 GW para 2040

### Objetivos y ambiciones:

- Asumir responsabilidad global
- Hacer competitivo al hidrógeno
- Desarrollar un mercado local para tecnologías del hidrógeno en Alemania y sentar las bases para la importación
- Hacer el hidrógeno una materia prima para la industria sostenible
- Mejorar la infraestructura de transporte y distribución
- Apoyar la investigación y entrenar personal calificado
- Establecer mercados de hidrógeno internacionales y cooperación

### Fondos para hidrógeno

- Se aprobó el futuro paquete para el Comité de Coalición el 3 de junio de 2020
  - 7 billones de euros a hacerse disponibles para el crecimiento de mercado de las tecnologías de hidrógeno en Alemania
  - 2 billones de euros para alianzas internacionales



## Proyecciones mundiales de demanda de hidrógeno

En la actualidad, el mercado del hidrógeno enfrenta un futuro emocionante pero incierto. Además del crecimiento de mercado típico que este gas podría tener por aumento en la demanda de productos que lo contienen (aceites comestibles, amoníaco, vidrio plano, etc.), existe un potencial crecimiento exponencial por su adopción en movilidad, aplicaciones térmicas, almacenamiento energético, combustibles sintéticos y muchos usos más. El crecimiento de la curva de demanda del hidrógeno en los próximos años dependerá de múltiples factores, desde técnicos como la eficiencia de sus procesos, hasta políticos, como las metas de descarbonización y de independencia energética de los países.

Lo anterior tiene como consecuencia que haya un gran número de proyecciones nacionales y globales de demanda de hidrógeno hacia 2030 y hacia 2050: cada una de ellas con distintos niveles de optimismo frente a la adopción de este nuevo energético, pero con un común denominador: el hidrógeno crecerá su demanda mundial al menos en un 300% de 2021 a 2050.

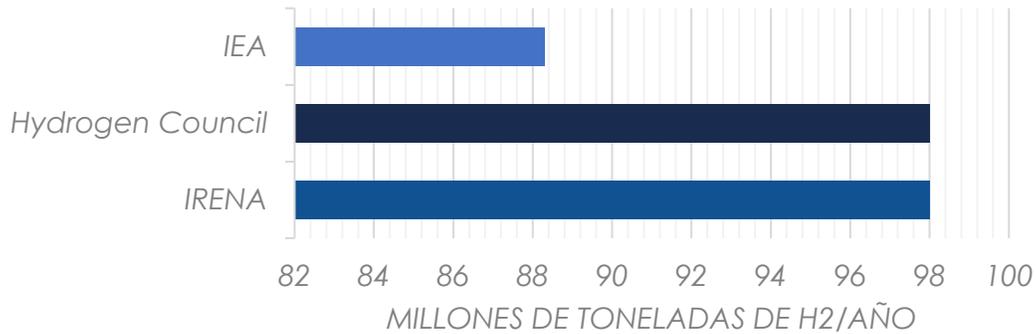


Figura 2 - Comparativa de proyecciones de demanda de H<sub>2</sub> – 2030 (Fuente: Estrategia del Hidrógeno de Australia, 2018)

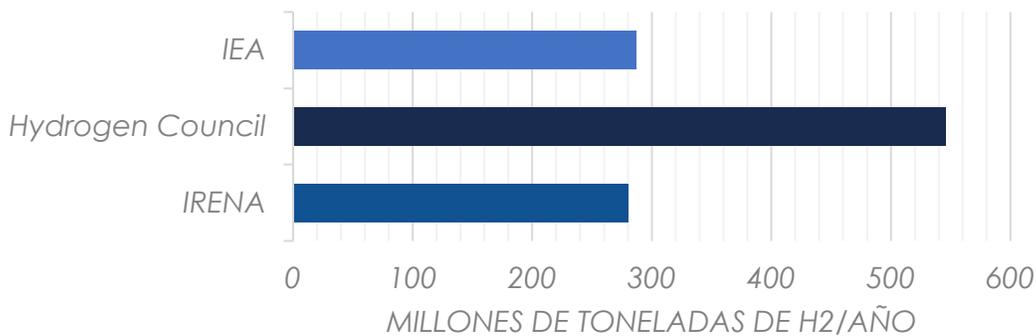


Figura 3 - Comparativa de proyecciones de demanda de H<sub>2</sub> – 2050 (Fuente: Estrategia del Hidrógeno de Australia, 2018)

Las proyecciones de demanda actualmente no se limitan a pronosticar un volumen de hidrógeno demandado, sino que también pronostican cuáles serán los usos a los que se destinará esta sustancia. La figura 4 nos muestra la distribución actual del consumo de hidrógeno en el mundo, la cual está dominada por tres usos químicos: la refinación de crudo (desulfuración de destilados), el amoníaco y el metanol.

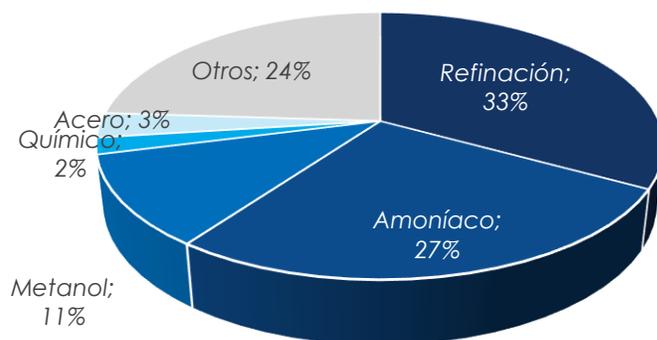


Figura 4 - Distribución del consumo mundial de H2 por uso en 2020 (Fuente: IEA, 2020)

Por su parte, la figura 5 nos muestra como en 2030, nuevos usos del hidrógeno como la producción de combustibles sintéticos, el transporte y los edificios (uso dual: calor + electricidad) comienzan a ganar terreno, dando como resultado en 2050 una distribución más homogénea de los usos del hidrógeno. Como un ejemplo, podemos observar que el transporte pasa de 1.8% en 2030 a 23.2% de participación del mercado global de hidrógeno.

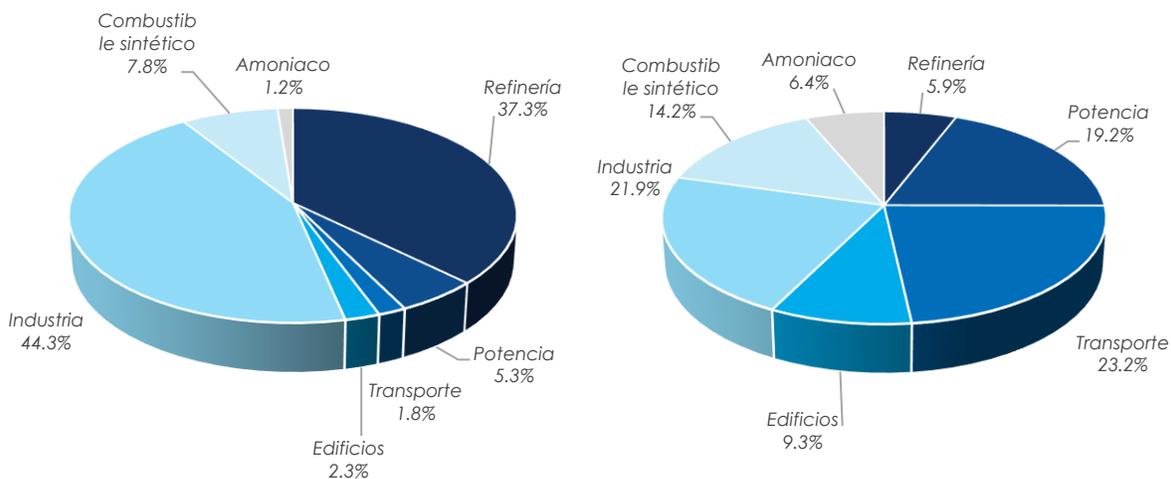


Figura 5 - Distribución del consumo mundial de H2 por uso en 2030 (izquierda) y 2050 (derecha) (Fuente: IEA, 2020)

### Panorama sobre los mercados internacionales de hidrógeno

A nivel internacional, actores de todo tipo se están sumando a las iniciativas de producción y adopción del hidrógeno, principalmente como función de sus metas de descarbonización, de independencia energética u otros indicadores como la generación de nuevas cadenas de valor o creación de empleos en el sector

energético. Adicional a lo anterior, cada país planea su participación en la economía del hidrógeno tomando en cuenta su potencial de generación de energía renovable, resultando esto en tres principales posturas:

1. **Importador:** se trata de países con fuertes compromisos de mitigación del cambio climático, ambiciosas metas de descarbonización, pero con un potencial renovable limitado: ya sea por un reducido espacio geográfico para el despliegue de parques renovables, por tener bajos niveles de irradiación solar o bajas velocidades de viento o por una combinación de ambas situaciones. Algunos países ejemplo de este caso son Japón y Corea del Sur.

Estos países se asegurarán de desarrollar tecnologías de consumo de hidrógeno y ya construyen estrategias de importación de hidrógeno desde distintos países, con el objetivo de diversificar sus fuentes de suministro.

2. **Exportador:** son países con altos potenciales renovables dados por extensiones territoriales amplias y por buenas características de irradiación solar, velocidades de viento, recursos hidroeléctricos o geotérmicos. Estos países generalmente planean de forma paralela la adopción de aplicaciones de hidrógeno en su país y encuentran en la exportación una manera de acumular demanda y como consecuencia, reducir costos de producción de hidrógeno de forma acelerada, por efectos de la economía de escala.

Algunos ejemplos de países exportadores de hidrógeno incluyen actualmente a Chile, Marruecos, Arabia Saudita y Australia. Otros países como Colombia, México o Costa Rica podrían sumarse a la lista tan pronto existan pronunciamientos públicos al respecto.

3. **País autosuficiente:** serán aquellos países que tendrán un potencial renovable suficiente para satisfacer su demanda de hidrógeno, pero que no producirán excedentes importantes para poder participar de los mercados internacionales.

Algunos ejemplos de países con estas características podrían ser Estados Unidos, España o países europeos en la región del Mediterráneo: los cuales tienen buenos potenciales renovables pero una extensión territorial limitada.

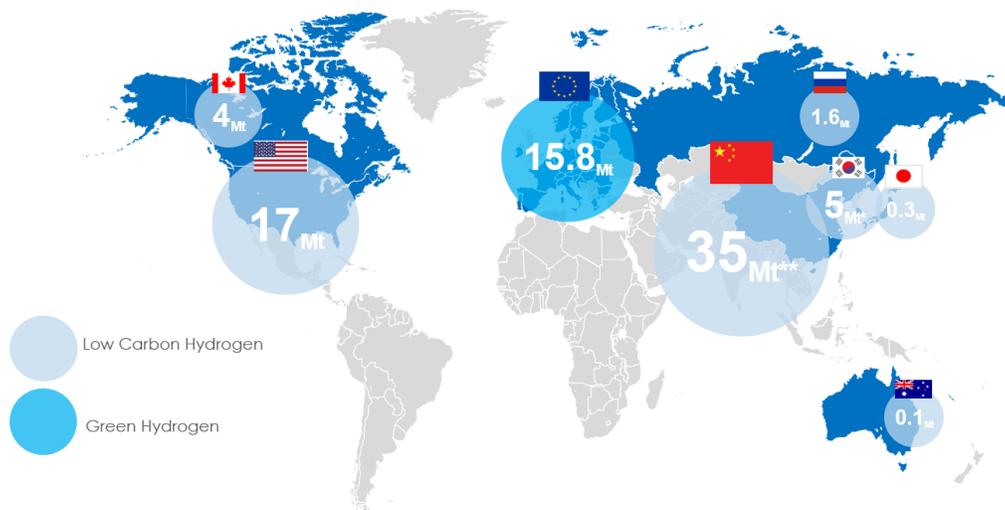


Figura 6 - Demanda prevista de hidrógeno hacia 2030 en países con estrategia nacional. (Fuente: Hinicio a partir de las Estrategias Nacionales de cada país/región)

Europa, como conjunto, será una región que a largo plazo se volverá importadora de hidrógeno: tiene dentro de ella a países con metas ambiciosas de adopción del H<sub>2</sub> como Alemania, Francia y los Países Bajos, sin embargo, también cuentan con países como España, Portugal e Italia que podrían ser las centrales de producción de hidrógeno en etapas tempranas del desarrollo tecnológico.

Una vez que Europa comience a demandar altos volúmenes de hidrógeno, este podría ser un mercado altamente competido debido a la oferta interna y a la cercanía con África y con Oriente Medio, quienes han comenzado a evaluar la opción de exportar hidrógeno en el mediano plazo.

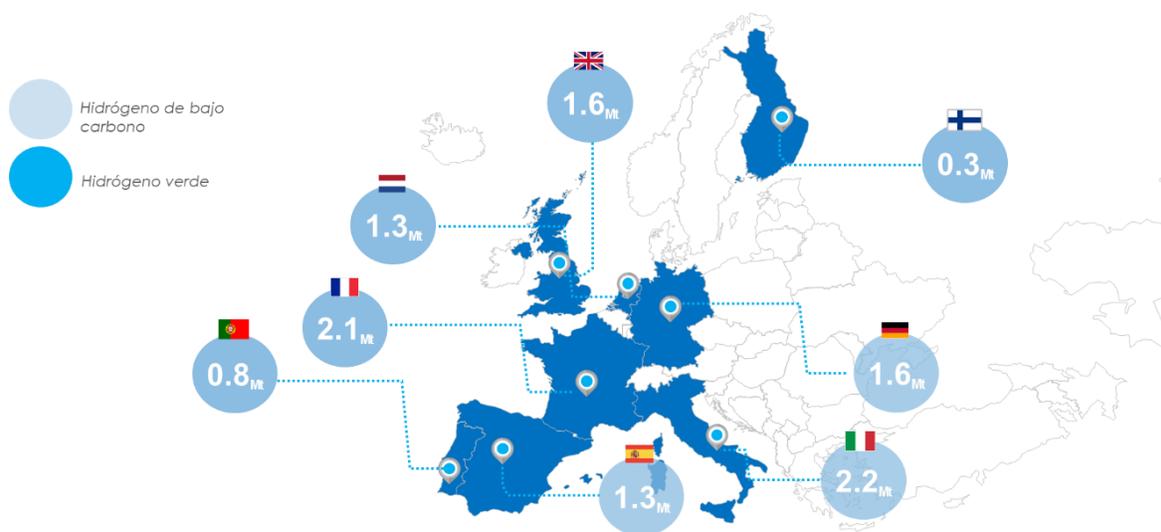


Figura 7 - Demanda de hidrógeno en Europa - 2030 (Fuente: Hinicio con información de las Estrategias Nacionales de cada país)

## Oferta y demanda de hidrógeno verde en Costa Rica

### Estado de la adopción de hidrógeno en Costa Rica

El pasado 5 de agosto de 2021, Rolando Castro, viceministro del MINAE (Ministerio de Ambiente y Energía), expuso durante un seminario de una serie organizada por la Alianza por el Hidrógeno, Fundación CRUSA y el BID Lab, una presentación titulada como: “¿Cuál es el rol del Gobierno de la República para el desarrollo del ecosistema de hidrógeno en Costa Rica?”.

En su conferencia, el viceministro brindó la perspectiva que actualmente tiene el gobierno costarricense en cuanto a la adopción del hidrógeno verde como fuente de descarbonización de su economía. Se menciona que el gobierno de Costa Rica ha identificado sus ventajas competitivas para la producción del hidrógeno verde tales como: abundante agua, matriz renovable, capacidad instalada, ubicación geográfica y la marca país, reconocida por su cuidado al medio ambiente.

Conociendo estas ventajas, el gobierno costarricense a través de su poder ejecutivo (encargado de la planificación, regulación y promoción del sistema energético) ha volcado sus esfuerzos en promover la transición energética del país a través de 3 ejes: descarbonización, digitalización y descentralización. La materialización de estos esfuerzos ha venido dando frutos a través de la emisión de distintos lineamientos, tales como:

- Plan Nacional de Descarbonización.
- Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario 2019-2022.
- Plan Nacional de Energía 2015-2030.
- Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030.

Dentro de estos documentos, se menciona que el Plan de Energía ya contempla la renovación de RECOPE para permitirles trabajar con combustibles amigables con el medio ambiente, donde el hidrógeno tiene una importancia relevante, tal como se ha mencionado a lo largo de este documento.

De manera más puntual, las NDC (Contribución Nacional Determinada 2020) en su punto 3.5 declara que **para el 2022, Costa Rica habrá desarrollado una estrategia para el desarrollo y promoción del hidrógeno verde en el país**. Posicionando a Costa Rica como uno de los 5 países de la región con los que el BID se encuentra en colaboración para desarrollar el mercado del hidrógeno verde.

En cuanto a la regulación técnica, se iniciaron sesiones el 02 de abril del 2020, para el desarrollo de las normas para el hidrógeno verde en Costa Rica (INTE/CTN 41 SC 05 Hidrógeno). Este esfuerzo es liderado por INTECO (Instituto Nacional de Normas Técnicas de Costa Rica) quienes a través del consenso de las partes interesadas (industria/comercio, gobierno, consumidores, academia, trabajadores, ONGs, entre otras) están creando la normativa en el campo de los sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte y uso del hidrógeno.

Como parte de la promoción del hidrógeno verde en Costa Rica, no solo la declaración de la estrategia nacional para promover el hidrógeno verde y la normatividad han hecho parte de la agenda para la promoción de este energético, sino también, se han creado incentivos para la promoción de este. Por ejemplo, la Ley 9518 de 2018 establece los incentivos para la promoción del transporte cero emisiones en el país, donde los FCEVs fueron considerados en el alcance de esta ley. La ley 9518 fue emitida con una vigencia de 5 años y actualmente se busca extender el período de aplicación de ella.

Otro incentivo para el despliegue del hidrógeno en Costa Rica se encuentra en el reglamento a la Ley de Uso Racional de Energía, donde se abre la posibilidad de exonerar de impuestos a: dispensadores de hidrógeno, tanques de almacenamiento para hidrógeno, compresores mecánicos para hidrógeno, generadores de hidrógeno verde mediante electrólisis, celdas de combustible para generación de electricidad, etc. Este reglamento está pendiente de firma presidencial al momento de realizar la conferencia del viceministro Rolando Castro.

A nivel internacional, Costa Rica es parte de las mesas de discusión de grupos estratégicos en energía e hidrógeno, tales como:

- IRENA: Marco colaborativo de H<sub>2</sub> verde.
- IPHE: Alianza Internacional de Hidrógeno en la Economía.
- Hydrogen Initiative: Iniciativa Ministerial de Energía Limpia

Se están gestando las condiciones para que Costa Rica sea un actor importante en la creciente economía del hidrógeno a nivel mundial. En los próximos capítulos se expondrá de manera más específica el potencial de producción de hidrógeno verde en Costa Rica y sus oportunidades en el mercado internacional.

### **Potencial de producción de hidrógeno verde en Costa Rica.**

No existen definiciones armonizadas sobre lo que es un producto "verde" o "sostenible", ya sea hidrógeno o un derivado. Estas definiciones a menudo las establece el mercado consumidor en función de criterios prioritarios de sostenibilidad.

En general, en la literatura se considera el hidrógeno verde como aquel producido a partir de fuentes renovables de energía.

Existen múltiples formas de energía renovable, entre las que se incluye el aprovechamiento de biomasa, la energía termo solar y muchas otras. Sin embargo, para este análisis se estudiarán las fuentes que pueden producir energía eléctrica de manera directa: la solar fotovoltaica, eólica, geotérmica e hidroeléctrica.

El potencial de generación de energía geotérmica e hidroeléctrica, fueron identificados en la literatura a través de reportes del ICE (ICE, Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales, 2016) (ICE, Plan De

Expansión De La Generación Eléctrica 2018–2034, 2018), mientras que los potenciales solar fotovoltaico y eólico fueron calculados por Hinicio a través de la metodología descrita a continuación.

### Potenciales renovables eólico y solar fotovoltaico

El potencial de producción eléctrica solar fotovoltaica y eólica de Costa Rica fueron calculados bajo un análisis geoespacial desarrollado por Hinicio, el cual comprende 4 principales etapas:

- a) **Definición regional:** En esta etapa se define el territorio a estudiar (en este caso, Costa Rica) y se obtiene la información geográfica referente al territorio: extensión, fronteras, cuerpos de agua, ubicación y tamaño de ciudades y poblados, características de relieve, etc.
- b) **Aplicación de restricciones:** Se definen una serie de restricciones al terreno del país en estudio para descartar espacios donde la instalación de parques de generación renovable no sería posible, ya sea por características propias del terreno, porque el terreno ya se encuentra ocupado, o porque legalmente no es factible usar cierto espacio para instalar plantas eléctricas, como, por ejemplo: parques nacionales, reservas ecológicas, sitios arqueológicos, etc.

La Tabla 5 muestra los principales criterios de restricción de elegibilidad de tierra para la instalación de parques de generación renovable. La tabla se construye a partir de la revisión documental de diversas fuentes, entre las que se incluye: (Peña-Sanchez, 2019), (Heuser, 2019), (Ryberg, Evaluating land eligibility constraints of renewable energy sources in Europe, 2018), (Ryberg, Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources, 2017)

Tabla 5 - Restricciones de uso de suelo para el cálculo de potencial renovable de Costa Rica

Núm..	Áreas excluidas	Restricción espacial Solar PV	Restricción espacial Eólica
1	Fronteras	1000 m	1000 m
2	Áreas protegidas	1000 m	1000 m
3	Asentamientos humanos	1000 m	1000 m
4	Cuerpos de agua	1000 m	1000 m
5	Elevación	< 2m	>3 km
6	Pendiente	< 30°	>30°
7	Pendiente hacia el norte	< 3°	---
8	Tierra de siembra	0	---

9	Distancia máxima de asentamientos humanos	30,000 m	30,000 m
10	Velocidades de viento	---	<7

c) **Evaluación de potencial:** Una vez que se identifica cual es el terreno disponible, es necesario conocer la disponibilidad de recursos renovables en los sitios: niveles de irradiación solar para la energía fotovoltaica y velocidades de viento, para la energía eólica. Para este fin se utiliza información pública de las bases de datos del programa POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) de la National Aeronautics and Space Administration, NASA, con horizontes temporales de observación de 10 a 15 años (según disponibilidad en la base de datos).

Con la información sobre el espacio disponible y el recurso solar o eólico contenido en él, ahora es necesario calcular el volumen de energía que se podría producir a partir de cada fuente, partiendo de las características técnicas de los equipos generadores: paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas o aerogeneradores.

El resultado de esta etapa es una distribución estadística de capacidad instalada, generación promedio de electricidad y factores de planta por cada tecnología.

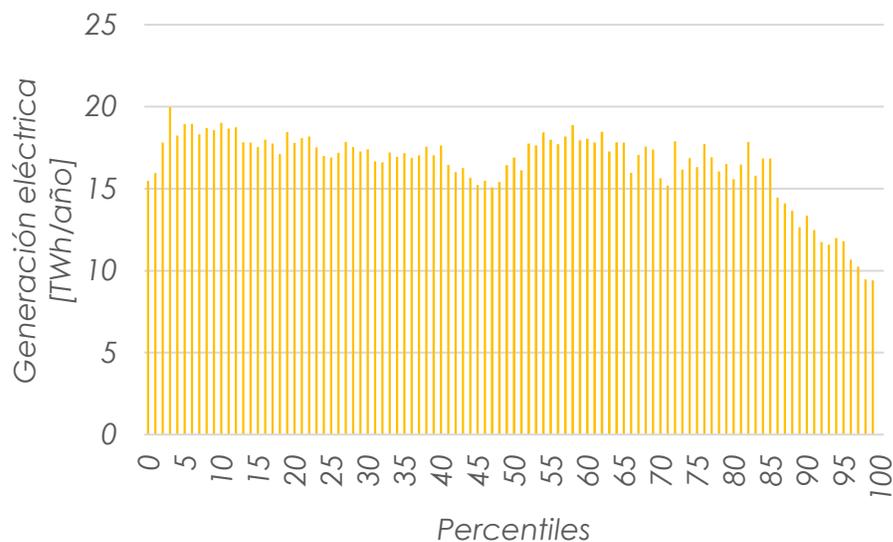


Figura 8 - Distribución de la generación solar PV en Costa Rica (Fuente: Inicio, 2021)

d) **Caracterización del potencial:** a partir de la distribución de factores de planta y capacidades instaladas por percentil estadístico a lo largo del territorio costarricense obtenidos en el paso anterior y con información sobre el costo de adquisición (CAPEX), costo de operación (OPEX) y tiempos de vida de los equipos

de generación renovable, es posible conocer la distribución de costos de generación eléctrica, o también conocido como Costo Nivelado de Electricidad o LCOE, por sus siglas en inglés.

El concepto de LCOE, en su forma simple, consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil.

Los modelos de cálculo de LCOE típicamente contienen variables como el costo de inversión necesario para construir la planta, la vida útil de la central eléctrica y el costo de operación y mantenimiento para cada año, entre otros. La ecuación de cálculo de LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n (I_t + G_t * (1 - IM) - D_t * IM)}{\sum_{t=1}^n E_t * (1 - IM)}$$

Donde:

*I* = Inversión

*G* = Gastos de Operación y Mantenimiento

*D* = Depreciación

*E* = Energía eléctrica generada

*IM* = Impuestos

*n* = Horizonte económico / vida útil de la planta

Para calcular el LCOE de la energía solar fotovoltaica y eólica se utilizaron los datos técnicos y económicos descritos en la Tabla 6.

Tabla 6 - parámetros económicos de las tecnologías de generación renovable. Fuente: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic and Future of Wind Power, 2019)

Tecnología	Año	CAPEX [USD/kW]	OPEX [%CAPEX/año]	Vida útil [Años]	Escala de generación [MW]
Solar PV	2020	900	2%	30	>50
	2030	450			
	2050	300			
Eólica	2020	1400	3%	30	3-5 por turbina
	2030	950			
	2050	750			

El cálculo de LCOE para el potencial renovable solar y eólico total del país resulta en curvas de distribución como las que se muestran para el año 2030 en las Figuras 9 y 10. En los sitios con mayor velocidad de viento durante más horas al año y en donde la irradiación solar es mayor, se obtienen costos menores de energía, debido a los mayores

factores de planta, que se traducen en mejor aprovechamiento de los activos de generación renovable: paneles o aerogeneradores.

Para 2030, 1641 TWh/año de energía solar fotovoltaica estarán entre los 23 y los 31 USD/MWh, mientras que la energía eólica, tendrá dentro del mismo rango de costos solo 70 TWh/año, además de 40 TWh/año adicionales por debajo de los 23 USD/MWh. Para poner estos números en contexto, durante el año 2018 el Instituto Costarricense de Electricidad, ICE, reportó ventas por 10.6 TWh de electricidad.

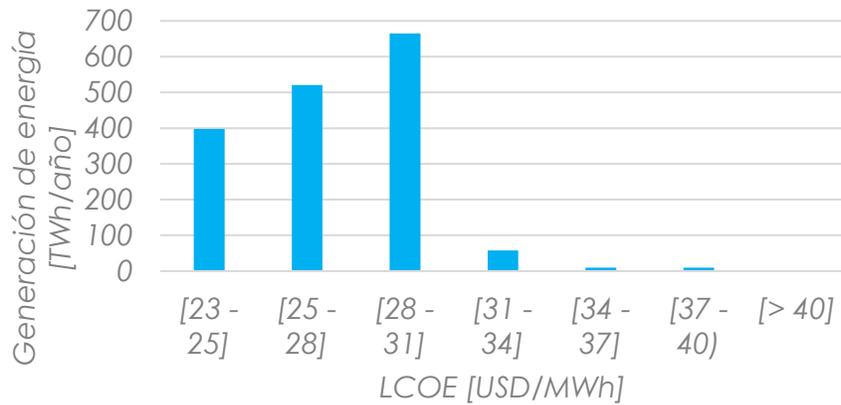


Figura 9 - Distribución del LCOE solar total de Costa Rica frente a su volumen de generación eléctrica. Año 2030 (Fuente: Hinicio, 2021)

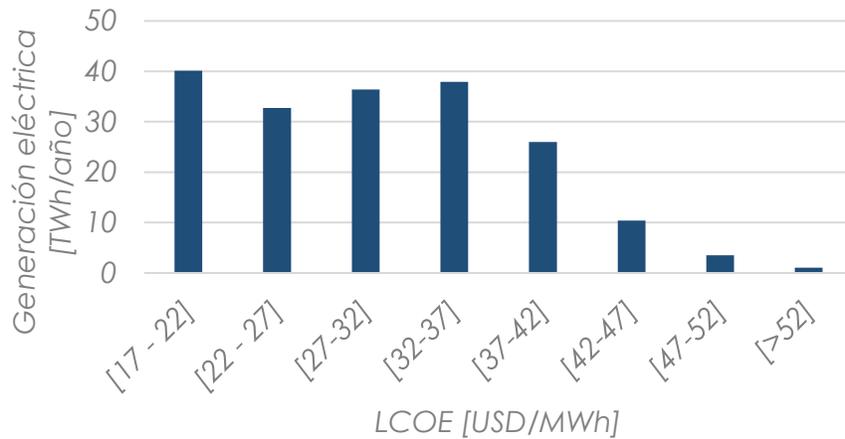


Figura 10 - Distribución del LCOE eólico total de Costa Rica frente a su volumen de generación eléctrica. Año 2030 (Fuente: Hinicio, 2021)

Con el objetivo de producir el hidrógeno del menor costo posible en Costa Rica, **este estudio considerará utilizar únicamente los 10 mejores percentiles de generación renovable de cada fuente.** En el caso de la energía solar fotovoltaica, estos percentiles

coinciden con factores de planta de entre 21 y 22%, mientras que para la energía eólica se ubican entre el 52 y el 59%.

Los costos nivelados de electricidad asociados a los 10 mejores percentiles solares y eólicos corresponden a valores entre los 20 y 25 USD/MWh en 2030 y un volumen de generación anual de 207 TWh/año, es decir: aproximadamente 20 veces el consumo de electricidad de Costa Rica en 2018. La distribución de LCOE frente al volumen de generación renovable se muestra en la Figura 11.

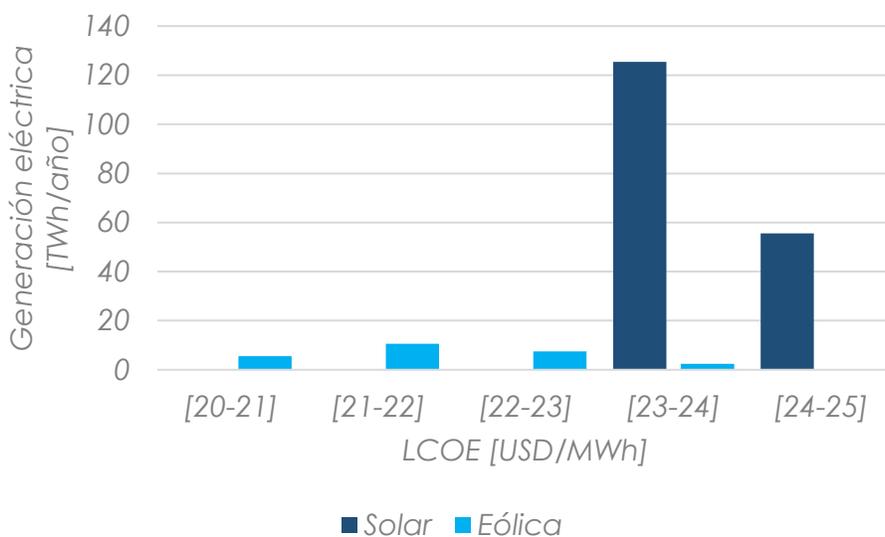


Figura 11 - Distribución de LCOE solar y eólico del potencial ideal para la producción de hidrógeno. Año 2030 [Fuente: Hinicio, 2021]

El instalar en Costa Rica la totalidad de plantas renovables solares y eólicas para producir los 207 TWh/año de los percentiles elegidos para la producción de hidrógeno, supondría dedicar 5% del territorio nacional a la instalación de parques fotovoltaicos y 1% más a parques eólicos, desplegados principalmente en la región noroeste del país, como se muestra en la figura 12.

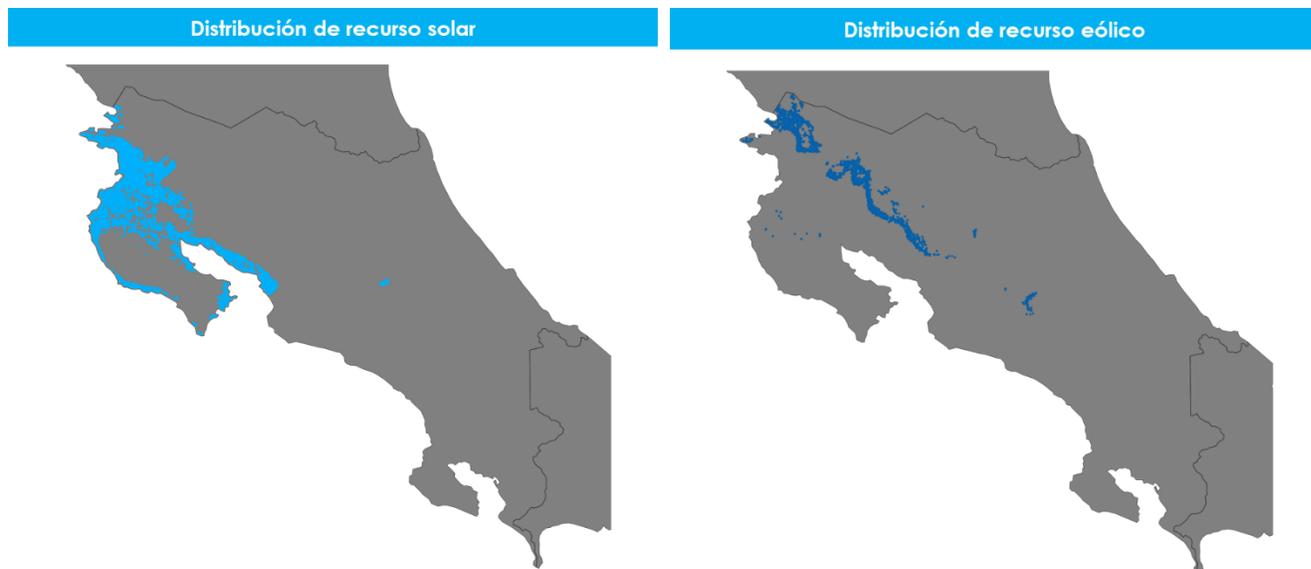


Figura 12 - Distribución geográfica del potencial renovable eólico y solar de Costa Rica para la producción de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

### Potenciales renovables geotérmico e hidroeléctrico

Por su naturaleza, el potencial renovable geotérmico e hidroeléctrico no son fácilmente dimensionales a través de metodologías como la que se mostró para los recursos eólico y solar. La hidroelectricidad demanda de mediciones en campo de caudales y rutas del flujo de agua mientras que la geotermia demanda exploraciones geológicas.

El cálculo del potencial geotérmico e hidroeléctrico es una actividad fuera del alcance de este estudio, sin embargo, el ICE ha cuantificado estos potenciales y los reporta en su Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales 2016 (ICE, Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales, 2016).

El ICE estima un potencial teórico técnico (aprovechable técnicamente con las tecnologías disponibles hoy en día) de 33 TWh/año (7137 MW de capacidad instalada) de energía hidroeléctrica y 5.3 TWh/año (875 MW de capacidad instalada) de energía geotérmica.

Sumado, el potencial renovable de las cuatro fuentes analizadas hasta ahora (considerando solo los mejores percentiles solar y eólicos), se obtiene un total de 244 TWh/año, lo cual rebasa significativamente la demanda proyectada del ICE de electricidad en Costa Rica, que podría rondar los 20 TWh/año. Esto nos permite saber que la generación eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional de Costa Rica no se vería comprometida por destinar energía renovable a la producción de hidrógeno verde.

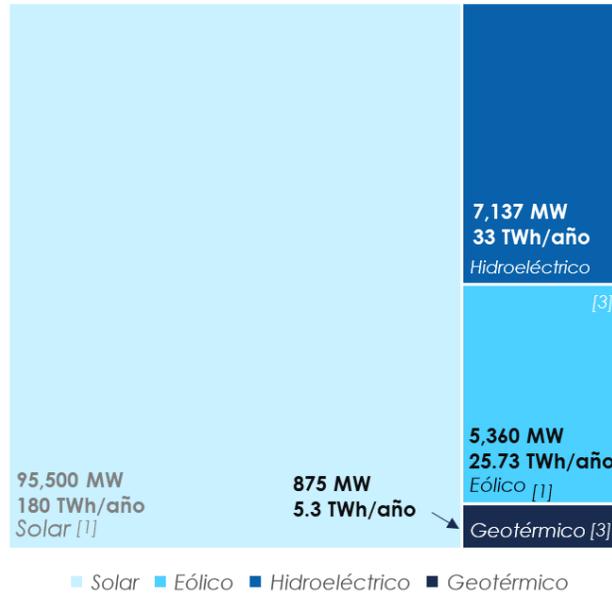


Figura 13 - Distribución del potencial renovable de Costa Rica por fuente. Generación y capacidad instalada (fuente: Hinicio e ICE)

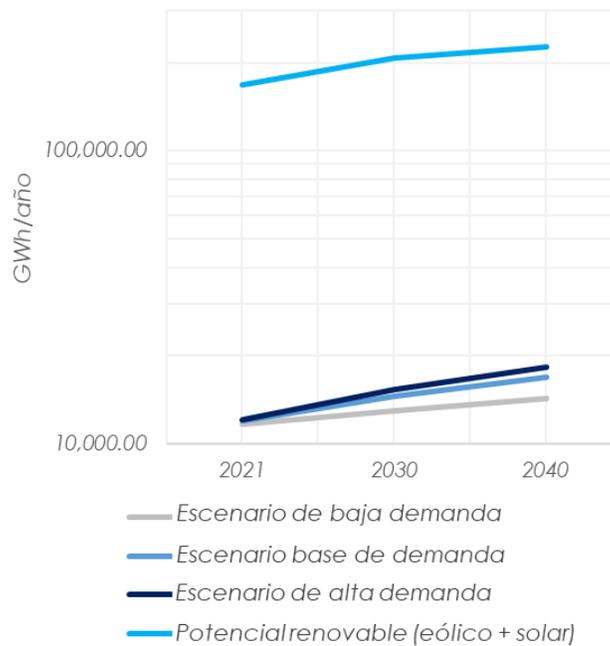


Figura 14 - Escenarios de crecimiento de demanda eléctrica de Costa Rica frente a su potencial renovable Fuente: Hinicio, 2021

La energía geotérmica representa algunas ventajas para la producción de hidrógeno verde, como proporcionar energía base para maximizar los factores de carga de los electrolizadores, sin embargo, en Costa Rica esta fuente de energía presenta algunos

retos que la posicionan más como una energía “de impulso” al hidrógeno que como una alternativa viable a largo plazo:

El potencial técnico teórico de la energía geotérmica en Costa Rica es bajo. Con solo 865 MW (datos ICE) frente a los 95 GW de energía solar y los más de 5,3 GW de energía eólica, además de que existen restricciones regulatorias para la producción de hidrógeno verde a través de la energía geotérmica en Costa Rica

De acuerdo con entrevistas desarrolladas con el ICE, actualmente la empresa no está dispuesta a usar energía geotérmica para producir hidrógeno por distintas razones, entre las que destacan:

- La energía geotérmica tiene un despacho eléctrico prioritario en Costa Rica: según el ICE, las plantas geotérmicas se utilizan para amortiguar la variabilidad que las plantas hidroeléctricas de paso y las energías renovables variables (eólica y solar fotovoltaica) representan para el sistema.
- No hay excedentes de energía geotérmica que ICE pueda aprovechar. Es una fuente de energía fácilmente almacenable (el vapor se puede mantener bajo tierra cerrando la válvula de salida) cuando la demanda de electricidad disminuye.
- Al ICE no se le permite (por ley) comercializar hidrógeno, por lo que invertir en plantas geotérmicas dedicadas a la producción de hidrógeno no es una opción en el corto plazo.
- Solo ICE puede aprovechar los recursos geotérmicos (no se permite la intervención privada)
- La producción geotérmica no es competitiva en costos frente a otras fuentes de producción de hidrógeno. Debido a sus costos de exploración y la infraestructura para la extracción de calor subterráneo y el transporte a la planta de generación, esta energía reporta costos nivelados de electricidad entre 50 y 100 USD / MWh a nivel mundial (IRENA).

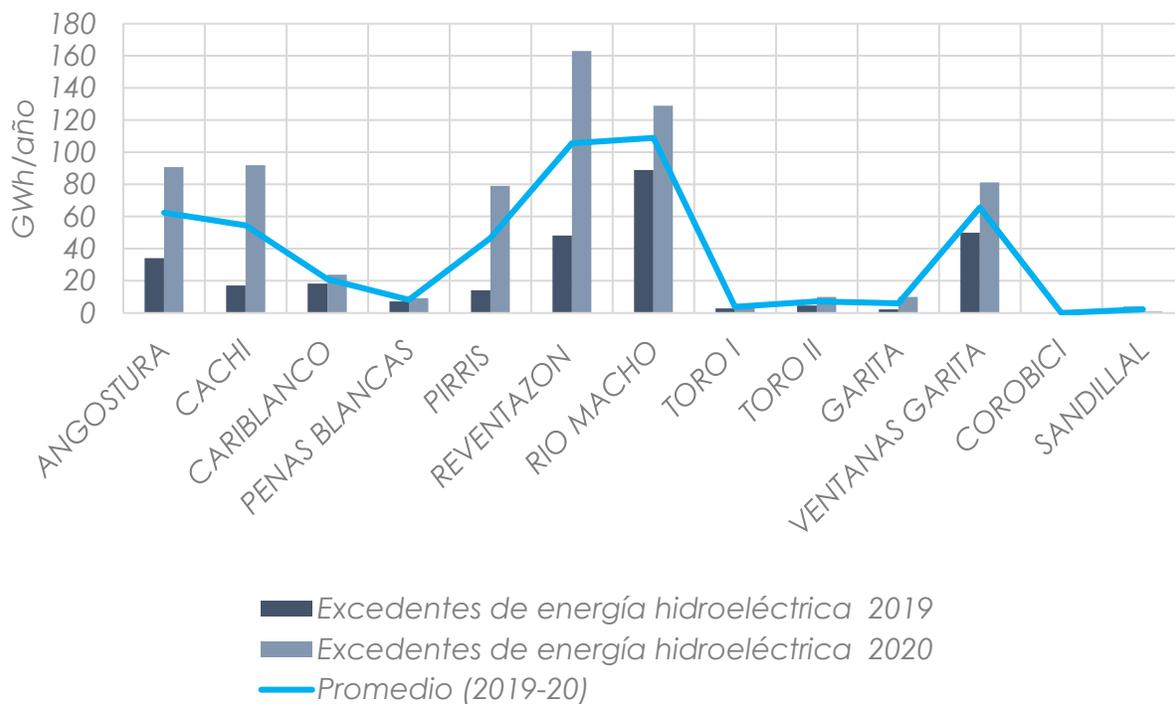
Considerando las restricciones regulatorias de la energía geotérmica en Costa Rica expuestas, se podría pensar en alternativas para su solución, por ejemplo:

- Crear mecanismos regulatorios para que al ICE se le permita comercializar hidrógeno verde
- Dinamizar el mercado eléctrico costarricense para permitir que actores privados nacionales e internacionales puedan invertir en la exploración, construcción y operación de nuevas plantas geotérmicas en el país.
- Buscar mecanismos mediante los cuales se logren costos más competitivos para este recurso energético en el territorio nacional. Por ejemplo: crear tarifas diferenciales para la producción de hidrógeno, con respecto a las tarifas actuales establecidas por ARESEP.

- *Buscar sinergias para la optimización de los intercambios energéticos entre el mercado eléctrico costarricense y el MER.*
- *Analizar modelos de negocio tales como:*
  - *Uso de plantas geotérmicas depreciadas para la producción de hidrógeno*
  - *Uso de plantas de gran capacidad para uso mixto: producción de H2 y suministro a la red*
  - *Uso de plantas híbridas solar – geotermia o eólica – geotermia para reducir el LCOE promedio y aumentar los factores de planta de los electrolizadores.*

*Por otra parte, se ha discutido la posibilidad de aprovechar los excedentes de energía hidroeléctrica que actualmente posee el país. Para valorar esta posibilidad se le solicitó al ICE, mediante entrevistas, información sobre los volúmenes de energía hidroeléctrica que actualmente no son aprovechados.*

*Los datos compartidos por el ICE para los años 2019 y 2020 muestran que los excedentes de energía hidroeléctrica varían desde los 291 hasta los 693 GWh/año, siendo Reventazón, Río Macho y Ventanas Garita algunas de las centrales hidroeléctricas que más excedentes reportan.*



*Figura 15 - Excedente de energía hidroeléctrica en Costa Rica 2019 -2020 (Fuente: ICE en entrevista con Hinicio)*

Costa Rica es un país con importante despliegue de energía hidroeléctrica y geotérmica, sin embargo, estas fuentes son utilizadas primordialmente para alimentar al sistema eléctrico nacional. En las etapas tempranas de producción de hidrógeno estas fuentes podrán servir como impulsores de la tecnología, sin embargo, en el mediano y largo plazo Costa Rica deberá desplegar importante infraestructura solar y eólica para satisfacer su demanda de hidrógeno, cómo se verá en capítulos más adelante.

En lo que respecta a los costos nivelados de electricidad de la geotermia e hidroelectricidad se consultó al BID quien sirvió como mediador para encontrar datos de estas dos tecnologías. Los datos fueron proporcionados por ARESEP a través del BID.

En los datos entregados, ARESEP clasificó las plantas hidroeléctricas en: Hidroeléctrico, Hidro-Filo Agua e Hidro-Embalse. En este estudio se emplean los datos de las hidroeléctricas-embalse por ser las que mayor cantidad de energía producen y a su vez son las más económicas. En la Figura 16 se muestra el LCOE para 7 hidroeléctricas del tipo hidroeléctrica-embalse, en esta figura también se puede observar el LCOE promedio ponderado (59.2 USD/MWh) que ha sido calculado considerando los volúmenes de energía que cada hidroeléctrica produce anualmente y su respectivo LCOE.



Figura 16 - Costo nivelado de electricidad en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica (Fuente: Inicio con información de ARESEP)

ARESEP también proporcionó los datos de factor de planta para las hidroeléctricas de Costa Rica para las cuales se encontró que el promedio es del 41 %. La Figura 17 muestra el factor de planta en hidroeléctricas-embalse para Costa Rica.

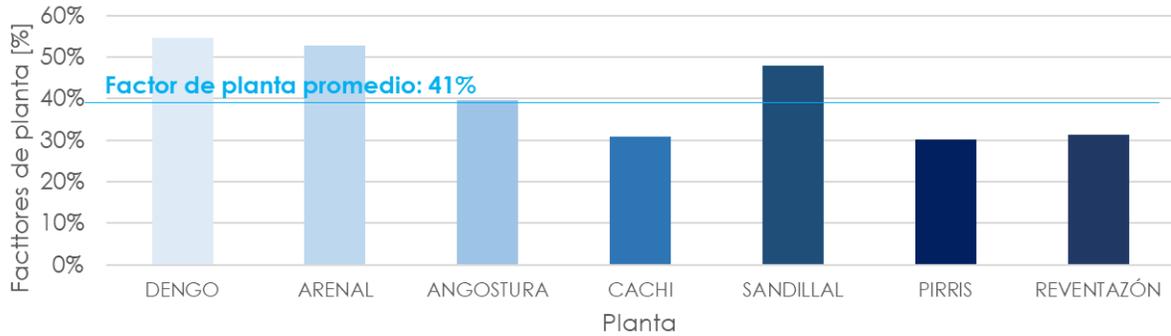


Figura 17 - Factor de planta en hidroeléctricas-embalse en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP)

Con respecto a plantas geotérmicas, ARESEP reportó 7 en total, en su conjunto estas plantas producen 1.3 TWh al año. El costo nivelado de electricidad promedio ponderado fue calculado también para este tipo de plantas, de igual manera a cómo se calculó para las plantas hidroeléctricas. Los datos de LCOE pueden observarse en la Figura 18 y los factores de planta se muestran en la Figura 19.

Como el lector podrá observar, los datos proporcionados por ARESEP demuestran que el LCOE promedio ponderado de la energía geotérmica es un 60 % más costoso que la hidroeléctrica, mientras que el factor de planta lo es en un 53 % mayor. Sin embargo, las plantas hidroeléctricas-embalse producen 3.9 TWh por año.

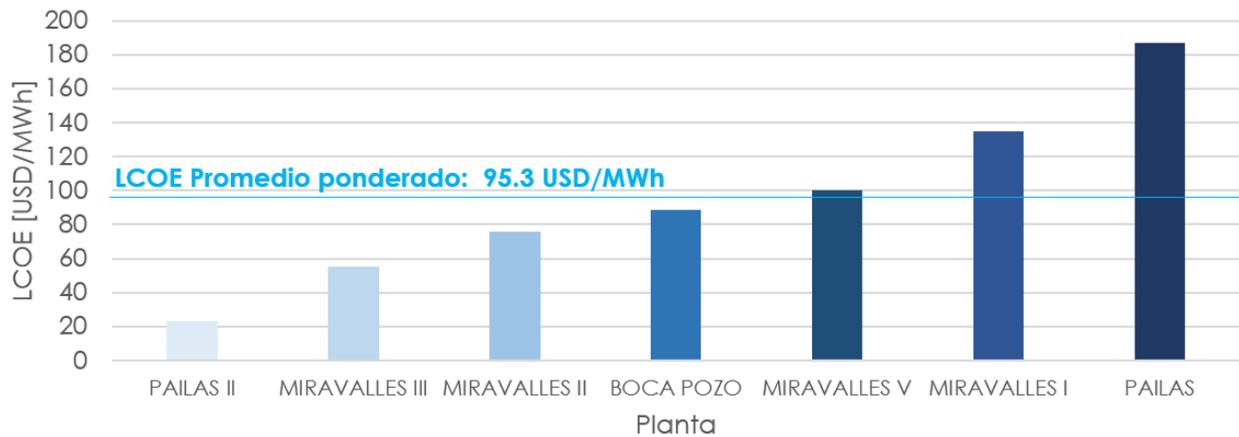


Figura 18 - Costo nivelado de electricidad para plantas geotérmicas en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP)

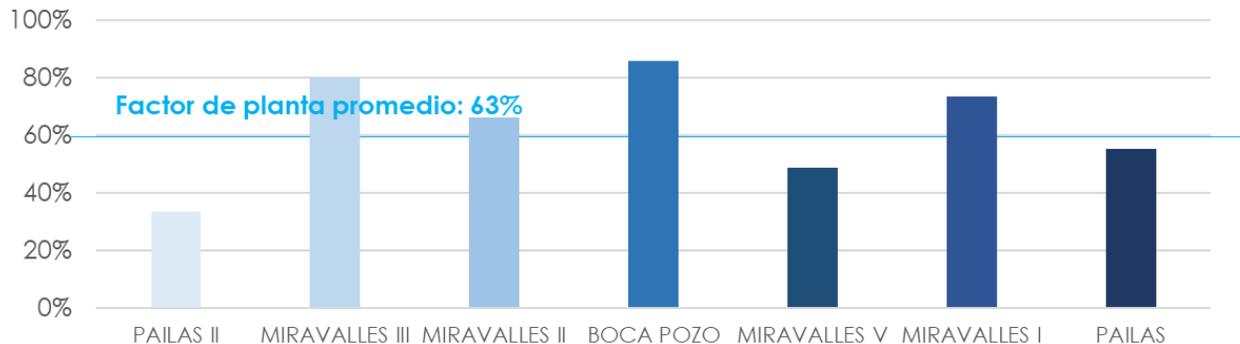


Figura 19 - Factor de planta para plantas geotérmicas en Costa Rica (Fuente: Hinicio con información de ARESEP)

A diferencia de la energía eólica y solar fotovoltaica, la geotermia e hidroelectricidad son tecnológicamente maduras que han estado en el mercado por muchos años, por lo tanto, no se prevé una disminución del LCOE por parte de estas tecnologías a lo largo del tiempo de análisis de este trabajo.

De manera resumida, la Figura 20 muestra la evolución de los LCOE para las cuatro tecnologías de generación renovable (hidroeléctrica, geotérmica, eólica y solar fotovoltaica) en el período 2020-2050. Cabe recordar que la energía solar fotovoltaica como también la eólica, irán mejorando sus LCOE a medida que estas fuentes de generación mejoran tecnológicamente, por otro lado, tal como se acaba de mencionar, la hidroeléctrica y geotérmica se mantienen constantes respecto a los valores reportados por el ARESEP.

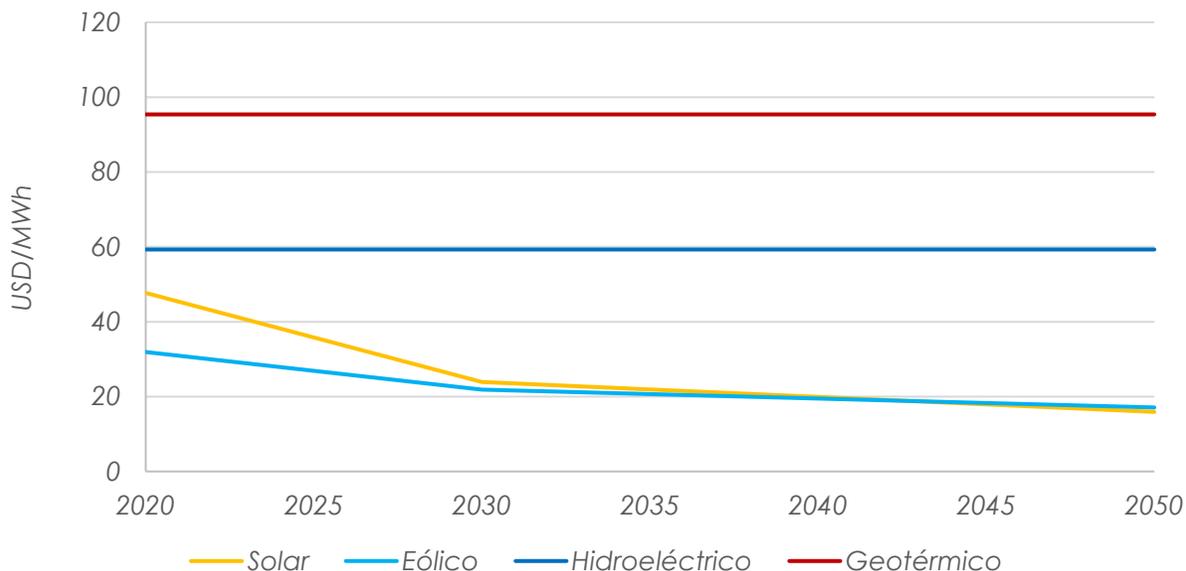


Figura 20 - Evolución del costo nivelado de electricidad de la energía solar, eólica, geotérmica, hidroeléctrica (Fuente: Hinicio con información propia y de IRENA)

## Potencial de producción de hidrógeno

Con la información obtenida sobre los potenciales renovables, su volumen de generación eléctrica y los costos de electricidad por fuente, ahora es posible calcular el volumen de hidrógeno que Costa Rica podría producir anualmente.

Las principales variables involucradas en el cálculo del volumen de producción de hidrógeno de Costa Rica son el potencial de generación renovable y la eficiencia de los electrolizadores, mientras que para el cálculo de costos de este hidrógeno es necesario conocer el costo nivelado de electricidad el CAPEX de los electrolizadores, así como su vida útil y los factores de planta bajo los cuales operarán.

El costo nivelado de hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) es un indicador homólogo al costo nivelado de electricidad. El LCOH es un cálculo del volumen de hidrógeno que producirá una planta, así como todos los costos asociados a su instalación y operación durante su vida útil. El resultado es un número, en USD/kg de hidrógeno, en valor presente, que representa el costo de producción de cada kilogramo de hidrógeno generado en la planta.

La ecuación del LCOH es la siguiente:

$$LCOH_{USD/kg} = \frac{\sum_{t=0}^t \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{kgH2_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

CAPEX: Gastos de Capital.

OPEX: Gastos operacionales (incluyendo el costo de la electricidad (LCOE) y agua)

t: Año de operación

r: Tasa de descuento

Kg H<sub>2</sub>: H<sub>2</sub> (kg) producción por año

La tabla 7 muestra un resumen de los indicadores utilizados para el cálculo del volumen y costo de hidrógeno en Costa Rica.

Tabla 7 - Parámetros para el cálculo del volumen de producción y costo nivelado de hidrógeno en Costa Rica.

	2021	2030	2040	2050
LCOE Solar [USD/MWh]	47.8	23.9	19.8	15.9
LCOE Eólico [USD/MWh]	31.9	21.6	20.3	17.1

LCOE Hidro [USD/MWh]	59.2	59.2	59.2	59.2
LCOE Geo [USD/MWh]	95.3	95.3	95.3	95.3
Factor de planta Solar [%]	21.6%	21.6%	21.6%	21.6%
Factor de planta Eólico [%]	55.5%	55.5%	55.5%	55.5%
Factor de planta Hidro [%]	41%	41%	41%	41%
Factor de planta Geo [%]	63%	63%	63%	63%
CAPEX Electrolizador [USD/kW]	1,090	650	450	300
Eficiencia Electrolizador [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	55	51	49	48
Vida útil del stack [horas]	40,000	70,000	85,000	90,000
Consumo de agua [l/kg H <sub>2</sub> ]	16	13	12	11

*Al ser la electrólisis una tecnología joven y aún en investigación, se prevé que durante los próximos años mejore su desempeño y aumente su eficiencia, lo cual significa una menor demanda de energía por kilogramo de hidrógeno producido, pero también un potencial total de generación de hidrógeno más grande para Costa Rica, al poder producir más gas con la misma cantidad de energía.*

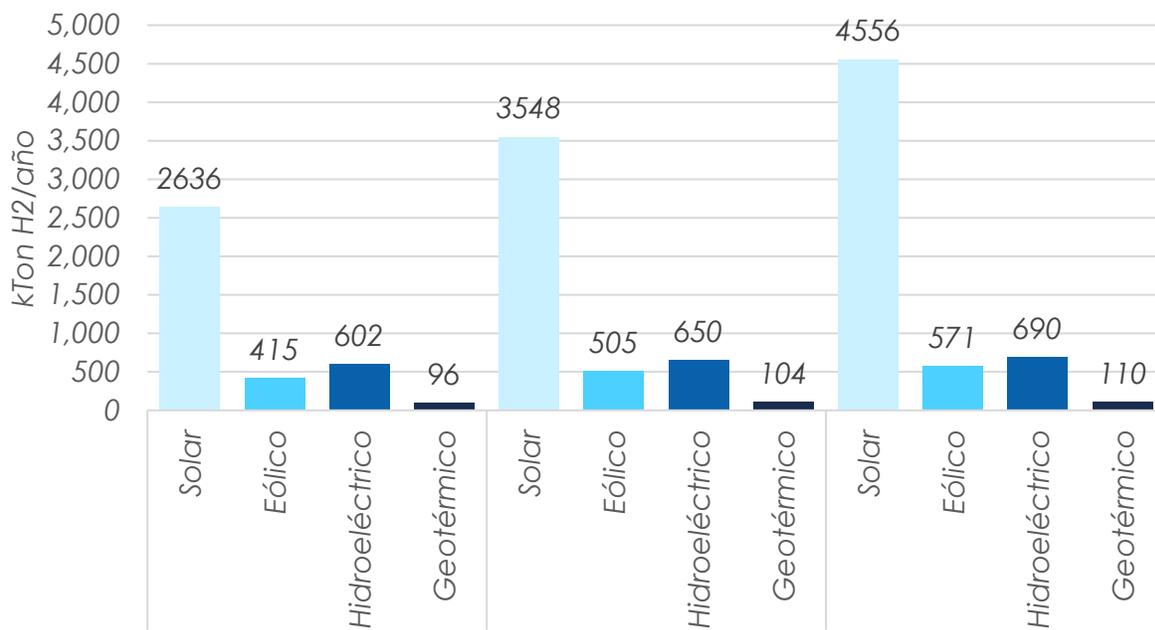


Figura 21 - Potencial de producción de hidrógeno por fuente renovable en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)

De acuerdo con las estimaciones realizadas, el potencial de producción de hidrogeno de Costa Rica a partir de energía solar fotovoltaica podría aumentar de 2636 kilo toneladas de hidrógeno anuales a más de 4500, lo que representa un aumento del 70% debido a la mejora tecnológica tanto de los sistemas de generación renovable como de los electrolizadores. Para las tecnologías de generación renovable con mayor madurez tecnológica como la hidroelectricidad, el aumento en el potencial de producción de hidrógeno sólo será de entre el 15 y 20%.

Los costos de producción de hidrógeno también cambiarían significativamente al disminuir el costo de las tecnologías de producción y también el de la energía renovable con la que es generado. Utilizando los valores de la tabla 7 para calcular el LCOH en Costa Rica se obtiene que actualmente el país podría producir hidrógeno a costos tan bajos como 3.36 USD/kg con energía eólica, misma que se mantendrá como la fuente más barata incluso en 2050.

Por su parte, la energía solar fotovoltaica es actualmente la fuente más cara para producir hidrógeno, sin embargo, se espera que sus costos decrezcan significativamente quedando como la segunda fuente renovable más competitiva en 2050 y como la fuente de mayor potencial en volumen de producción.

Finalmente se observa que el costo de hidrógeno producido con energía hidroeléctrica o geotérmica disminuirá entre 2021 y 2050 pero sólo por efecto de la reducción de costos de los electrolizadores y el aumento de su eficiencia. El costo de producción de electricidad de estas fuentes podría permanecer constante en el tiempo, ya que utilizan tecnologías maduras y altamente desarrolladas.

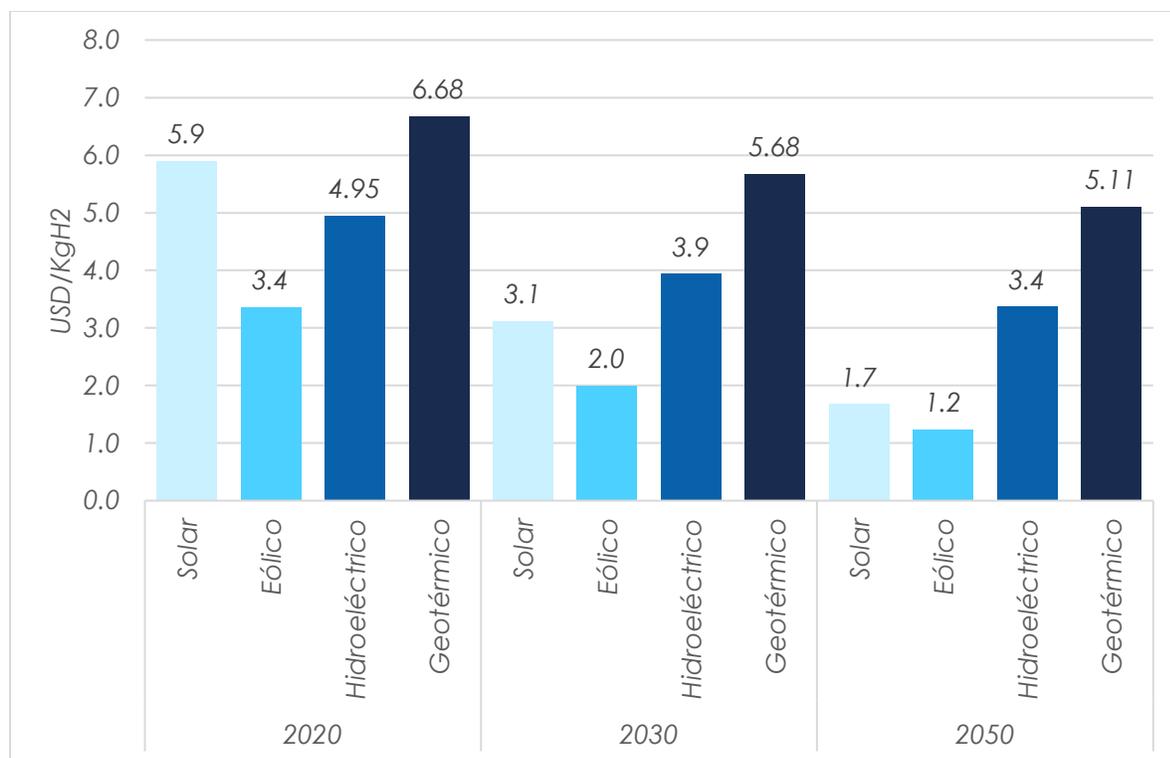


Figura 22 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en 2021, 2030 y 2050 (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH)

### Definición de escenarios para proyecciones de costo

Cuando se busca pronosticar el comportamiento de un nuevo mercado cómo es el hidrógeno verde, existe un gran número de incertidumbres que van desde la capacidad de producción de equipos para la cadena de valor, hasta su nivel de precios, la adopción que tendrán en el futuro y la existencia de potenciales tecnologías competidoras desarrolladas en el futuro.

Para reducir la incertidumbre de las proyecciones, comúnmente se utilizan escenarios, donde se aplican distintas consideraciones a los factores que más impacto podrían tener en la adopción de una nueva tecnología. En este estudio se desarrollaron 2 escenarios para pronosticar la adopción del hidrógeno en distintos sectores industriales en Costa Rica, los cuales están estrechamente relacionados con las metas de descarbonización del país, por lo que se les ha nombrado:

- **Escenario 2°C (conservador):** Es un escenario con intervenciones de política pública que resultan compatibles con las metas NDCs de Costa Rica, donde el hidrógeno verde juega un papel menor en su cumplimiento.
- **Escenario 1.5°C: (altamente comprometido):** Es un escenario con intervenciones de política pública que resultan compatibles con una meta de emisiones netas

iguales a cero en el año 2050, donde el hidrógeno verde juega un rol importante en el cumplimiento de dicha meta.

Se ha descartado la posibilidad de evaluar un escenario Business as usual (BAU) debido a que este no representa una mejora ante los compromisos de reducción de GEI. Incluso, el escenario BAU supone un aumento en la emisión neta de GEI aportados por Costa Rica. Bajo tal escenario, no existiría un papel para el hidrógeno verde.

La identidad de cada escenario se construye a través de la caracterización de cuatro criterios: los objetivos de descarbonización, transición energética, inversión pública y privada y desarrollo tecnológico y económico.

### Objetivos de descarbonización

En ambos escenarios Costa Rica cuenta con importantes compromisos para la mitigación del cambio climático. En el escenario 2°C Costa Rica cumple con sus NDC mientras que en el escenario 1.5°C el país va más allá y hace que su política climática sea compatible con esta meta internacional. (ClimateActionTracker, 2021)

Tabla 8 - Caracterización de escenarios - Objetivos de descarbonización (Fuente: Hinicio, 2021)

Escenario 2°C	Año	Escenario 1.5°C
Costa Rica (CR) es parte del Acuerdo de París y reiteró su posición al informar y actualizar sus NDCs a 2020. CR ha desarrollado un nuevo marco legal e institucional para la acción climática. Uno de sus pilares es el Plan Nacional de Descarbonización presentado en 2019 como la Estrategia de Largo Plazo (ELP) en el cual se plantea la creación de una Hoja de Ruta para consolidación de Clúster de Hidrógeno.	2021	El gobierno de Costa Rica inicia esfuerzos para adoptar el hidrógeno a más tardar en 2022 como tecnología para respaldar el cumplimiento de sus NDC.
Costa Rica cumple con sus compromisos climáticos para 2030. El H <sub>2</sub> tiene una pequeña participación en algunos sectores económicos del mercado al encontrar espacio entre otras tecnologías disponibles para la descarbonización de Costa Rica.	2030	Costa Rica excede sus metas expuestas en sus NDC. El H <sub>2</sub> se emplea en gran medida en sectores que son difíciles de descarbonizar con otras tecnologías acelerando su participación en la descarbonización de la economía costarricense.
Costa Rica sigue cumpliendo con sus compromisos climáticos	2050	Costa Rica permanece en el Acuerdo de París y en las iniciativas

<p>de acuerdo con sus NDC. Las tecnologías de H<sub>2</sub> son parte de las soluciones para descarbonizar la economía, con una participación de mercado que corresponde a su competitividad en costos.</p>		<p>globales más ambiciosas para la neutralidad de carbono. Además, se convierte en un actor importante en el desarrollo y adopción temprana de la economía del H<sub>2</sub> en la región, convirtiéndolo en abanderado del uso del H<sub>2</sub> como alternativa a la descarbonización.</p>
---	--	---

### Transición energética

El criterio de transición energética busca caracterizar la forma en la que el uso y aprovechamiento de la energía impactará en la descarbonización de Costa Rica. El país actualmente tiene una matriz energética con un bajo contenido en emisiones sin embargo aún hay oportunidad para la adopción de tecnologías renovables de generación y sistemas eficientes de consumo.

Tabla 9 - Caracterización de escenarios - Transición energética (Fuente: Hinicio, 2021)

Escenario 2°C	Año	Escenario 1.5°C
<p>Costa Rica tiene un marco regulatorio que apoya la adopción continua de energías renovables y tecnologías para la descarbonización de su economía.</p>	2021	<p>Costa Rica incluye tempranamente el hidrógeno en su marco regulatorio como vector energético y de descarbonización.</p>
<p>Costa Rica cumple con sus compromisos climáticos y de descarbonización para el 2030. La tendencia de reducción de emisiones por sector para este año, de acuerdo con las intervenciones del Plan de Descarbonización son cumplidas a cabalidad. Se logra reducir un 25% las emisiones netas de gases de efecto invernadero con respecto a las del 2020.</p>	2030	<p>Costa Rica sobrepasa sus compromisos climáticos y de descarbonización para el 2030. La tendencia de reducción de emisiones por sector para este año, de acuerdo con las intervenciones del Plan de Descarbonización son cumplidas a cabalidad. Se logra reducir un 45% las emisiones netas de gases de efecto invernadero con respecto a las del 2020.</p>
<p>Costa Rica ha cumplido sus objetivos de descarbonización de acuerdo con sus metas NDC. Para 2050, Costa Rica ya ha reducido a la mitad sus emisiones netas de gases de efecto invernadero con respecto a las del 2020.</p>	2050	<p>Costa Rica ha cumplido sus objetivos de descarbonización de acuerdo con sus metas NDC. Para 2050, Costa Rica ha alcanzado su meta de emisiones netas iguales a cero.</p>

## Inversión pública y privada

Para cumplirse, los compromisos de descarbonización deberán acompañarse de planes de inversión: tanto pública como privada, para financiar las acciones de mitigación necesarias. Este criterio caracteriza el comportamiento de las inversiones para cumplir los compromisos de cambio climático de cada escenario.

Tabla 10 - Caracterización de escenarios - Inversión pública y privada (Fuente: Hinicio, 2021)

Escenario 2°C	Año	Escenario 1.5°C
Actores públicos y privados realizan inversiones para llegar a los objetivos NDC de Costa Rica. Se favorece la inversión en tecnologías de descarbonización maduras y demostradas, desarrolladas en otros países.	2021	Los actores públicos y privados comienzan a planificar inversiones en tecnologías de H <sub>2</sub> que permitan realizar pruebas antes de que sean plenamente competitivas en el mercado.
La inversión en la tecnología del H <sub>2</sub> es mantenida por actores públicos y privados de forma tímida y conservadora. No se esperan paridades de costo antes de esta fecha.	2030	El ecosistema del H <sub>2</sub> en Costa Rica está madurando, con proyectos piloto en la mayoría de los segmentos viendo la paridad de costos con energéticos, combustibles y tecnologías sustitutas. Hay una adopción temprana de del H <sub>2</sub> verde a medida que alcanzan la paridad de costos.
Las inversiones de Costa Rica en hidrógeno para los diferentes sectores de la economía nacional, aumenta en aquellos puntos temporales donde para cada industria se encuentra la paridad de costo, logrando una adopción de las tecnologías relativas a la economía del hidrógeno conservadora y determinada por la paridad de costos.	2050	Las inversiones en hidrógeno han seguido aumentando desde 2020 hasta 2050. Costa Rica tiene un mercado de hidrógeno maduro, que cubre la demanda nacional y permite algunas exportaciones. Las inversiones han permitido que las cadenas de valor nacionales desarrollen tecnología y creen empleo.

## Desarrollo tecnológico y económico

En los próximos años el hidrógeno al igual que el resto de tecnología cero emisiones evolucionarán técnicamente, disminuirán sus costos y ganarán participación de mercado en los distintos sectores industriales en donde participen. Este criterio busca

caracterizar la participación del hidrógeno para cumplir distintos los niveles de compromiso al cambio climático descritos en cada escenario.

Tabla 11 - Caracterización de escenarios - Desarrollo tecnológico y económico (Fuente: Hinicio, 2021)

Escenario 2°C	Año	Escenario 1.5°C
El H <sub>2</sub> verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico en casi todas las aplicaciones. Aún no hay muchas aplicaciones económicamente viables para el uso del H <sub>2</sub> verde en la industria	2021	El hidrógeno verde está emergiendo como un importante integrador de la industria y se esperan mejoras en el rendimiento técnico y económico en casi todas las aplicaciones.
El H <sub>2</sub> ha mejorado modestamente su rendimiento, siguiendo sus indicadores técnicos y económicos según las proyecciones de las agencias energéticas más activas en la materia (DOE, IEA, etc.). El H <sub>2</sub> ha tenido una mejora en los costos ganando competitividad respecto a otras tecnologías	2030	Las tecnologías y los costos del H <sub>2</sub> verde han mejorado sus indicadores técnicos según las proyecciones de las agencias energéticas más activas en la materia (DOE, IEA, etc.).
El H <sub>2</sub> cumplió solo con algunos de los objetivos de mejora del rendimiento (DOE, IEA, IRENA, etc.). Otras tecnologías limpias también mejoraron su rendimiento y costos y por tal motivo consiguieron una cuota de mercado significativa por aplicación.	2050	El impulso global del H <sub>2</sub> verde hizo que el rendimiento tecnológico de las aplicaciones de este vector energético fuera igual o mejor que las proyecciones de 2020. En consecuencia, el H <sub>2</sub> adquiere cuotas de mercado iguales o superiores a las previstas por el Consejo del H <sub>2</sub> en 2020 valiéndose también de su competitividad en costos.

### Variables para el análisis de competitividad del hidrógeno

Además de los criterios caracterizados en las tablas 8 a 11, es necesario describir el comportamiento de algunas variables para pronosticar la competitividad económica del hidrógeno frente a las alternativas tecnológicas convencionales. Las variables analizadas son las siguientes:

a) **Costo de combustibles fósiles:** se utilizan pronósticos del costo de combustibles fósiles en Costa Rica desarrollados por el Instituto Costarricense de Electricidad, ICE en su (ICE, Plan De Expansión De La Generación Eléctrica 2018–2034, 2018).

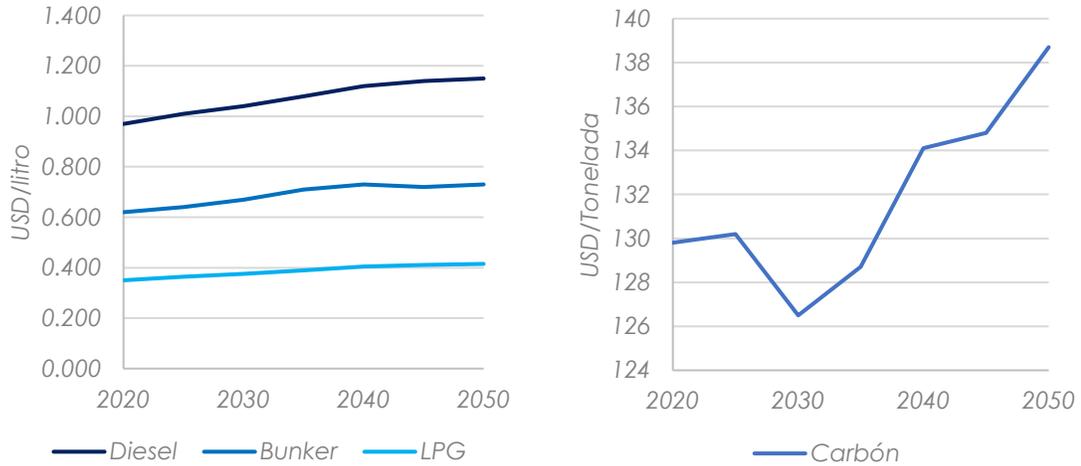


Figura 23 - Evolución del costo de combustibles fósiles en Costa Rica (Fuente: ICE, 2018)

b) **Costo de la energía eléctrica de red:** se utilizan proyecciones del costo de electricidad de tarifa industrial en zona conectada y en zonas no interconectadas al sistema eléctrico nacional. La información de 2018 a 2040 se obtiene de Proyecciones de la Demanda Eléctrica De Costa Rica 2018-2040 y se extrapola de 2040 a 2050. (ICE, Proyecciones de la Demanda Eléctrica De Costa Rica 2018 - 2040, 2018)

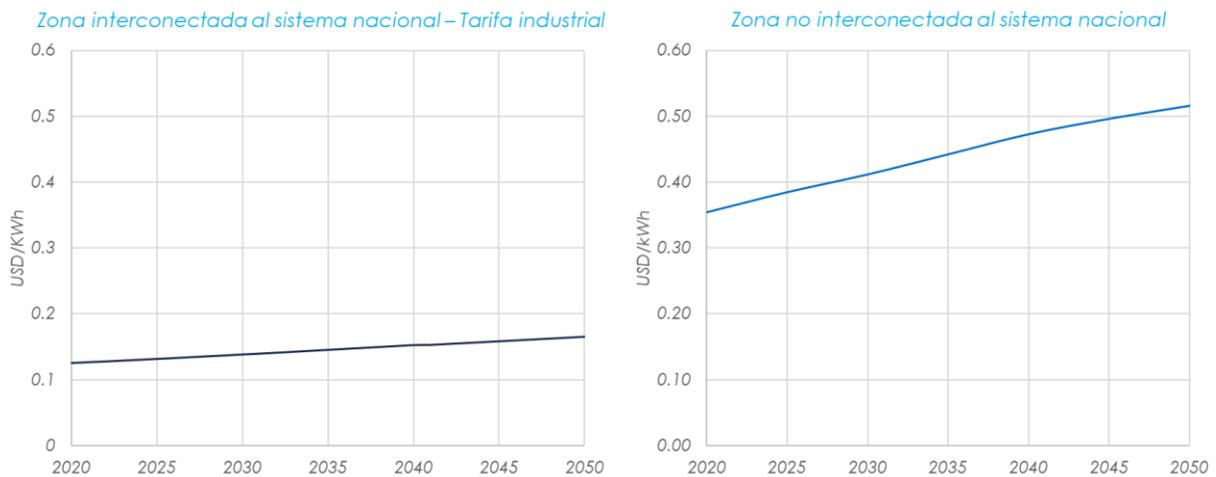


Figura 24 - Evolución del costo de la electricidad en tarifa industrial (Fuente: ICE, 2018)

c) **Impuestos al CO<sub>2</sub>:** los impuestos al carbono se han identificado a través de múltiples estudios internacionales como uno de los posibles detonantes de la

adopción acelerada del hidrógeno en el mundo. Dada su relevancia, esta variable se analiza de forma distinta en cada escenario.

El gobierno de Costa Rica ha declarado en su Plan Nacional de Descarbonización una reforma fiscal verde, mediante la que se busca gravar externalidades negativas como la contaminación del aire. Por el momento, la reforma fiscal verde en Costa Rica se encuentra en elaboración, motivo por el cual se asumirá para este estudio los impuestos al CO<sub>2</sub> basados en los ya implementados o propuestos en otros países.

Países como Suecia y Suiza se encuentran entre los países con las políticas más estrictas para gravar el CO<sub>2</sub> en el mundo. Por este motivo, se emplearán los mismos impuestos propuestos por estos países en el escenario 1.5 °C.

Por su parte, Corea e Islandia son países que también han adoptado políticas para gravar al CO<sub>2</sub>, con la diferencia que han sido más conservadores al respecto, por tal motivo se usarán como referencia los impuestos de estos países para definir los impuestos de Costa Rica como un marco de referencia en el escenario 2.0 °C.

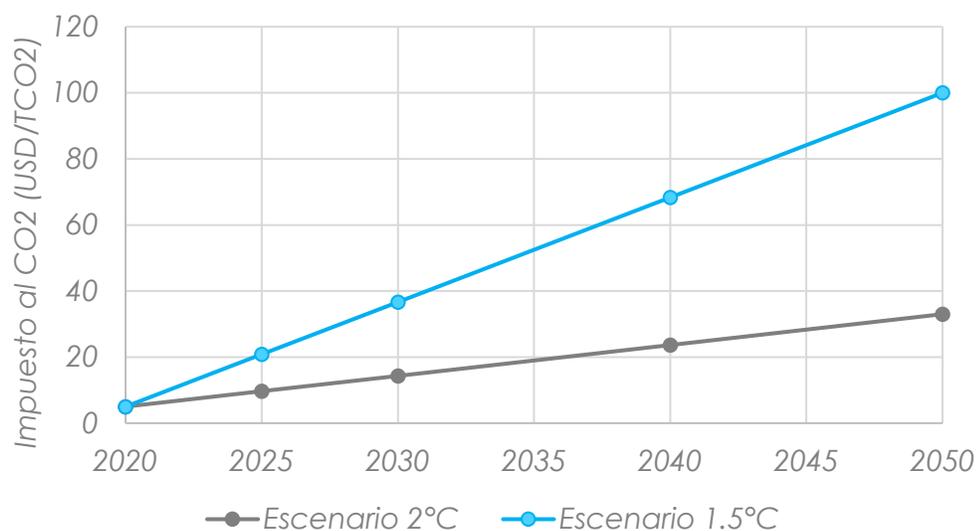


Figura 25 - Evolución del impuesto al carbón en Costa Rica por escenario (Fuente: Hinicio 2021)

- d) **Costo de las tecnologías de hidrógeno:** en los próximos años y conforme aumente la demanda de los equipos, las tecnologías de hidrógeno reducirán sus costos por efecto de la optimización en el uso de materiales, el aumento de la escala de producción y la automatización de los procesos. Esto aplicará para la mayoría de los equipos en la cadena de valor de hidrógeno sin embargo será de especial interés el precio de los electrolizadores, ya que son una pieza clave para la

producción de hidrógeno verde, y el precio por kilogramo de este gas depende en buena medida del costo de estos equipos.

Debido a la incertidumbre en cuanto a la evolución de precios de electrolizadores y a su relevancia para la adopción del hidrógeno verde, esta variable se analiza de forma distinta en cada escenario partiendo del mismo valor en 2021 de aproximadamente 1090 USD/kW y evolucionando hacia 2050 a los 300 USD/kW en el escenario 2.0°C y 450 USD/kW en el escenario 1.5 °C.

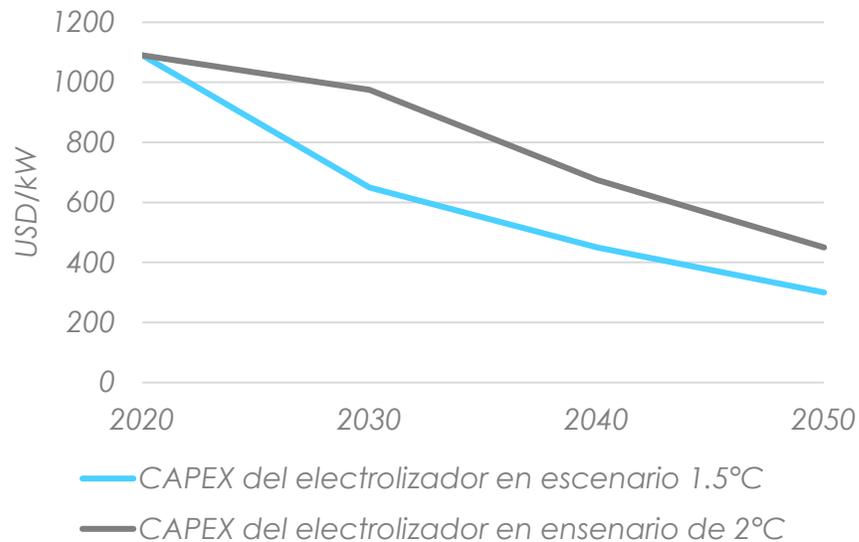


Figura 26 - Evolución del costo de electrolizadores de 2021 a 2050 (Fuente: Hinicio con información de IEA y BNEF)

**Desempeño técnico de las tecnologías de hidrógeno:** el aumento de la manufactura de equipos de producción y consumo de hidrógeno traerá importantes avances en cuanto a su desempeño. manteniendo el interés en los electrolizadores. Se prevé que estos equipos mejorarán tres principales características: su eficiencia (menor consumo de energía eléctrica), aumentarán su vida útil (mayor tasa de aprovechamiento de los equipos) y disminuirán su consumo de agua (reducción en costos de operación). Estas 3 características se proyectan bajo distinto comportamiento en cada escenario como se muestra a continuación.

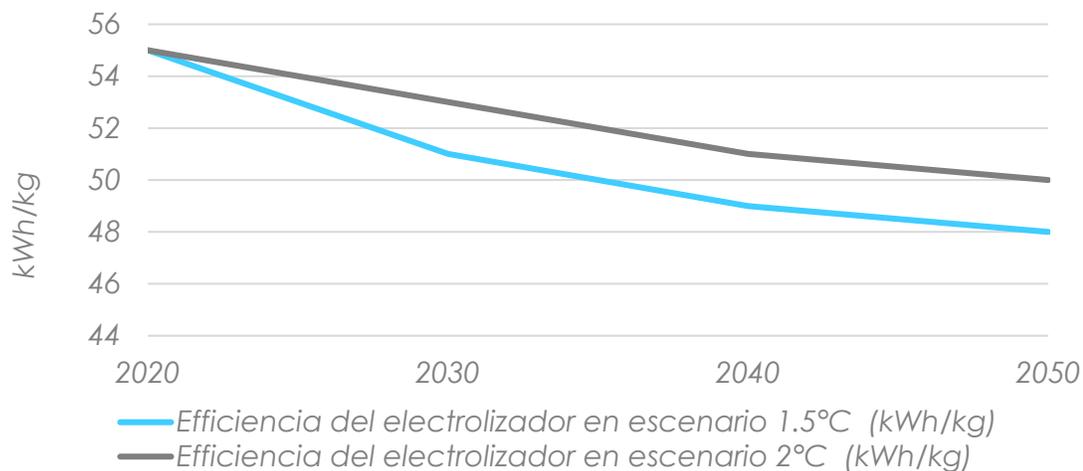


Figura 27 - Evolución de la eficiencia de los electrolizadores en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Hinicio con información de IEA y BNEF)

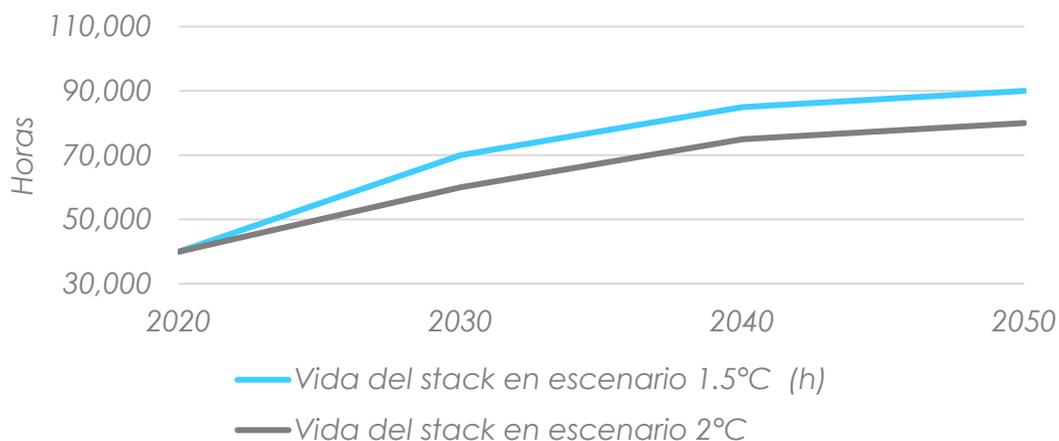


Figura 28 - Evolución de la vida útil del stack electrolítico en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Hinicio con información de IEA y BNEF)

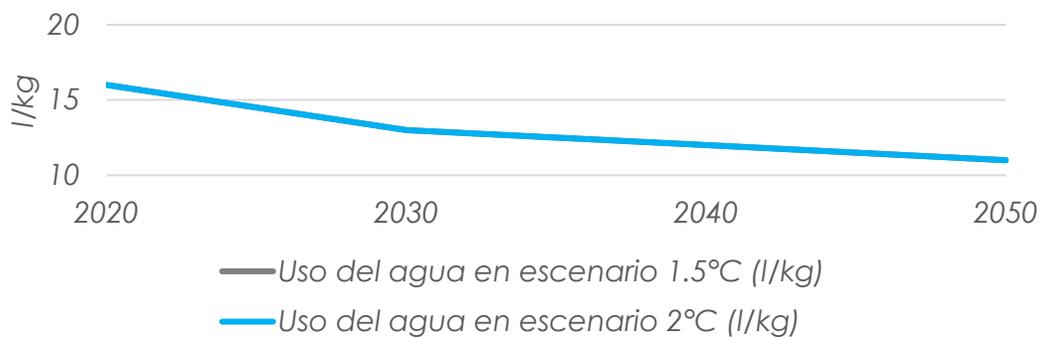


Figura 29 - Evolución del consumo de agua de electrolizadores en los escenarios 1.5 y 2°C (Fuente: Hinicio con información de IEA y BNEF)

- e) **Costo de la energía renovable:** el costo de la energía renovable representa más del 50% del costo nivelado de hidrógeno, sin embargo, esta variable es independiente de la evolución del hidrógeno en el mundo por lo que se considerará sólo una proyección para ambos escenarios, la cual corresponde a la mostrada en la Figura 20.

La definición de los escenarios de esta sección permite calcular los LCOH para cada tipo de fuente renovable. La siguiente tabla sintetiza la información de esta sección, permitiendo dar un contexto de los parámetros que permitieron calcular para cada escenario la proyección de LCOH en Costa Rica para 2020, 2030 y 2050, dicha proyección se realiza tanto para el escenario 1.5 °C como para el 2.0 °C.

La Tabla 7 ya había hecho este mismo ejercicio, el cual permitió calcular los valores de la Figura 22, estos valores coinciden con los que se verán en el escenario 1.5 °C puesto que, por motivos de ejemplificación, este escenario se utilizó para explicar los conceptos de LCOE y LCOH en la sección anterior.

Tabla 12 - Parámetros para el cálculo del LCOH en el escenario 1.5 °C y 2.0 °C en Costa Rica.

	2021	2030	2040	2050
LCOE Solar [USD/MWh]	47.8	23.9	19.8	15.9
LCOE Eólico [USD/MWh]	31.9	21.6	20.3	17.1
LCOE Hidro [USD/MWh]	59.2	59.2	59.2	59.2
LCOE Geo [USD/MWh]	95.3	95.3	95.3	95.3
Factor de planta Solar [%]	21.6%	21.6%	21.6%	21.6%
Factor de planta Eólico [%]	55.5%	55.5%	55.5%	55.5%
Factor de planta Hidro [%]	41%	41%	41%	41%
Factor de planta Geo [%]	63%	63%	63%	63%
CAPEX Electrolizador [USD/kW]	<b>1,090</b> 1,090	<b>650</b> 975	<b>450</b> 675	<b>300</b> 450
Eficiencia Electrolizador [kWh/kg H <sub>2</sub> ]	<b>55</b> 55	<b>51</b> 53	<b>49</b> 51	<b>48</b> 50

Vida útil del stack [horas]	<b>40,000</b> 40,000	<b>70,000</b> 60,000	<b>85,000</b> 75,000	<b>90,000</b> 80,000
Consumo de agua [l/kg H <sub>2</sub> ]	<b>16</b> 16	<b>13</b> 13	<b>12</b> 12	<b>11</b> 11

Común a ambos escenarios **Escenario 1.5 °C** Escenario 2.0 °C

Con base a los parámetros de cada escenario, se proyectan los LCOH a 2050. La Figura 30 y la Figura 31 muestran los resultados de este ejercicio.

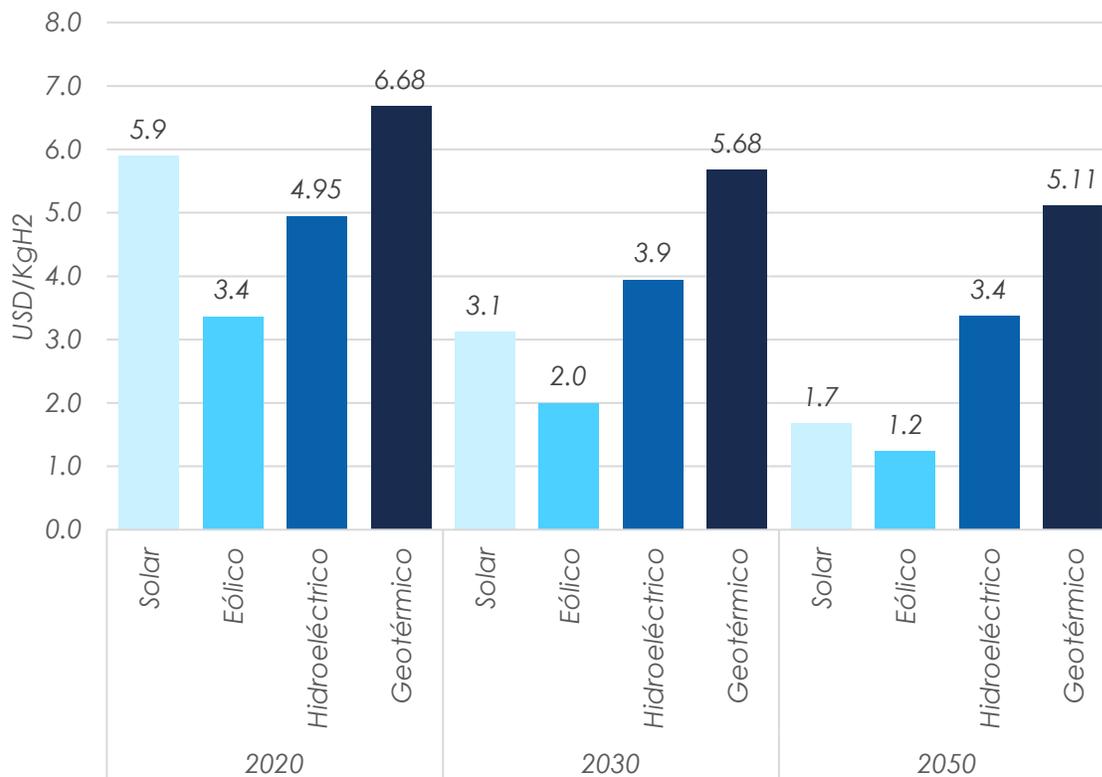


Figura 30 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en el escenario 1.5 °C (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH)

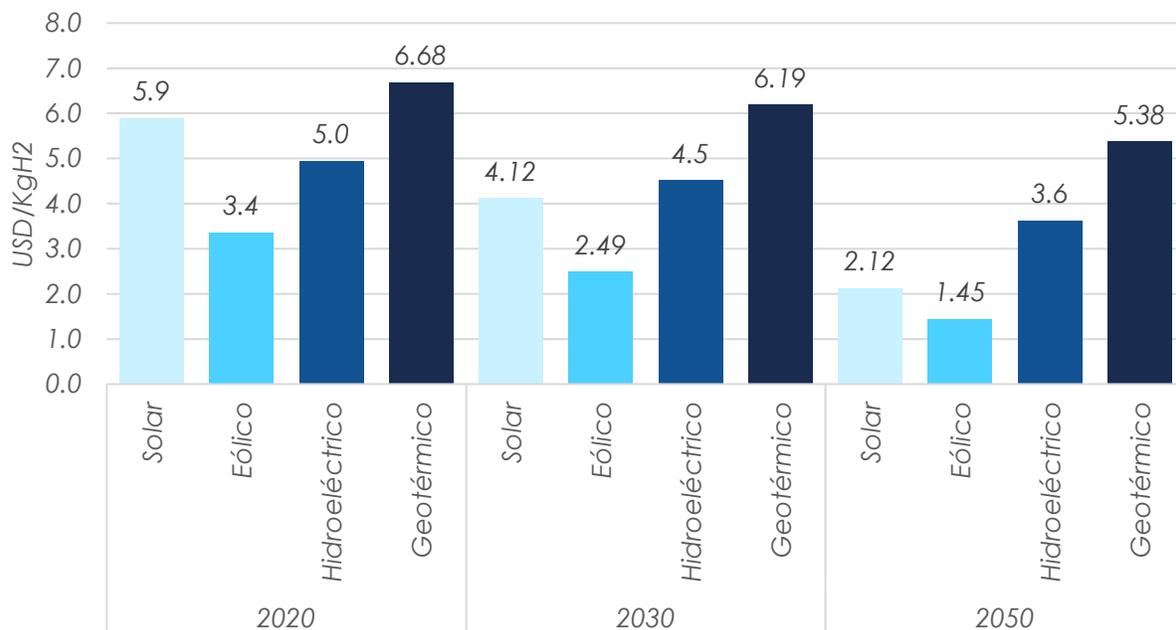


Figura 31 - Costo nivelado de hidrógeno por fuente en el escenario 2.0 °C (Fuente: Elaboración propia con base a cálculos del LCOH)

En términos generales, si se promedia el LCOH a 2050 de todas las tecnologías por escenario, se puede decir que existiría una diferencia del 9.7 % entre ellos. Dicha diferencia, obedece principalmente a los costos de los electrolizadores asumidos en cada escenario, como también en las diferentes características técnicas de estos equipos considerados en cada escenario.

Como se verá en la próxima sección, la proyección de los LCOH en cada escenario repercutirá en los momentos en que el hidrógeno verde sería viable económicamente para diferentes aplicaciones y, por consecuencia, la cuota de mercado que este elemento podría tener a 2050 en los diferentes sectores industriales analizados en este trabajo.

### Proyecciones nacionales de demanda de hidrógeno verde.

La urgencia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la caída en el costo de las energías renovables, han permitido que el hidrógeno verde se vuelva atractivo en diferentes aplicaciones como: la industria del cemento, hierro, acero, productos químicos, transporte marítimo, transporte de carga pesada, aviación, montacargas, entre otros que tienen una participación importante en las emisiones globales de gases de efecto invernadero.

En la actualidad, el hidrógeno demandado a nivel mundial asciende a 70 millones de toneladas, empleados en su mayoría para procesos de refinación de petróleo, producción de amoníaco, producción de metanol y en la industria metalúrgica.

El hidrógeno que se consume en las aplicaciones anteriormente nombradas proviene de fuentes contaminantes como lo son los combustibles fósiles. El hidrógeno producido a partir de procesos como el SMR (Steam methane reforming) o la gasificación de carbón, es conocido en la literatura como hidrógeno gris, el cual representa alrededor del 96 % del hidrógeno que se consume mundialmente (DOE D. o., 2020).

Para poder descarbonizar la economía costarricense se debe fomentar la demanda de hidrógeno verde (H2V), siendo este, el sustituto de diversas sustancias químicas y energéticas como lo son: el hidrógeno gris, el gas licuado de petróleo, gas natural, coque, combustóleo, etc.

La industria costarricense, encontrará en el H2V una oportunidad de descarbonizar varios sectores industriales de los que su economía depende. La adopción del H2V en Costa Rica, como en el resto del mundo, no solo responderá a las bondades ambientales que implica el desarrollo de su cadena de valor, sino que también, a los beneficios económicos que implicaría adoptar esta nueva tecnología.

Dicho esto, la viabilidad en la adopción del H2V en las diferentes aplicaciones que den lugar, está sujeta a las condiciones de mercado que le permitan competir contra los energéticos que se emplean actualmente en cada industria. Esta competencia, puede ser evaluada a través de la paridad de costo, la cual determina el momento en el que una tecnología, con respecto a otra, logra ofrecer los bienes o servicios a los consumidores en las mismas o más favorables condiciones de aquellas otorgadas por la tecnología que pretende sustituir.

En el caso particular del hidrógeno, se emplea el LCOH, el cual se ha proyectado a 2050. Con base en esta proyección es posible calcular la paridad de costos, por ejemplo, la Figura 32 muestra de manera ilustrativa, la paridad de costos entre el hidrógeno verde y el hidrógeno gris.

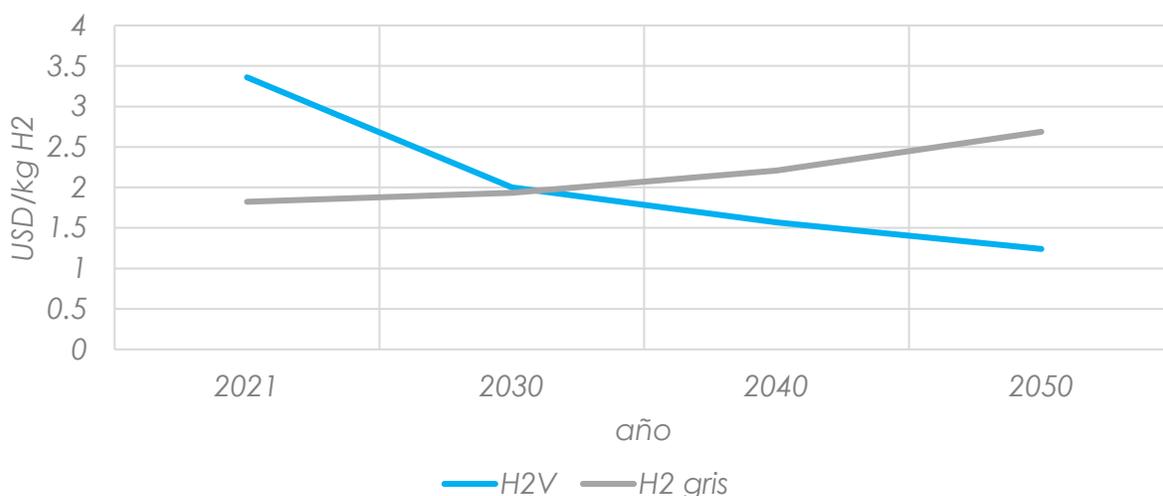


Figura 32 - Paridad de costos entre hidrógeno verde e hidrógeno gris (ejemplo).

La paridad de costos es la principal variable para calcular las demandas de H2V en Costa Rica. misma que se explica a continuación con mayor detalle.

### **Metodología para calcular la paridad de costos del H2V y su participación por sector industrial.**

La metodología para calcular la participación del H2V en la industria costarricense parte de las proyecciones de LCOH y del costo de los energéticos proyectados en la sección anterior.

Con base a esta información y considerando informes de entidades gubernamentales, planes de expansión, reportes arancelarios, tendencias tecnológicas, y la opinión de expertos, se construyen las curvas de adopción tecnológica en la que se estima para cada sector industrial, la participación que el H2V tendría en términos de cantidades y representación monetaria de ese mercado.

A continuación, se detalla de manera más amplia los cuatro pasos de los cuales consta esta metodología.

1. **Proyección de LCOH:** A partir del análisis realizado sobre los recursos energéticos renovables de costa Rica, se han proyectado para diferentes tecnologías el LCOH. Este cálculo se realizó para el período 2020-2050 y se mostró en la Figura 22. Para el mejor entendimiento de esta metodología, se debe señalar que:
  - a. Cada tecnología tiene su propia proyección a 2050.
  - b. La energía eólica tiene el mejor LCOH a 2050 en Costa Rica (más bajo).
  - c. La tecnología de generación renovable que encuentre paridad primero con el energético que se le comparé, determinará el momento de paridad.
  
2. **Proyección de costos de energéticos a 2050:** Este es un trabajo que ya se había adelantado en la sección anterior. La Figura 23, mostró en términos de volumen, el costo para algunos combustibles fósiles proyectados por el ICE, mientras que la Figura 24, lo hace en términos energéticos para las tarifas de energía eléctrica de Costa Rica. Para ambas figuras resulta conveniente ampliar la información:
  - a. Cada combustible y en general, cada energético o materia prima (en el caso del H<sub>2</sub> gris), tiene su propia proyección a 2050.
  - b. En cada uno de los sectores industriales de los que se hablará más adelante, hay uno de preferencia debido a dinámicas comerciales o condiciones tecnológicas que llevaron a adoptar uno u otro con mayor proporción. Para cada sector se señalará el elemento a ser usado para calcular la paridad de costos.
  - c. Si bien la Figura 23 se encuentra en términos de volumen y masa, se puede aprovechar las propiedades físico/químicas de cada combustible para expresar las proyecciones en términos energéticos, lo anterior permitirá

comparar en las mismas unidades, los diferentes energéticos con respecto al LCOH.

3. **Cálculo de paridad de costo por sector:** Con la proyección del LCOH del paso 1, y las proyecciones de los diferentes energéticos del paso 2, es posible determinar la paridad de costos entre el hidrógeno verde y los energéticos predominantes en cada uno de los sectores industriales que se analizarán bajo esta metodología. Con base a la paridad de costo se podrá determinar en cada sector industrial:
  - a. El momento en que el H2V podría sustituir un energético en un sector específico.
  - b. Inicio de la curva de adopción del H2V por cada sector.
  - c. Comparación entre escenarios en términos de momentos de adopción, del H2V.
4. **Construcción de curva de adopción tecnológica:** En este paso se construye la curva de adopción del H2V, en cada una de las industrias que, como cualquier otra tecnología disruptiva, tiene distintos momentos de adopción, principalmente 4:

**Innovadores:** Son los primeros en tomar el riesgo de adoptar una nueva tecnología, por lo general son instituciones, fabricantes, gobiernos y entes privados que tienen la intención de aprobar la tecnología en casos reales de uso.

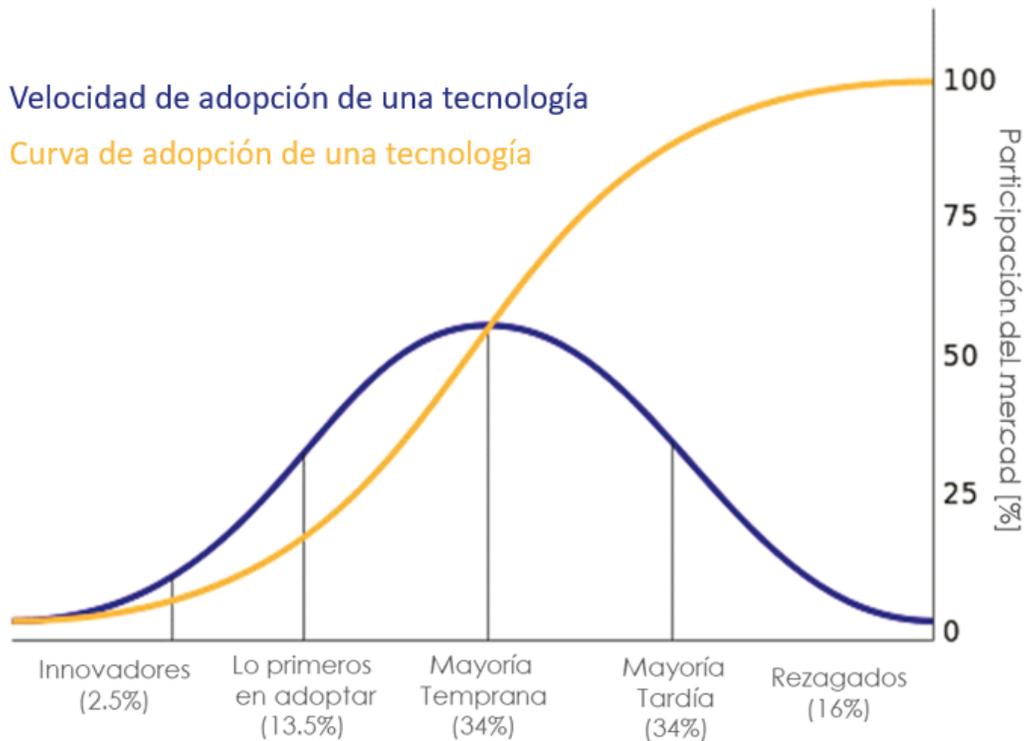
**Los primeros en adoptar:** Ya se ha superado la validación de la primera etapa y los primeros usos comerciales empiezan a tomar participación relevante en un mercado.

**Mayoría temprana:** Esta etapa ya comprende la adopción de casi el 50% de los participantes de un mercado, por lo general se consigue cuando existe paridad de costo entre la tecnología disruptiva y algún sustituto y/o competidor (paridad de costo). Esta etapa suele coincidir al conseguir una paridad de costos entre la tecnología que está disruptiendo un mercado al conseguir igualdad o ventaja competitiva con una tecnología sustituta.

**Mayoría tardía:** Superado el 50 % de adopción, en este momento la tecnología entra en una etapa de madurez y asimilación tecnológica.

**Rezagados:** Últimos en adoptar la tecnología, por lo general se pierden del conocimiento generado de los primeros en entrar al mercado y se les dificulta asimilar el desarrollo tecnológico conseguido por los primeros en adoptar la tecnología.

Gráficamente, esta curva de adopción se muestra en la Figura 33, en donde se puede observar cada una de las etapas de adopción y su participación de mercado, representada en el eje Y (Participación del mercado [%]). Esta curva nos permite encontrar el porcentaje de participación que el H2V tendría en cada una de las industrias en las que se aplicará esta metodología lo largo del tiempo.



**Nota:** Las curvas de adopción de este estudio, encuentran el punto de mayoría temprana aproximadamente 5 años después de conseguir la paridad de costos con la tecnología sustituta con el que se compare al hidrógeno verde.

Figura 33 - Curva de Adopción de tecnologías disruptivas/innovadoras.

Este porcentaje de participación en cada industria toma como referencia para cada caso, el tamaño total de mercado basado en: Informes de entidades gubernamentales, el plan de expansión de Costa Rica, reportes arancelarios de Costa Rica y estadísticas nacionales.

De esta manera se puede dimensionar la cantidad de H2V que haría falta para sustituir el, o los energéticos que una industria específica demanda.

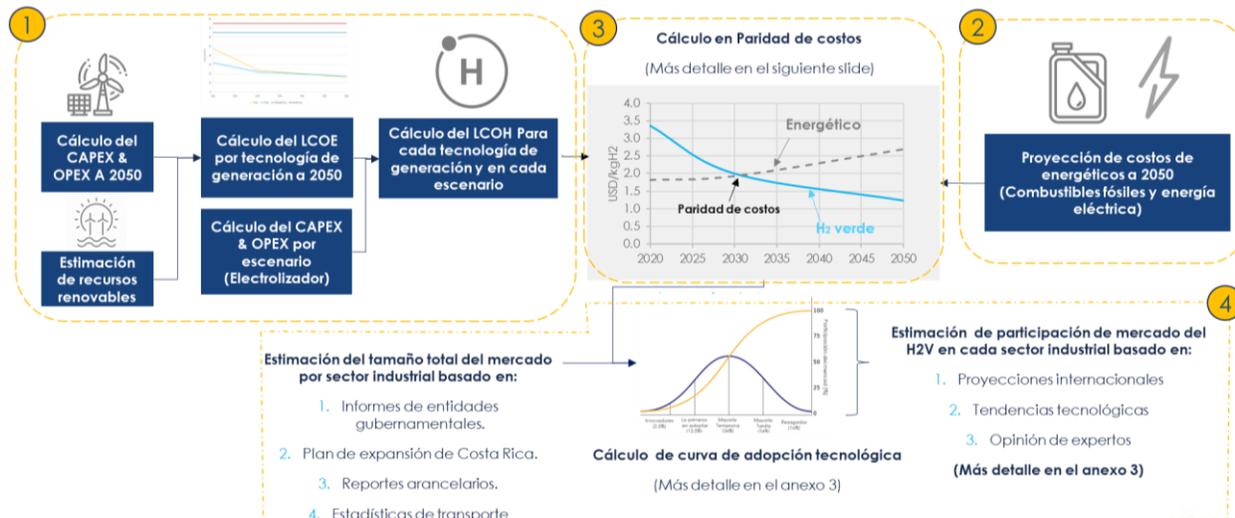


Figura 34 - Metodología para calcular la paridad de costos del H<sub>2</sub>V y su participación por sector industrial.

En la siguiente sección, se detallarán los sectores industriales en los que se aplicará esta metodología, para los cuales se determinará lo siguiente:

1. Paridad de costo en el escenario 1.5 °C y 2.0 °C.
2. Participación en el mercado del H<sub>2</sub>V, para cada industria y en cada escenario.
3. Demanda de H<sub>2</sub>V por sector y escenario.
4. Potencia de electrólisis necesaria para suplir la demanda de H<sub>2</sub>V en cada sector.
5. Tamaño del mercado del H<sub>2</sub>V en términos monetarios, basados en el LCOH y la demanda por sector.
6. Consideraciones adicionales que le den mayor contexto al lector para la construcción de la curva de adopción.

### Estimación de demanda por sector (Mercado Nacional).

Se consideraron 7 sectores industriales con el potencial de adoptar al H<sub>2</sub>V dentro de sus procesos productivos, estos son:

**Insumo industrial:** Industrias como la producción de amoníaco, producción de aceites y vidrios, requieren de hidrógeno como materia prima. El hidrógeno verde puede reemplazar el actual uso de hidrógeno gris.

**Calor industrial:** Procesos industriales donde se requiere calefacción, dan la oportunidad de ser descarbonizados gracias al reemplazo o mezcla de combustibles tradicionales con hidrógeno.

**Movilidad:** En el sector del transporte, los vehículos eléctricos con celda de combustible (FCEV) que representan una alternativa ambientalmente sostenible y de cero emisiones frente a los vehículos de combustión interna.

**Aditivo para combustibles convencionales:** Aprovechando las propiedades físico/químicas del hidrógeno, este puede ser adicionado a combustibles fósiles con la intención de reducir su impacto ambiental.

**Almacenamiento energético:** La creciente integración de energías renovables crean la necesidad de utilizar sistemas de almacenamiento de energía. Entre las formas de almacenamiento está el H<sub>2</sub>, que través de una celda de combustible puede reconvertirse a energía eléctrica nuevamente.

**Montacargas:** En espacios cerrados y donde la logística demanda el uso de montacargas, el reemplazo de estos equipos a combustión es necesaria. Los montacargas con celda de combustible son una tecnología sustituta ideal para tal fin.

**Combustibles sintéticos:** El combustible sintético es un tipo de carburante que se fabrica a partir de CO<sub>2</sub> capturado e hidrógeno como únicas materias primas. Este tipo de combustibles son considerados carbono neutrales y podrán sustituir a los combustibles fósiles convencionales en aplicaciones como la aviación o la navegación marítima.

Para cada uno de los sectores industriales se aplica la metodología descrita bajo la consideración de los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C. Lo anterior significa que habrá una curva de adopción del H<sub>2</sub>V diferente para cada escenario ya que estas, parten del costo de paridad entre el energético y el H<sub>2</sub>V en cada industria, el cual a su vez depende de las proyecciones de LCOH que se tengan a 2050

### **Presentación de resultados.**

Los resultados al aplicar la metodología en cada sector industrial son mostrados a continuación. Posteriormente se sintetizarán los resultados para brindar una perspectiva más amplia sobre el panorama de demanda de hidrógeno de Costa Rica a 2050 en los dos escenarios propuestos.

### **Insumo industrial:**

El H<sub>2</sub> gris actualmente lidera la industria mundial en los procesos donde este se le requiere como materia prima. Costa Rica es un país donde no se ha identificado una industria extendida de hidrógeno (a excepción del consumo por industrias como Intel y Numar), sin embargo, se ha identificado la importación de productos que demandan hidrógeno como materia prima, como el amoniaco, además de que Costa Rica es un productor importante de aceite de palma, una grasa hidrogenable que posiblemente hoy se vende en los mercados internacionales sin hidrogenar. Debido a que el H<sub>2</sub> es el competidor directo del H<sub>2</sub>V, la paridad de costo se realiza comparándolos entre sí, para los dos escenarios estudiados. A pesar de que Costa Rica no cuenta actualmente con grandes plantas de producción de hidrógeno, se ha calculado el costo nivelado de H<sub>2</sub> gris a partir del costo que tendría el gas natural en Costa Rica, de acuerdo con (ICE, Plan De Expansión De La Generación Eléctrica 2018–2034, 2018).

El análisis muestra que el hidrógeno verde podría ser competitivo frente al gris en Costa Rica entre 2030 (Escenario 1.5°C) y 2026 (Escenario 2.0°C). Lo anterior es un desincentivo

para que el país construya plantas de hidrógeno gris, ya que son activos con más de 30 años de vida útil y que pueden tardar hasta 6 años en desarrollarse (si Costa Rica decide instalar una planta de reformado en 2021, podrá arrancarla entre 2026 y 2027).

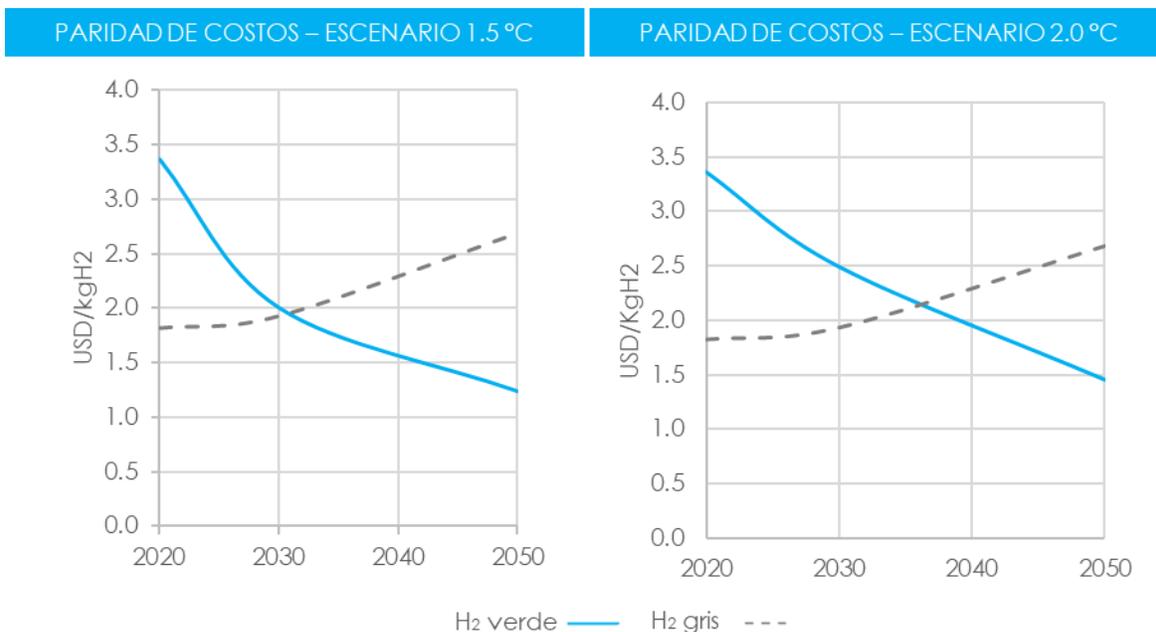


Figura 35 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha para el hidrógeno como insumo industrial (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris).

Para estimar la demanda de H2V por parte de este sector adicionalmente a la paridad de costo, se tuvo en cuenta la potencial demanda actual de las diferentes industrias.

**Refinería:** No se cuenta con refinerías actualmente en el país y tampoco se identifican planes para su construcción, pues este país tiene ambiciosos planes de electrificar su flota vehicular.

**Producción de amoníaco:** Este mercado crecerá bajo condiciones Business as Usual en el país (TrendEconomy, s.f.). Se asume que Costa Rica dejaría de importar este producto y empezaría a producirlo localmente con H2V nacional.

**Producción de aceite de palma:** Al igual que la producción de amoníaco, se ha asumido que el crecimiento de esta industria seguirá el histórico nacional. Adicionalmente se asume que Costa Rica procurará hidrogenar localmente el aceite de palma producido en este país (Financiero, 2016).

**Producción de vidrio:** El grupo VICAL tiene una capacidad instalada de 430 ton/día de vidrio en su vidriera Vicesa. De esta capacidad, se estima que el 66 % es empleado para fabricar botellas. En este estudio se asume que la capacidad restante (142ton/día) es usado en vidrio flotado. También se considera que la industria vidriera de Costa Rica no crecerá en su capacidad manufacturera.

Con base a lo anterior y considerando la paridad para cada escenario, se muestra en la Figura 36 la demanda de H<sub>2</sub>V en el sector de insumo industrial para el panorama de tiempo del 2020 al 2050.

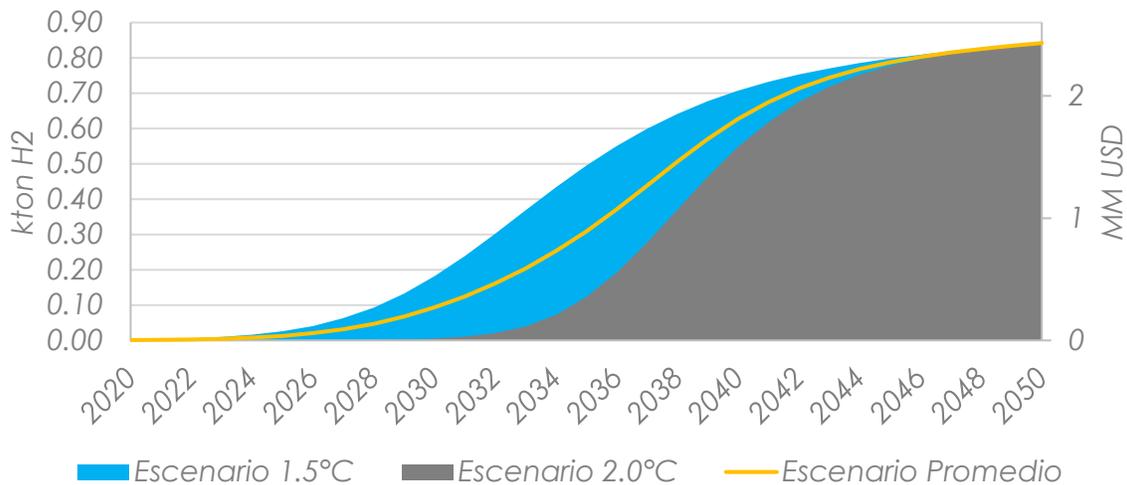


Figura 36 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris).

La demanda de H<sub>2</sub>V en este sector irá presentando diferentes hitos a lo largo del período de análisis en donde se reconoce que Costa Rica estaría en capacidad de producir el 100 % del H<sub>2</sub> que consume como materia prima en ambos escenarios. Como se ve en la Figura 37, el 100 % de la demanda del H<sub>2</sub>V proyectado a 2050, podría ser producido con 7.6 MW de electrólisis, cifra que puede ser fácilmente alcanzada por el país considerando el despliegue que se espera en esta tecnología a nivel mundial.

HITOS DEL MERCADO					Escenario 1.5°C
Año	Mercado	kTon	MW	MMUSD	
2020	<0.01%	<0.01	<0.01	<0.01	
2030	25%	0.18	1.7	1	
2050	100%	0.84	7.6	2.4	

Figura 37 - Hitos del mercado del H<sub>2</sub>V como insumo industrial en Costa Rica en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris).

**Calor para industria:** El GLP es el combustible más usado en Costa Rica para procesos industriales que necesitan calor, por esta razón se compara el GLP y el H<sub>2</sub>V para determinar la paridad de costos en este sector industrial

A diferencia de otras industrias, la paridad de costos en este rubro se mide en USD/MJ, debido a que se requiere estimar el poder calorífico y su costo en la cadena de producción industrial.

Las industrias en las que se consideró el reemplazo del GLP por hidrógeno fueron: tabaco y comida, cuero y textil, industria de la madera, papel, químico, de acuerdo con la clasificación de los sectores económicos del Balance de Energía de SEPSE, 2020.

Según estimaciones de la IEA (IEA, 2020d), el hidrógeno podría ocupar el 10 % de la demanda final de energía en el sector industrial para 2050. Este objetivo de la IEA ha sido adoptado en este trabajo como la meta del mercado en Costa Rica en ese mismo año para el escenario 1.5 °C, lo anterior, con la intención de replicar las tendencias globales en la adopción del H2V en este país.

En el escenario 2.0 °C no se es tan optimista y se limita la participación del H2V en este sector industrial a un 6 %, considerado de igual forma que el H2V será un elemento importante para descarbonizar este sector industrial en Costa Rica pero no de forma tan ambiciosa como se pretende a nivel mundial.

El H2V encuentra paridad de costos con el GLP a finales de la década del 2020 en el escenario 1.5 °C, mientras que la paridad se da hacia 2035, el escenario 2.0 °C.

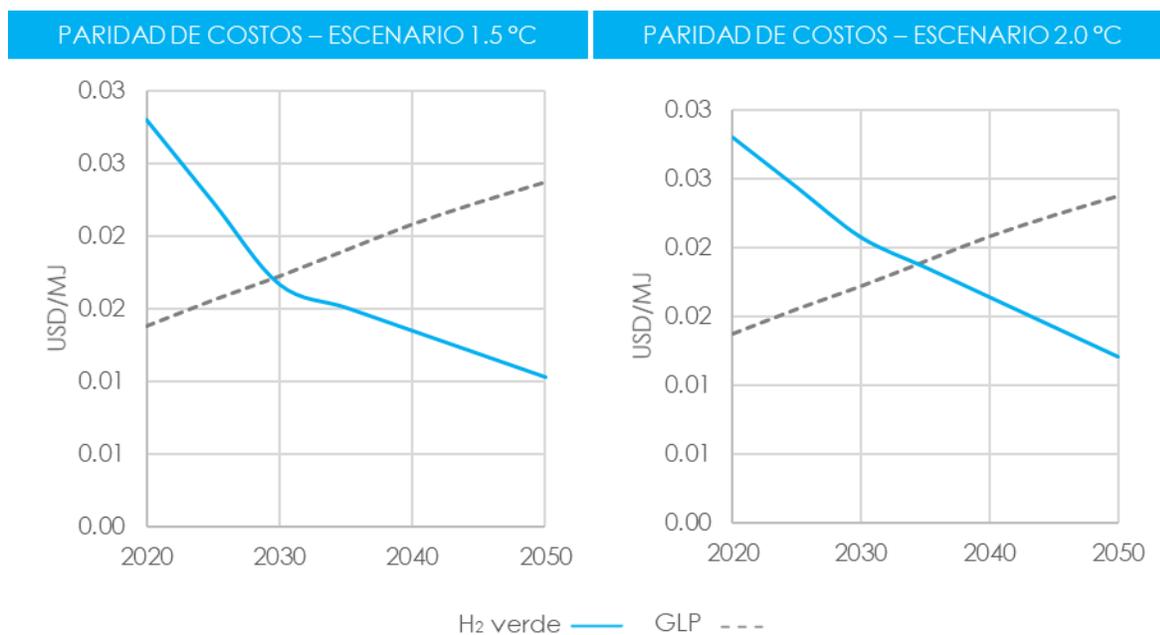


Figura 38 - Paridad de costo del hidrógeno verde en el sector industria calor para industria, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP).

Con base a las consideraciones anteriores y la paridad de costos para los escenarios estudiados, se puede proyectar la demanda de H2V en este sector. Los resultados se muestran en la siguiente figura.

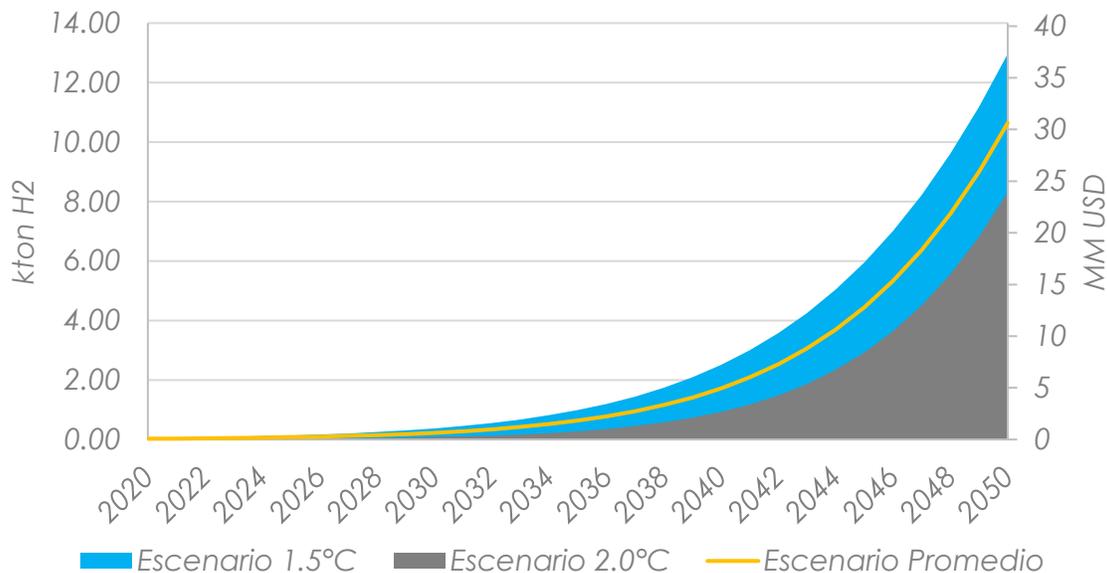


Figura 39 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP).

Tal como se anticipó, la meta de mercado para este sector industrial alcanza un hito en el mercado del 10 % en el escenario 1.5 °C. Tal como se ve en la Figura 40, esta meta significa la instalación de 117 MW de electrólisis necesarios para producir las 13 kton de H2V que demandaría este sector en 2050.

HITOS DEL MERCADO					Escenario 1.5°C
<b>2020</b>	<1% Mercado	<1 kTon	<1 MW	<1 MMUSD	
<b>2030</b>	<1% Mercado	<1 kTon	4 MW	1 MMUSD	
<b>2050</b>	10% Mercado	13 kTon	117 MW	37 MMUSD	

Figura 40 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH y costo de GLP).

**Movilidad (FCEV):** La paridad de costos en el sector transporte se mide en función de la paridad de costos totales de posesión (CTP o también conocido como el TCO, por sus siglas en inglés) entre los vehículos a hidrógeno (FCEV) y los vehículos a combustión (ICEV).

Esto significa que, el H2V es empleado para calcular el TCO en los diferentes tipos de vehículos analizados en este estudio (Pasajeros particular, pasajeros comerciales,

minibuses, buses, vehículos de carga pesada (HDV), vehículos de carga liviana (LDV)) y se compara con su análogo a combustión interna.

Este ejercicio se realiza para todos los segmentos y se sintetiza en una sola gráfica para estimar el volumen total de H2V que haría falta para suplir la futura demanda energética de los FCEV en los segmentos analizados. Las siguientes figuras ilustran la paridad de costos en términos de sus CTPs para cada tipo de vehículo considerado en este estudio.

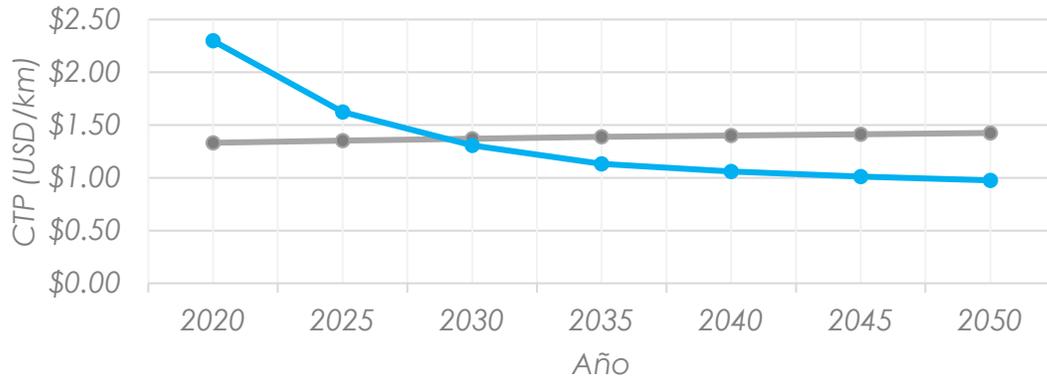


Figura 41 - Paridad de costos en términos del CTP para buses operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

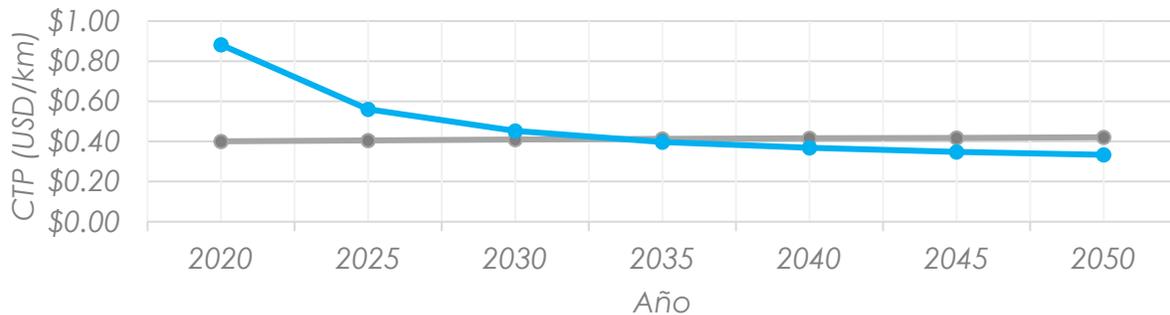


Figura 42 - Paridad de costos en términos del CTP para minibuses operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

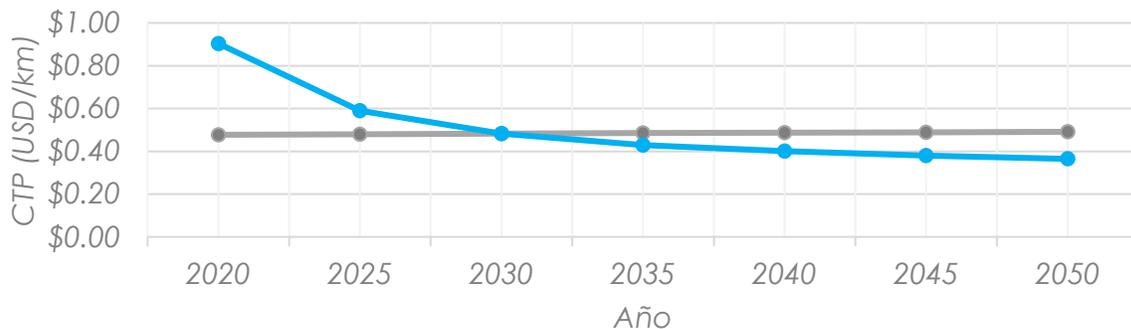


Figura 43 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos ligeros de uso particular operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

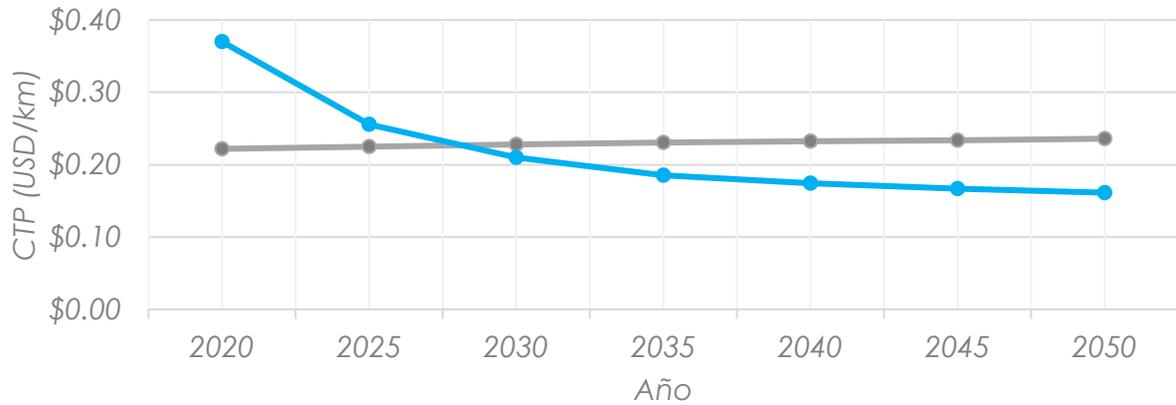


Figura 44 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos ligeros de uso público (taxi) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

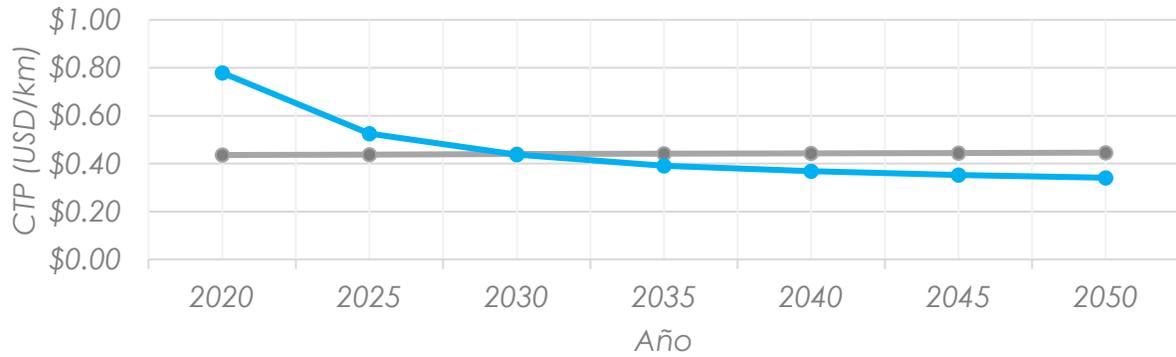


Figura 45 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos de carga ligera (LDV) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

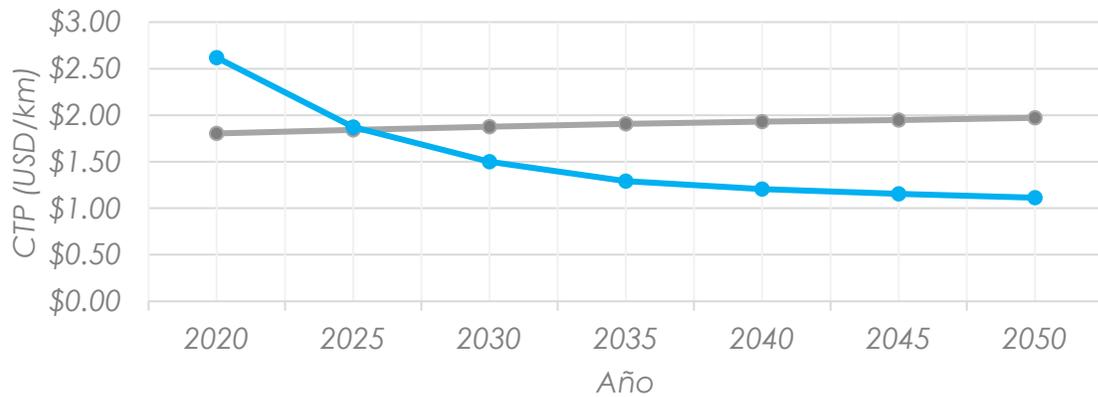


Figura 46 - Paridad de costos en términos del CTP para vehículos de carga pesada (HDV) operados en Costa Rica en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio con base a información del RITEVE).

Los tipos de vehículos analizados alcanzan paridad de costo entre 2025 y 2035. Esto varía en función de las características y forma de operación de cada vehículo (tipo de carga, kilómetros anuales recorridos, mantenimientos anuales, CAPEX del vehículo, etc.), con celda de combustible tendría.

Para el cálculo en la demanda de H2V de este sector se tuvieron además en cuenta:

- Proyecciones de crecimiento de la flota vehicular en Costa Rica de diferentes entes gubernamentales costarricenses y tendencias mundiales (Riteve,2017), (INEC, 2013), (República, 2021).
- Se consideraron impuestos al CO<sub>2</sub> expuestos en la sección de definición de escenarios de este trabajo.
- Proyección de costo de combustibles fósiles, también expuesto en la sección de definición de escenarios.
- Se consideró el modelo GREET para la modelación de modos de operación de los vehículos (GREET, 2021).
- Metas de descarbonización del sector vehicular en Costa Rica (MINAE, 2020).

Con base a lo anterior, se estimó la demanda de H2V que sería capaz de suplir las futuras necesidades por parte del sector de transporte en Costa Rica, los resultados se ven en la Figura 47.

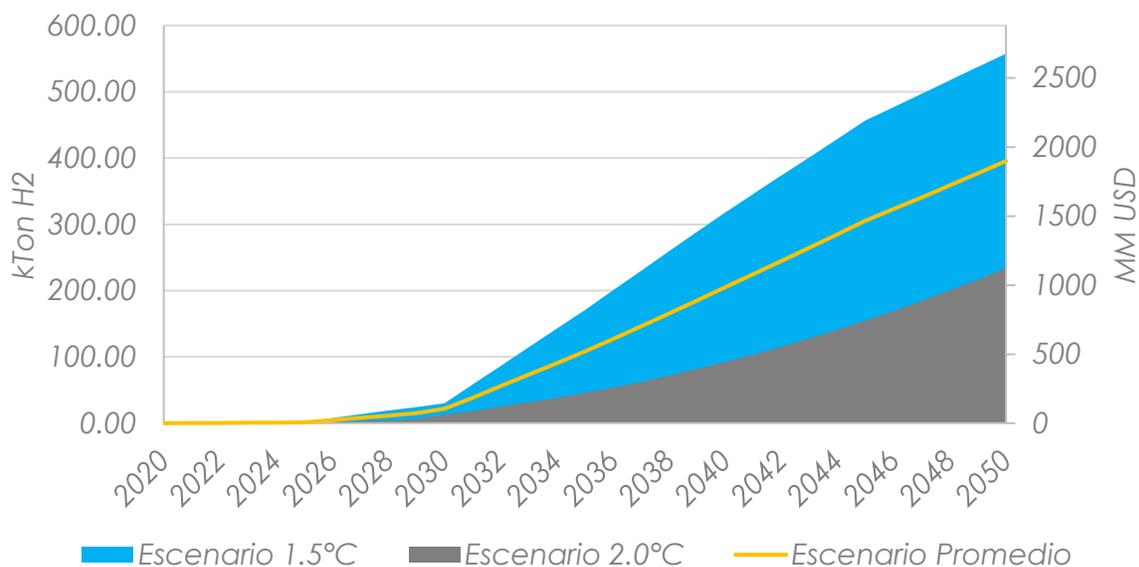


Figura 47 - Demanda de hidrógeno verde en el sector Movilidad (FCEV) 2020 – 2050 (Fuente: Hinicio con base a información gubernamental y tendencias mundiales).

La gráfica anterior refleja que la adopción del H2V en este sector se daría a inicios de la década del 2030, pues como se anticipó, la mayoría de los tipos de vehículos estudiados alcanzan la paridad de costos a mediados de esa fecha.

La diferencia entre los escenarios radica principalmente en las metas de descarbonización para el sector transporte declarado en los planes de descarbonización de Costa Rica en cada uno de los escenarios (MINAE, 2020). Aunque en el plan de descarbonización de Costa Rica no se declara un número exacto de vehículos de cero o bajas emisiones en 2050, la estimación de demanda del H2V ha sido pronosticada en función de las metas allí propuestas, considerando que el hidrógeno tendría que competir con otras tecnologías de descarbonización en este sector tales como los vehículos con baterías.

Para 2050, el sector de FCEV requeriría una potencia de electrólisis instalada de 5,051 MW, suficiente para producir las 557 kton de H2V que demandaría este sector en el escenario 1.5 °C.

Se estima que para el 2050, bajo el escenario 1.5°C, en Costa Rica hayan alrededor de 450,000 vehículos con celdas de hidrógeno. En secciones posteriores se calculará además el impacto medio ambiental al adoptar esta tecnología.

HITOS DEL MERCADO					Escenario 1.5°C
					
	<10	<1	<1	<1	
2020	Vehículos	kTon	MW	MMUSD	
2030	<100.000 Vehículos	30 kTon	289 MW	144 MMUSD	
2050	<450.000 Vehículos	557 kTon	5051 MW	2670 MMUSD	

Figura 48 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a los resultados del sector de FCEV).

**Almacenamiento energético estacional:** Se consideró que el H2V como sistema de almacenamiento de energía tendría cabida solo para usuarios sin acceso a energía (personas sin cobertura eléctrica. Generación tipo isla) del sistema interconectado nacional.

Por otro lado, para el sistema interconectado no se consideró el H2V como fuente de almacenamiento de energía debido a que Costa Rica posee una matriz energética tal, que con las reservas de sus centrales hidroeléctricas y geotérmicas les es suficiente para sopesar la volatilidad proveniente de energías renovables como la solar y la eólica.

El índice de cobertura eléctrica de Costa Rica se considera constante a lo largo del panorama analizado (99.4%) (ICE,2020). Es decir que el porcentaje restante de la

población costarricense tendría que hacer uso de sistemas de generación local, con el hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía. Este H2V se produciría a partir de un sistema fotovoltaico que estaría en capacidad de suplir la demanda de energía de un hogar promedio en Costa Rica. Además, se ha considerado que el sistema de almacenamiento de H2V estaría en capacidad de almacenar el 60 % del total de demanda diaria, mientras que el sistema fotovoltaico produce este hidrógeno y supe el restante de energía requerida.

Se estima que el H<sub>2</sub> como sistema de almacenamiento en sistemas energéticos aislados (off-grid) tenga una cabida del 10% en 2050 (IEA, Energy Technology Perspectives 2020, 2020). Este pronóstico por parte de la IEA ha sido considerado como el objetivo de Costa Rica a 2050, para electrificar por medio de estas soluciones los hogares sin acceso a energía en el país.

En la actualidad, los generadores de diésel son la principal fuente de energización de los sistemas aislados en el mundo, por lo tanto, se calcula la paridad de costos en este sector comparando el costo de energía a partir de una Fuel Cell alimentada con H2V y un generador diésel.

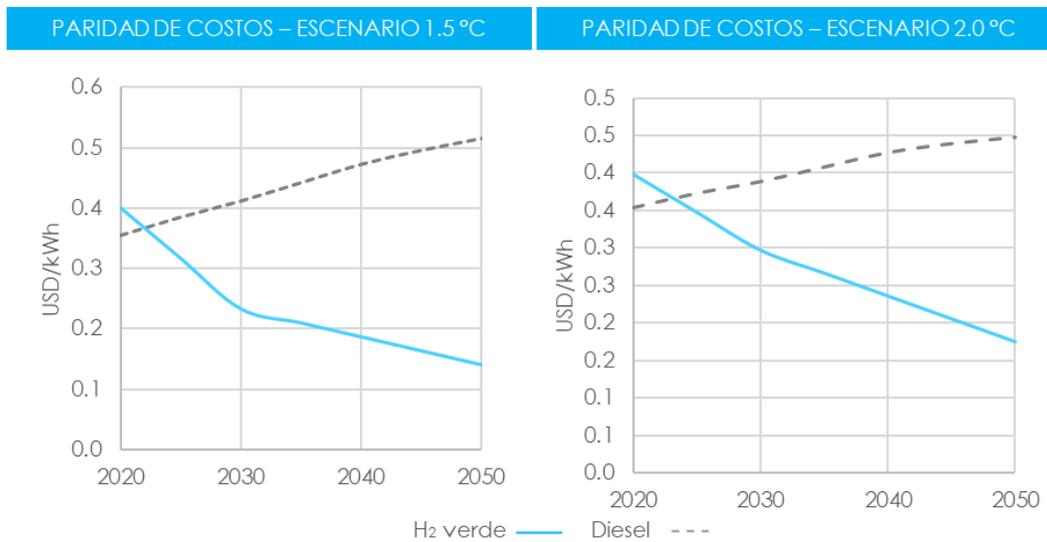


Figura 49 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel).

En la figura anterior se observa una paridad temprana para este sector, siendo uno de los que obtiene paridad de costos más temprano en Costa Rica. Sin embargo, debido a que Costa Rica cuenta con un elevado índice de cobertura eléctrica, la demanda de energía en este sector no es muy alta (7.2 TJ/año) y por consecuencia la demanda de H2V es pequeña.

Para ambos escenarios se ha proyectado la demanda de H2V y los resultados pueden observarse en la Figura 50.

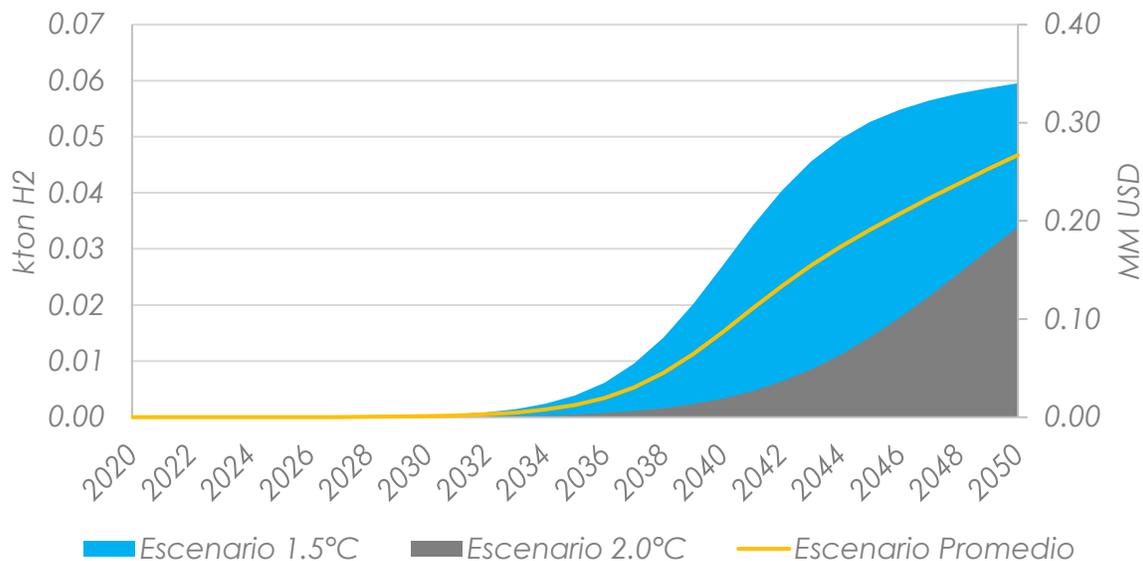


Figura 50 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de almacenamiento energético estacional 2020 – 2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de demanda energética de la población sin acceso al sistema interconectado nacional).

En el mejor de los escenarios, este sector necesitaría 0.06 kton de H2V por año, lo cual demandaría una potencia de electrólisis de 0.55 MW. Este es el sector más pequeño entre los analizados. Otros hitos del mercado para este sector se pueden observar en la siguiente figura.

HITOS DEL MERCADO				
<b>2020</b>	<1% Mercado	<1 kTon	<1 MW	<0.01 MMUSD
<b>2030</b>	0.3% Mercado	<1 kTon	<1 MW	<1 MMUSD
<b>2050</b>	10% Mercado	0.06 kTon	0.55 MW	0.34 MMUSD

Figura 51 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel).

**Combustibles sintéticos:** En este sector no se alcanza paridad de costos antes del 2050, a pesar de esto, se asume que Costa Rica podría alinearse a los objetivos mundiales proyectados por las autoridades aeroportuarias para la descarbonización de la industria de la aviación en donde se esperaría una participación de los combustibles sintéticos a 2050 en un 16%.

Costa Rica podría encontrar una oportunidad en la venta de este tipo de combustibles a 2050, principalmente para vuelos internacionales hacia países con regulaciones estrictas, tal como se espera en la Unión Europea.

El incremento del turismo en Costa Rica de los últimos años podría traer como consecuencia un incremento en la venta de combustibles para la industria de la aviación.

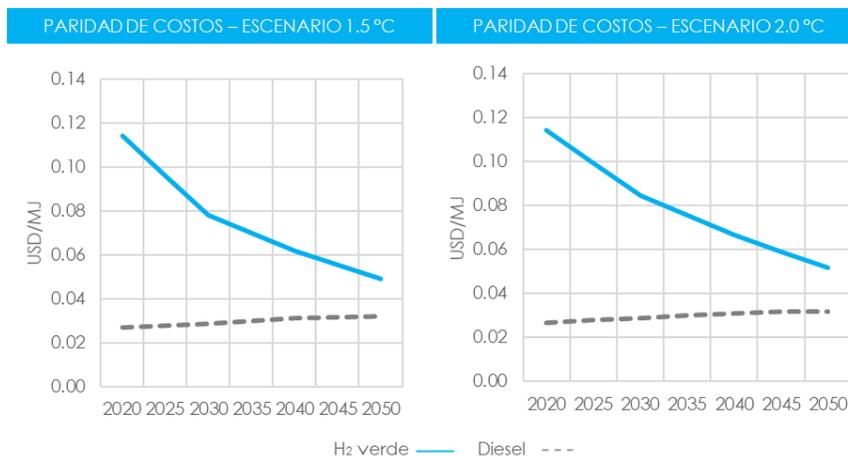


Figura 52 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha (Fuente: Hinicio con base a la proyección de LCOH y costo de diésel).

Considerando la oportunidad que tiene Costa Rica para convertirse en productor de combustibles sintéticos para la industria de la aviación, se han empleado los volúmenes en ventas de jet fuel en Costa Rica. De esta manera, se dimensiona el tamaño del mercado en el país y se estima la demanda de H2V que haría falta en Costa Rica para reemplazar este combustible por combustibles sintéticos hechos en el país.

A través de los datos históricos de ARESEP se ha estimado el tamaño de este mercado y se ha proyectado el crecimiento de este hasta 2050, siguiendo la tendencia histórica de los datos.

Se estima que a 2050, en Costa Rica se venderían 445 mil m<sup>3</sup> de Jet fuel tipo A, lo que equivale a cerca de 15,100 TJ de energía anual en este sector.

El crecimiento de este sector estaría limitado por la acogida del país en cuanto a la creación de nuevas industrias como esta, en donde a pesar de no tener una paridad de costos temprana, existiría una oportunidad de negocio cercana a los 92 MMUSD.

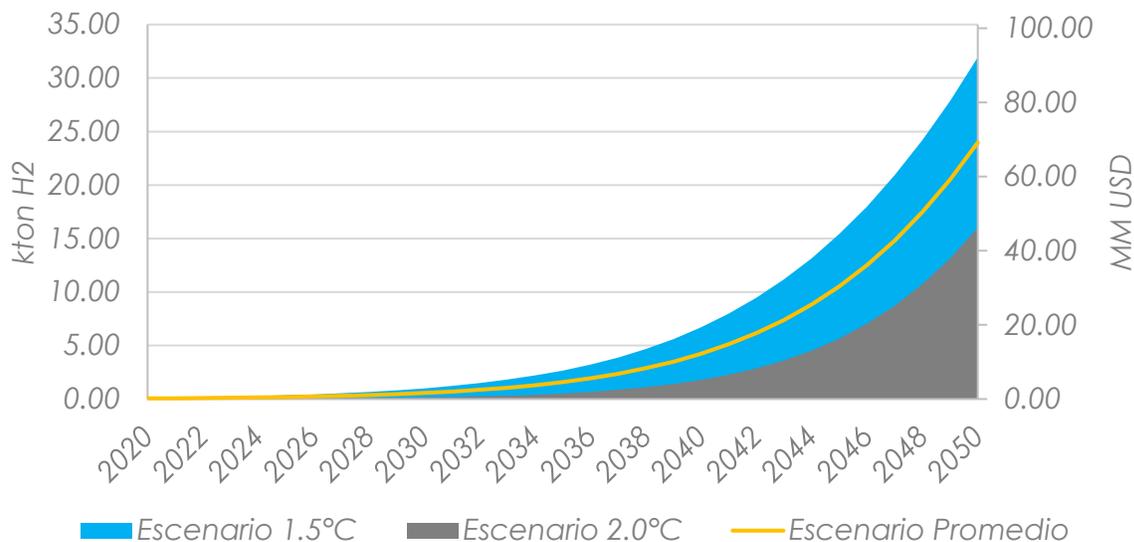


Figura 53 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de combustibles sintéticos 2020 – 2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección del mercado de combustibles sintéticos que ganarían mercado al reemplazar el jet fuel).

En el 2050 para el escenario 1.5 °C, se ha estimado una participación del 16 %, provenientes de ventas de combustibles sintéticos para la aviación. Para dar respuesta a la demandad de este sector, se tendrían que instalar 295 MW de electrólisis en el escenario 1.5 °C, posicionando este sector entre los que más aportarían en la demanda de H2V en Costa Rica.

HITOS DEL MERCADO				
2020	<1% Mercado	<1 kTon	<1 MW	<1 MMUSD
2030	<1% Mercado	1 kTon	10 MW	3 MMUSD
2050	16% Mercado	33 kTon	295 MW	92 MMUSD

Figura 54 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C, 2020-2050 (Fuente: Inicio con base a la proyección de LCOH e hidrógeno gris).

**Montacargas:** La pronta paridad de costos en este segmento permite pronosticar que este sea uno de los sectores donde el H2V gane terreno rápidamente.

Para conocer el volumen de montacargas en el país, se consultaron las bases de datos de importación de montacargas de PROCOMER con base a las partidas arancelarias de montacargas eléctricos y diésel.

Se tomó un crecimiento constante del mercado de montacargas de 1%, según datos históricos reportados en la importación de estos equipos en Costa Rica.

Según entrevistas con expertos, los montacargas con Fuel Cells reemplazarán al montacargas a combustión dedicados a la industria de la logística en espacios cerrados. Estos montacargas suelen usar diésel. Se asume que los montacargas con Fuel Cells podrían reemplazar la totalidad de este tipo de montacargas a 2050.

Para la comparación con montacargas eléctricos a baterías, se tuvieron en cuenta factores de la operación como tiempos muertos por cambio de batería, necesidad de contar con doble batería, pérdida de velocidad por estado de carga en la batería, entre otros.

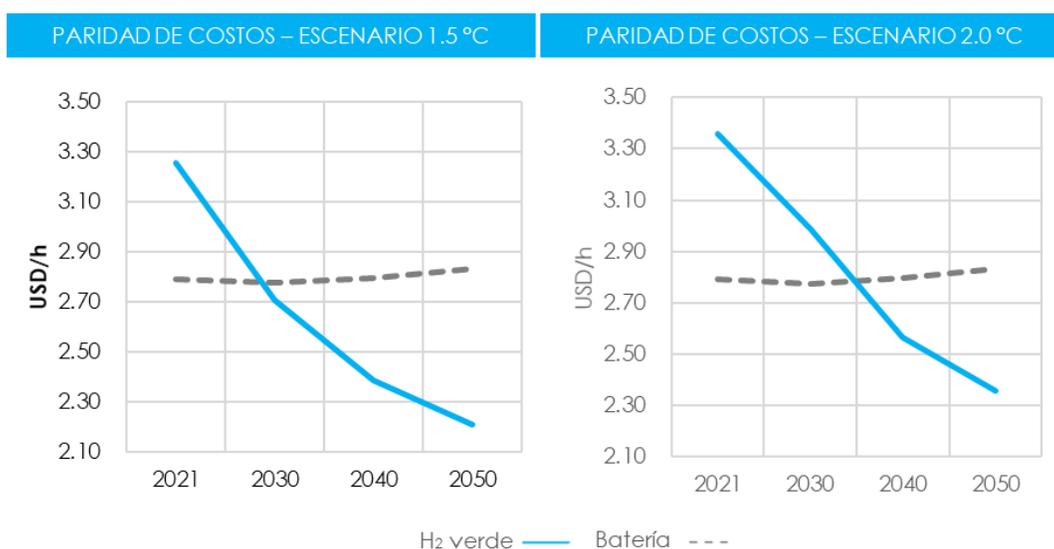


Figura 55 - Paridad de costo del hidrógeno verde, escenario 1.5 °C a la izquierda, escenario 2.0 °C derecha para la industria de montacargas (Fuente: Inicio con base al CTP calculado por tecnología de montacargas).

La pronta paridad de costos y el desarrollo actual de la tecnología de montacargas con celdas de combustible (sobre todo en fabricantes como Toyota), permiten pronosticar una oportunidad de descarbonizar el sector de la logística.

Se ha encontrado también que los montacargas con celdas de combustible tendrían ventajas competitivas en su operación debido a que estos no requieren de cambio de batería o en su defecto, los tiempos de carga son mucho más competitivos que sus pares con baterías.

Por otro lado, el dimensionamiento del mercado ha considerado no solo el reemplazo de montacargas con batería sino también aquellos que operan con combustibles fósiles (operan en su mayoría con diésel, pero en la industria también hay montacargas que funcionan con gas natural).

La eficiencia energética de las tecnologías eléctricas es aproximadamente 3 veces mayor a las tecnologías a combustión, por lo tanto, se espera que la implementación de montacargas con Fuel Cells también promuevan la eficiencia energética de la industria logística.

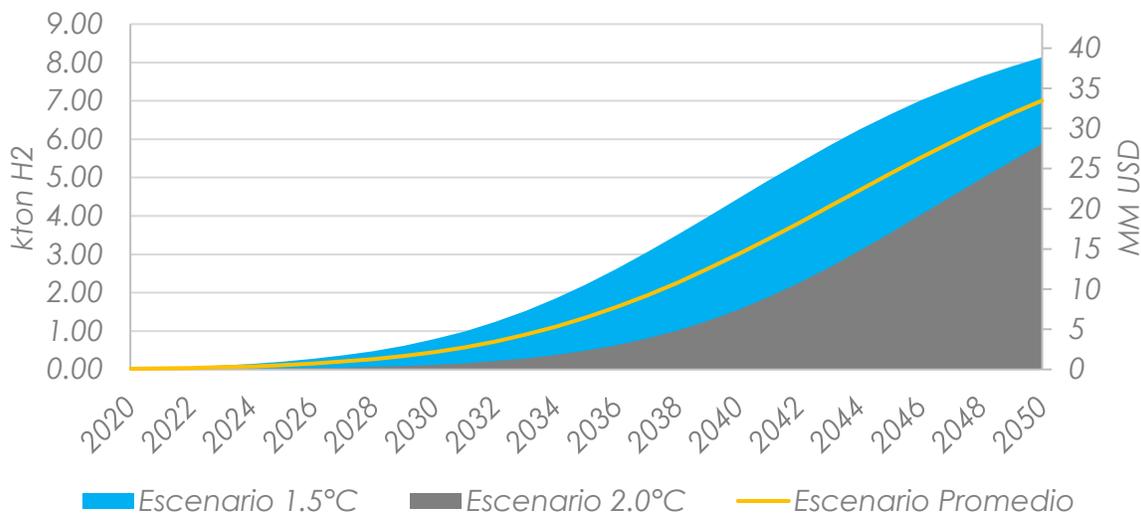


Figura 56 - Demanda de hidrógeno verde en el sector de insumo industrial 2020 – 2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección de electrificación de la industria logística(montacargas)).

La oportunidad de descarbonizar la industria logística en Costa Rica al emplear montacargas con Fuel Cells, permite pronosticar una participación del mercado a 2050 del 84 %. Se requerirían 8 kton de H2V en este sector para lo cual haría falta aproximadamente 75 MW de electrólisis en 2050.

HITOS DEL MERCADO				
<b>2020</b>	<1% Mercado	<1 kTon	<1 MW	<1 MMUSD
<b>2030</b>	<8% Mercado	<1 kTon	7.5 MW	3.7 MMUSD
<b>2050</b>	84% Mercado	8 kTon	75 MW	39 MMUSD

Figura 57 - Hitos del mercado en el escenario 1.5 °C para el sector de montacargas, 2020-2050 (Fuente: Hinicio con base a la proyección del mercado para el sector de montacargas).

**Aditivo para combustibles convencionales:** Se prevé que este sector no tendrá una adopción masiva en la industria.

Los usos finales que este sector podría considerar son 3 principalmente: Adicionar  $H_2$  para procesos en los que se requiere aprovechar el poder calorífico del  $H_2$  (calor para industria), adicionar  $H_2$  para potenciar la combustión en motores de vehículos, producción de energía eléctrica (Combustión dual).

Estos usos se describirán con mayor detalle a continuación:

**Calor para industria:** Adicionar  $H_2$  para soportar la producción de calor en uso industrial ya fue analizado en el sector industrial de calor para la industria, por tal motivo no se vuelve a considerar en este segmento

**Uso en vehículos:** El uso en vehículos es descartado debido a que es una tecnología sin demostración comercial aplicable. El uso de  $H_2$  en el transporte ya fue considerado en el segmento FCEV.

Sin embargo, también se puede encontrar en algunos foros de discusión relativos a las tecnologías del  $H_2$  que existen sistemas que permiten producir  $H_2$  en el carro para luego ser utilizado en el proceso de combustión de los vehículos actuales. Esto se lograría al adaptar un dispositivo que produce localmente el  $H_2$  y luego lo inyecta en el motor con la intención de mejorar la eficiencia de este y a su vez reducir la contaminación del vehículo. El esquema de funcionamiento del dispositivo mencionado funcionaría básicamente como se ve en la Figura 58.

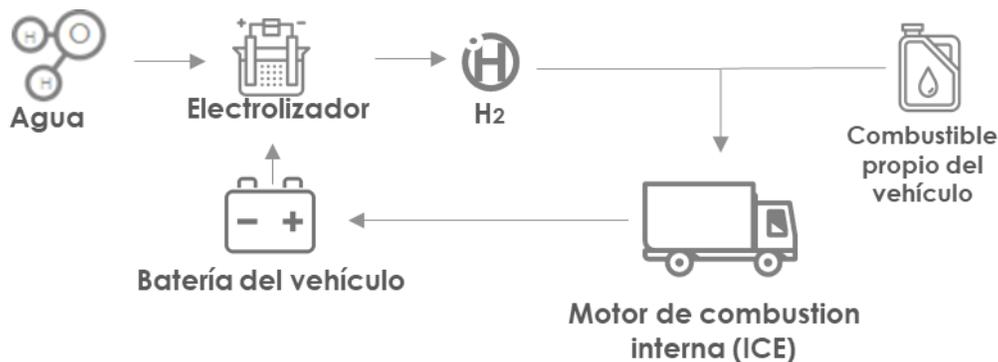


Figura 58 - Sistema para adicionar  $H_2$  a motores de combustión (Fuente: Inicio con base a patentes y planos de sistemas de producción vehicular de  $H_2$ ).

Sin embargo, hasta la fecha, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos no ha aprobado los productos de mejora del combustible con hidrógeno en vehículos, ya que ningún dispositivo investigado ni producto comercial tiene informes disponibles según el "Programa de evaluación de dispositivos de reacondicionamiento del mercado secundario de vehículos de motor (EPA, Test Reports for Aftermarket Retrofit Devices, 2021).

Además, señalan que la instalación de tales dispositivos a menudo implica la manipulación ilegal del sistema de control de emisiones de un automóvil, lo que podría resultar en multas importantes (EPA, Devices and additives to improve Fuel Economy and Reduce Pollution do The really Work?, 2011).

Pruebas técnicas para evaluar la viabilidad de esta tecnología pueden ser encontrados en la literatura con sus respectivos dictámenes (EPA, Technical report data - Evaluation of the hydro-Catalyst corporation Pre-combustion Catalyst, 1973) (EPA, Evaluation of the HYDRO-VAC Device Under Section of the Motor Vehicle Information and Cost Saving Act, 1983).

Environment Canada tiene un trabajo de investigación sobre el tema. En las pruebas realizadas en su laboratorio en 2004, no encontraron ninguna mejora en la eficiencia del motor o el ahorro de combustible (JetStar, 2004).

A lo largo de las pruebas técnicas, se ha demostrado que no existe mejora ni en eficiencia ni en emisiones contaminantes al emplear esta tecnología, por tal motivo no se considera como demanda de H2V para este estudio.

**Generación de energía eléctrica:** Por motivos tecnológicos, el H<sub>2</sub> podría reemplazar en primera instancia las turbinas que utilicen gas natural. Costa Rica tiene intenciones de disminuir su dependencia de combustibles fósiles y adicionalmente el país no tiene reservas de este combustible, por lo cual, el gas natural no está siendo utilizado en la producción de energía eléctrica. Por tanto, este sector no se considerará un potencial segmento de demanda para el H2V en el país.

Sin embargo, a manera de ilustración, se muestra la manera en que funcionaría la producción de energía eléctrica con la mezcla de gas natural e H2V.

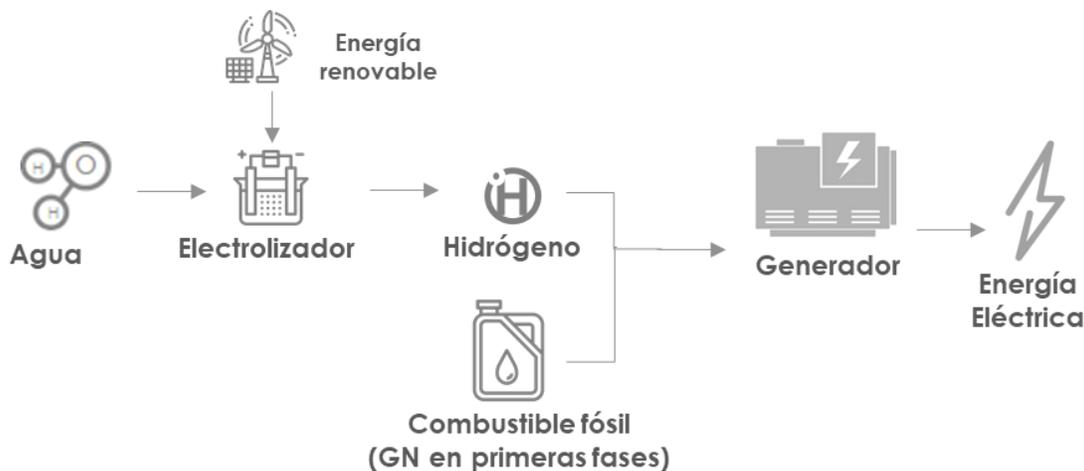


Figura 59 - Esquema de producción de energía eléctrica a partir de turbinas de generación con gas natural e hidrógeno (Fuente: Hinicio con base a esquemas de General Electric)

La demanda de H2V como aditivo a otros combustibles convencionales por lo explicado anteriormente es cero.

**Análisis de resultados.**

Totalizando la demanda por escenario, se tiene que a 2050 en el escenario 1.5°C, anualmente se consumirían en Costa Rica 611 kton de H2V, mientras que en el escenario

2.0 °C este volumen sería de 265 kton. La diferencia entre los dos escenarios en ese mismo año es de 346 kton.

Gran parte de los sectores industriales analizados, alcanzan la paridad de costos a mediados de la década del 2030, por este motivo se puede ver en a Figura 60, que la demanda de H2V en Costa Rica empezaría a crecer en esa misma década, siendo este crecimiento más acelerado en el escenario 1.5 °C.

Por otro lado, el tamaño del mercado en términos monetarios en el escenario 1.5 °C podría ascender a los 2,850 MMUSD mientras que en el escenario 2.0 °C esta cifra alcanzaría los 690 MMUSD. El tamaño del mercado en cada uno de los escenarios, como se verá en secciones más adelante, determinará los impactos macroeconómicos de la comercialización del H2V en Costa Rica.

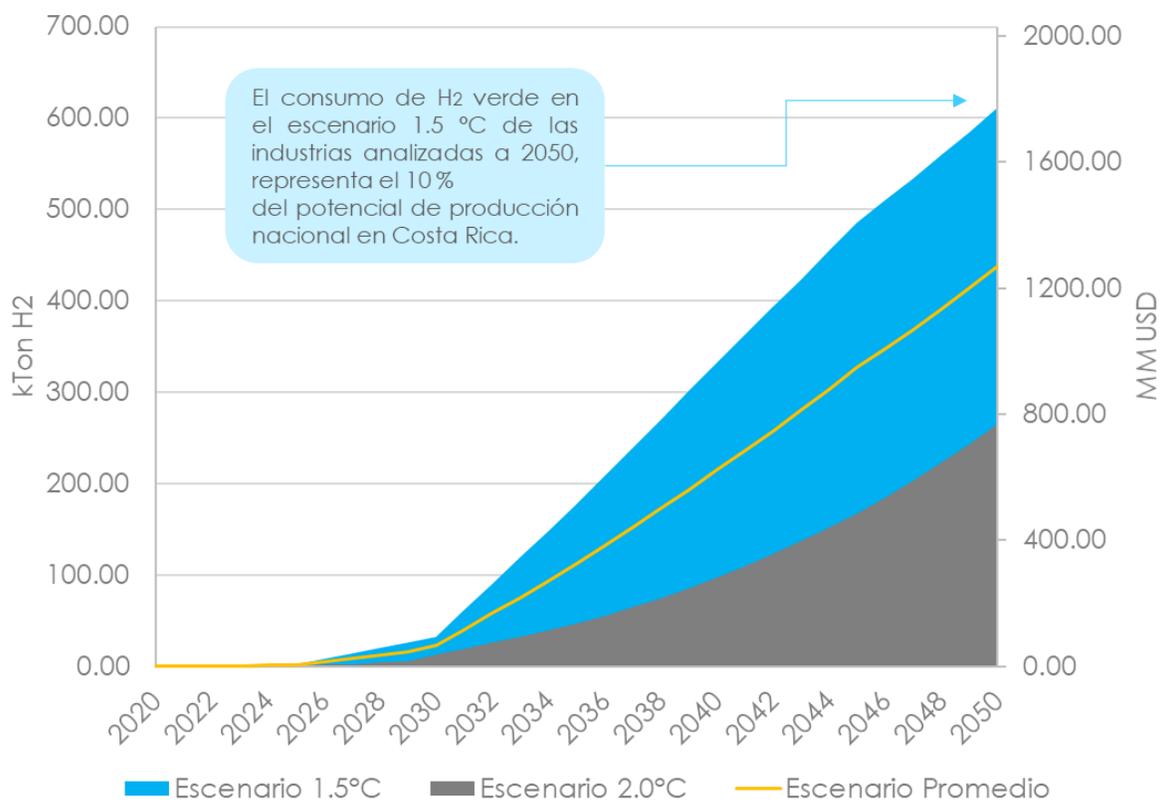


Figura 60 - Demanda de H2V en Costa Rica por escenario 2020 – 2050.

La Figura 61, muestra la proporción de consumo de hidrógeno de cada sector analizado, en donde es evidente que el sector de los FCEVs es quien más demandaría en el 2050 en cualquiera de los escenarios analizados.

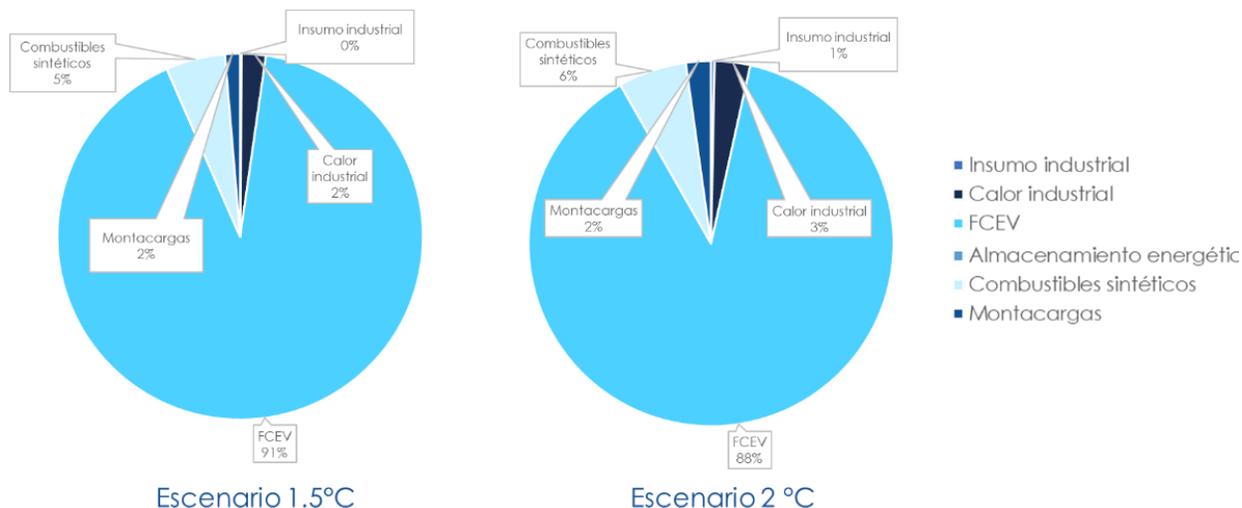


Figura 61 - Proporción de demanda de H2V por sector en 2050.

Para poder suplir la demanda de H2V prevista en ambos escenarios, será necesario que se despliegue en Costa Rica toda una infraestructura que permita la producción de este elemento. Para ello, haría falta completar toda la cadena de valor que posibilita la producción de H2V, comenzando por la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se debe considerar también la potencia de electrólisis que permitiría suplir la demanda nacional de H2V. La Tabla 13 dimensiona para cada uno de los sectores y en dos horizontes de tiempo, los requerimientos energéticos y de electrólisis que harían falta para suplir la demanda nacional de H2V.

Tabla 13 - Requerimientos energéticos y de electrólisis para suplir la demanda de H2V en Costa Rica para el escenario 1.5 °C (Fuente: Elaboración propia con base a las proyecciones de demandade h2V en Costa Rica).

Segmentos	2030				2050			
	Porcentaje del mercado del H2V por sector industrial en Costa Rica [%]	Demanda de H2V por sector industrial [kton]	Energía eléctrica renovable requerida para suplir la demanda de H2V en todos los segmentos [GWh]	Potencia de electrólisis requerida para suplir la demanda de H2V en todos los segmentos[*] [MW]	Porcentaje del mercado del H2V por sector industrial en Costa Rica [%]	Demanda de H2V por sector industrial [kton]	Potencia instalada de generación renovable requerida para suplir la demanda de H2V en todos los segmentos [GWh]	Potencia de electrólisis requerida para suplir la demanda de H2V en todos los segmentos[*] [MW]
Insumo industrial	1%	0.182	23	2	0.1%	1	59	10
Calor industrial	1%	0.374	48	4	2.1%	13	904	151
FCEV	93%	30.062	3,819	350	91.2%	557	38,865	6,491
Almacenamiento energético	0.001%	0.0003	0	0	0.01%	0	4	1
Combustibles sintéticos	3%	0.997	127	12	5.2%	32	2,227	372
Montacargas	2%	0.788	100	9	1.3%	8	567	95
<b>Total</b>		<b>32</b> ktonH2	<b>1,215</b> GWh generación	<b>377</b> MW electrólisis		<b>32</b> ktonH2	<b>12,582</b> GWh generación	<b>7,119</b> MW electrólisis

Los cálculos de la tabla anterior se realizaron asumiendo un 50 % de factor de carga en el electrolizador. Este factor de carga implica trabajar en un mix de energías renovables tal, que le permita al proceso de electrólisis funcionar en la mitad del tiempo disponible. En Costa Rica esto es posible gracias a la diversidad de recursos renovables del que este país dispone. Con mayor detalle se hablará de esto más adelante.

El escenario más alto de demanda implicaría el despliegue de 7.1 GW de electrólisis a 2050 y una producción de energía de 12,582 GWh. Para producir de esta energía se requiere menos de los potenciales de generación renovable que hay en este país, por tal motivo se puede afirmar que Costa Rica efectivamente estaría en capacidad de autoabastecer sus necesidades de H2V en los próximos años.

La mayor demanda de H2V, como ya se mencionó, vendría del sector FCEV. La infraestructura para suplir de este energético requerirá no solo de electrolizadores y plantas de generación, sino también de estaciones de recarga vehicular (HRS). Por esta razón, se verá con mayor detenimiento, la oportunidad que Costa Rica podría encontrar para generar empleo en torno a la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de recarga vehicular.

### **Conclusiones.**

Para suplir la demanda proyectada de hidrógeno de Costa Rica en el escenario 1.5°C (más alta demanda) solo se necesitaría disponer del 10 % del potencial total de producción de H2V calculado para Costa Rica. Esto significa que la producción de hidrógeno no “distraerá a los recursos renovables” de modo que se comprometa la oferta de energía eléctrica del país.

Bajo ambos escenarios de análisis (1.5 °C y 2.0 °C) el hidrógeno verde se posiciona como una oportunidad viable para descarbonizar los diferentes sectores analizados.

Con su propia producción de H2V, Costa Rica tendría el potencial de suplir el 100% de las necesidades en los sectores analizados, tanto en el escenario 1.5 °C como en el de 2.0°C.

En el escenario 1.5 °C, Costa Rica demandaría cerca de 5.500 MW de electrólisis para 2050. En el escenario 2.0 °C, Costa Rica demandaría cerca de 2.300 MW de electrólisis para 2050.

Los volúmenes potenciales de hidrógeno en el sector del transporte en Costa Rica son los más grandes entre todos los sectores analizados. Estos grandes volúmenes permitirán la agregación de la demanda y la optimización de costos en el corto-mediano plazo.

Debido a la complejidad técnica que tendría electrificar la aviación y al contexto internacional de impulso a la descarbonización del transporte marítimo y aéreo internacional, la producción de combustibles sintéticos podría ser un nicho de aplicación para abastecer vuelos internacionales conectados con Costa Rica.

La demanda de Hidrógeno para almacenamiento energético y como aditivo para combustibles se estima insignificante.

### **Potencial de Costa Rica para exportar hidrógeno verde**

La exportación de hidrógeno es una actividad que se prevé comenzará a desarrollarse a finales de la década de 2020 y que incrementará su valor de mercado hacia 2050 y

después de ese año. Desde ahora diversos países que desarrollan sus estrategias de hidrógeno ya adoptan alguna de tres posibles posturas: importador, exportador o auto suficiente. Para determinar esto, es necesario contrastar el potencial de producción de hidrógeno del país y su proyección de demanda nacional. Cuando esta diferencia deja una capacidad de producción remanente grande, una nación puede pensar en comercializar este producto en mercados internacionales.

En el caso de Costa Rica, el potencial de producción de hidrógeno verde (a partir de energía solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica y geotérmica) supera en más de 8 veces la demanda de hidrógeno del país en 2050 en el escenario más alto el de 1.5 °C.

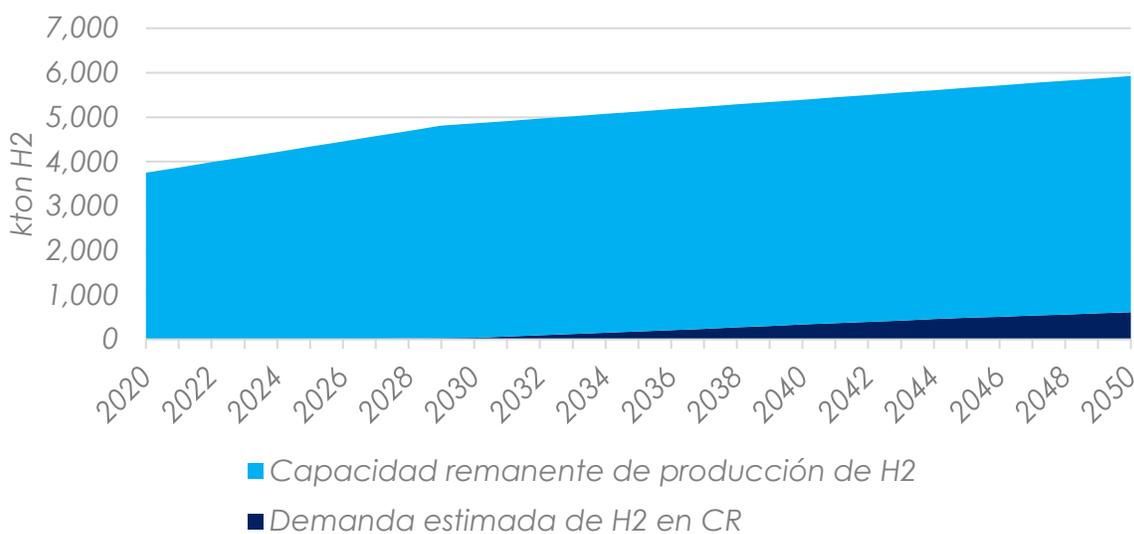


Figura 62 - Potencial de producción de H2 en Costa Rica y demanda nacional estimada (Fuente: Hinicio, 2021)

Este estudio analizará la competitividad de Costa Rica para exportar hidrógeno verde a los territorios que actualmente han manifestado ya una postura importadora y que incluso han comenzado a establecer convenios de colaboración con Países Exportadores para el comercio del hidrógeno: Japón, Corea del Sur y la Unión Europea. Se compara a Costa Rica con 6 de los países con mayor potencial exportador de hidrógeno: Colombia, Chile, México, Marruecos, Arabia Saudita y Australia.

### Metodología

La metodología para diagnosticar la competitividad de Costa Rica frente a otros potenciales exportadores de hidrógeno en los mercados internacionales consta de cuatro pasos:

- 1) **Parámetros para la exportación de H<sub>2</sub>:** a través de búsqueda documental de escritorio se recolecta la información necesaria que alimentarán al modelo "H2 Exports" propietario de Hinicio. Esta información incluye la distancia entre cada

destino y origen estudiado, el costo nivelado de electricidad en los Países Exportadores y los costos de energía eléctrica y térmica en los destinos.

Tabla 14 - Distancia entre puertos de origen y destino en la exportación de hidrógeno (Fuente: <https://classic.searoutes.com/>)

Distancia transoceánica [km]	Europa – Puerto de Rotterdam	Japón – Puerto de Osaka	Corea del Sur – Puerto de Pyeongteak
Australia	18140.4	5295.6	5272.2
Colombia	8249.4	14952.6	15948
Marruecos	2543.4	17674.2	17303.4
Chile	13420.8	17161.2	17683.2
México	13761	9448.2	9664.2
Arabia Saudita	7036.2	12979.8	12610.8

Para hacer comparables los costos de la energía renovable y del hidrógeno en Costa Rica respecto a los costos de los 6 países competidores, se analizó a cada potencial exportador bajo la misma metodología de cuantificación de potencial renovable y de producción de hidrógeno descrita en la sección “Oferta y demanda de hidrógeno verde en Costa Rica” de este informe.

Tabla 15 - Costos de energía eléctrica y térmica en los países importadores (Fuente: Investigación documental de Inicio)

Destinos	Calor	Electricidad	Bunker
	[USD/MMBTU]	[USD/MWh]	[USD/ton]
Japón	26.08	207	494
Corea del Sur	12.6	105	493
Europa	12.3	112	471.5

- 2) **Modelo “H2 Exports”**: Inicio cuenta con un modelo propietario para la estimación de costos de exportación de hidrógeno, el cual entrega el costo de hidrógeno de un puerto de destino y muestra la participación en este costo de cada etapa de la cadena de valor.

El modelo requiere ser alimentado con información del costo nivelado de energía de energía renovable en el país de origen, costo nivelado de hidrógeno, así como algunas consideraciones respecto a la distancia desde la planta de producción hacia el puerto de embarque, cantidad de hidrógeno exportado, número de navíos participando en la actividad y costos de energía térmica y eléctrica en el puerto de destino.

El modelo analiza la cadena de valor de hidrógeno desde su producción hasta la entrega entre cada origen y destino y reporta los resultados para 3 diferentes sistemas de transporte de hidrógeno: hidrógeno líquido, amoníaco y líquidos orgánicos portadores de hidrógeno.

La tabla 14 muestra el conjunto de valores utilizados y consideraciones hechas para la exportación de hidrógeno desde Costa Rica.

Tabla 16 – Consideraciones y datos alimentados al modelo “H2 Exports” propietario de Hinicio (Fuente: Hinicio, 2021)

<p><b>Producción</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ LCOE de origen [USD/MWh]:             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Costa Rica: 21.65</li> <li>○ Australia: 21.08</li> <li>○ Chile: 17.66</li> <li>○ Colombia: 21.53</li> <li>○ Marruecos: 20.27</li> <li>○ México: 20.19</li> <li>○ Arabia Saudita: 19.96</li> </ul> </li> <li>▪ CAPEX, OPEX y otros datos de la electrólisis: ver Definición de Escenarios</li> <li>▪ Factor de planta: 50% (considera plantas híbridas solar – eólico)</li> <li>▪ Costos del agua: Entre 1 y 4 USD dependiendo el país</li> <li>▪ Costos de financiamiento: 10% anual por 10 años</li> <li>▪ Tasa de descuento: 8%</li> </ul>
<p><b>Tubería a puerto</b></p>	<p>Se considera una tubería de hasta 40km de longitud que lleve el H2 del sitio de producción al puerto de embarque. Se consideran:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAPEX de la tubería: Aproximadamente 40 EUR/kg H2/hora /km (IEA, 2019)</li> <li>▪ OPEX de tubería: 1% del CAPEX anualmente</li> </ul>
<p><b>Acondicionamiento</b></p>	<p>Etapa de licuefacción del hidrógeno líquido o de síntesis del Carrier elegido: amoniaco o líquidos orgánicos portadores de H2. Se consideran:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAPEX de la infraestructura de síntesis (NH3: 4.3k EUR/kgH2/hora, LOHC: 6k EUR/kgH2/hora) o de licuefacción (35k EUR/kgH2/hora)</li> <li>▪ O&amp;M de la infraestructura</li> <li>▪ Consumo energético de cada proceso</li> </ul>
<p><b>Almacenamiento</b></p>	<p>Se considera una etapa de almacenamiento del hidrógeno en puerto. Esto permite reducir el tamaño de la infraestructura de producción, además de poder trabajar con factores de planta característicos de la energía renovable eólica o solar fotovoltaica.</p> <p>Esta capacidad varía entre orígenes y destinos. Se calcula con base en la demanda anual (establecida en 30,000 ton anuales para todos los casos), de la distancia entre países y de la disponibilidad de navíos (se establecen 26 entregas por año)</p>
<p><b>Carga y descarga</b></p>	<p>Costos asociados a la carga y descarga de los navíos que transportan el hidrógeno entre puertos. Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAPEX de infraestructura de recarga.</li> <li>▪ OPEX de la infraestructura de recarga.</li> <li>▪ Energía consumida por bombas o equipo de movilización de los fluidos</li> <li>▪ Uso de puertos marítimos, en función del tiempo que toma cada maniobra.</li> <li>▪ Su valor es varía desde los 0.14 hasta los 0.7 USD/kg H<sub>2</sub> manipulado</li> </ul>
<p><b>Transporte marítimo</b></p>	<p>Costos de movilización del hidrógeno desde el puerto de origen hacia el puerto de destino. Se incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAPEX y OPEX de los navíos</li> <li>▪ Capacidad de transporte de H2 o del portador de hidrógeno elegido</li> <li>▪ Costo del combustible</li> <li>▪ Eficiencia del combustible de los navíos</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Distancia entre puertos</li> <li>▪ No incluye cruces por canales marítimos como Suez o Panamá o impuesto alguno a la circulación en ninguna ruta comercial</li> </ul>
<b>Reacondicionamiento</b>	<p>Etapa de regasificación del hidrógeno líquido, ruptura de la molécula de amoníaco o desorción del H<sub>2</sub> de los líquidos orgánicos portadores. Incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CAPEX y OPEX de la infraestructura</li> <li>▪ Consumo energético del proceso de reacondicionamiento</li> <li>▪ Se incluye un costo de contingencias en la operación de la infraestructura de reacondicionamiento equivalente al 10% de los costos involucrados en esta etapa.</li> </ul> <p>La tecnología de ruptura o cracking de amoníaco se encuentra en etapas tempranas de desarrollo y si el país de destino consumirá directamente el amoníaco: es una etapa suprimible</p>

3) **Análisis de factores no asociados al costo:** el modelo “H2 Exports” nos entrega los costos de hidrógeno en puerto de destino desde cada origen, sin embargo, a pesar de que el costo será un factor muy importante para la toma de decisión por parte de los importadores: existirán otros factores no asociados al costo.

Algunos de los factores que se han identificado como relevantes para la exportación de hidrógeno son: acuerdos comerciales bilaterales, estabilidad macroeconómica, apoyo gubernamental al hidrógeno y experiencia con la exportación de commodities energéticos por parte del exportador. Si bien estos factores son dinámicos y pueden cambiar con facilidad en el tiempo, en esta etapa temprana de preparación de terreno para la exportación serán más relevantes.

La tabla 15 muestra el sistema de calificación que se empleó para evaluar la posición de cada país exportador frente a los posibles importadores.

Tabla 17 - Criterios de evaluación de la competitividad no asociada al costo de los exportadores frente a cada importador de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

Puntuación de los factores no económicos de competitividad para la exportación de hidrógeno				
Puntuación	Acuerdos comerciales bilaterales	Estabilidad macroeconómica*	Apoyo gubernamental al hidrógeno	Experiencia con la exportación de commodities energéticos/químicos**
★★★★	Países de origen y destino cuentan con tratados de libre comercio vigentes	Indicador macroeconómico combinado de 2.4 a 2.6	Presencia de estrategia nacional del hidrógeno con respaldo del gobierno en el país exportador.	Exportación de commodities por un valor superior a los 1000 USD per cápita anuales.

★★★	Países de origen y destino cuentan con otro tipo de tratados comerciales vigentes	Indicador macroeconómico combinado de 2.2 a 2.4	Apoyo del gobierno local en el país exportador para la creación de una estrategia nacional y hoja de ruta del hidrógeno.	Exportación de commodities por un valor de entre 500 y 1000 USD/ cápita anuales.
★★	Países de origen y destino se encuentran en negociación de acuerdos comerciales o con acuerdos comerciales pausados.	Indicador macroeconómico combinado de 2.0 a 2.2	Con apoyo del gobierno del país exportador para el desarrollo de proyectos en hidrógeno.	Exportación de commodities por un valor superior a 100 USD per cápita anuales
★	Países de origen y destino no cuentan con tratados comerciales entre ellos.	Indicador macroeconómico combinado menor a 2	Sin participación gubernamental en el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno	Exportación de commodities por un valor menor a 100 USD per cápita anuales

\* El indicador macroeconómico es un parámetro estimado por Hinicio que pondera sobre una base 3 (siendo 3 el país mejor rankeado de entre los estudiados) el desempeño de los países en términos del crecimiento anual del PIB (promedio 10 años), la tasa de desempleo de los países en los últimos 10 años y el indicador de riesgo político de Marsh en el último año publicado (2019)

\*\* Se consideraron para el análisis al crudo de petróleo, gas licuado de petróleo, gas natural, amoníaco y metanol.

4) **Ponderación de oportunidades:** finalmente como se hace una ponderación de los criterios económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno desde cada origen así a cada destino. para este análisis se consideró el costo del hidrógeno en puerto de destino como el criterio de mayor peso, con un 70%, y a los criterios uno de económicos se les asignó un peso de 30% distribuido homogéneamente entre ellos.

Tabla 18 - Ponderación de criterios económicos y no económicos para la evaluación de oportunidades de exportación de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

Criterio	Costo en puerto de destino	Acuerdos comerciales bilaterales	Estabilidad macroeconómica	Apoyo gubernamental al H <sub>2</sub>	Experiencia con la exportación de energéticos y químicos
<b>Ponderación</b>	70%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%

### Curvas de Mérito

Como se ha mencionado al inicio de esta sección, la exportación de hidrógeno dependerá de dos principales características: un abundante potencial de producción de este gas y un precio competitivo.

Con el objetivo de tener una comparación representativa de estos dos criterios entre los países exportadores analizados, se desarrollaron curvas de mérito “potencial de producción vs. costo de producción” en 2020, 2030, y 2050.

La metodología para obtener el potencial volumen de producción de hidrógeno de cada uno de los 7 países que aparecen en la curva, así como sus costos de producción, es la misma que se empleó para obtener los valores De Costa Rica. Los detalles metodológicos se pueden consultar en la sección “Oferta y demanda de hidrógeno verde en Costa Rica” en el apartado “Potencial de producción de hidrógeno verde en Costa Rica”

En las curvas de mérito se observan dos fenómenos: un incremento en el potencial de producción a lo largo del tiempo debido a la mejora en el desempeño de los equipos de generación de energía renovable y electrolizadores, y un decremento de costos asociado a la reducción de CAPEX de los equipos, lo cual será una consecuencia de la producción en masa, economías de escala, automatización de procesos etc.

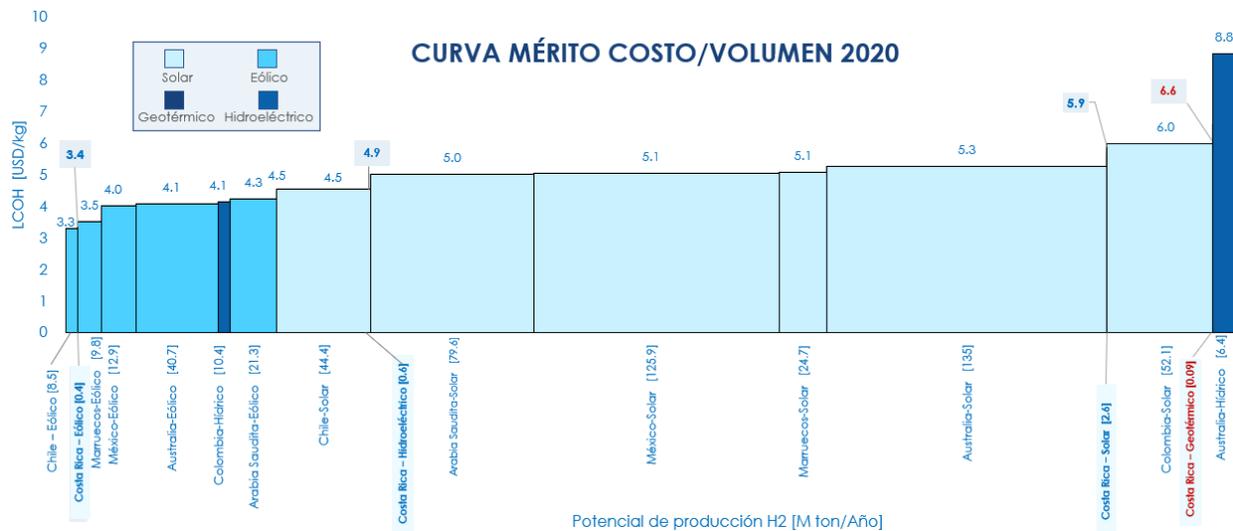


Figura 63 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2020 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

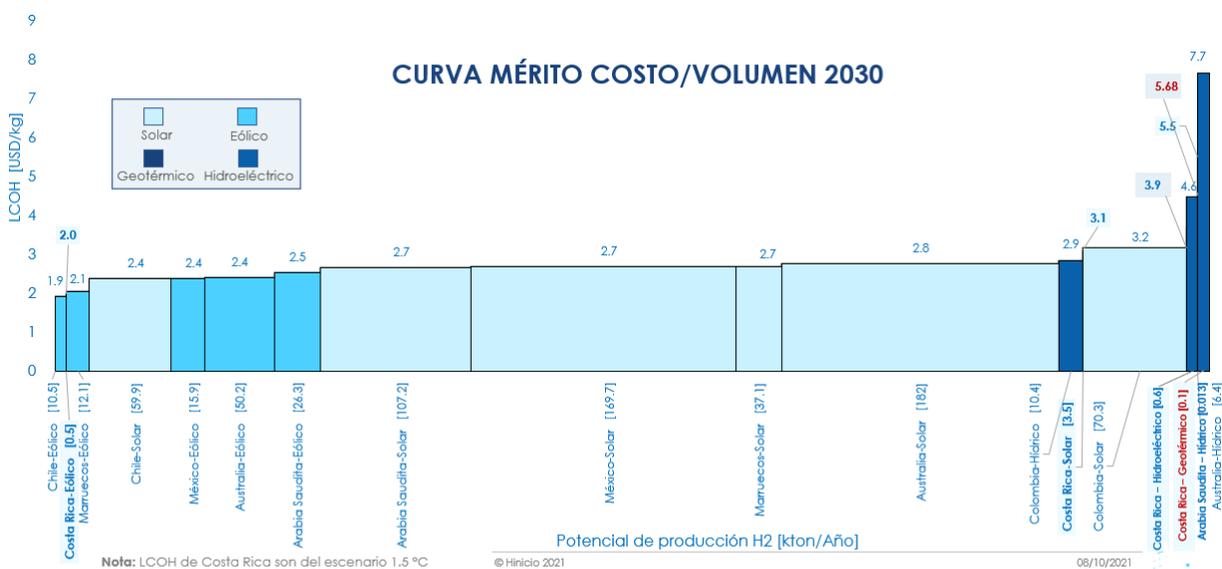


Figura 64 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2030 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

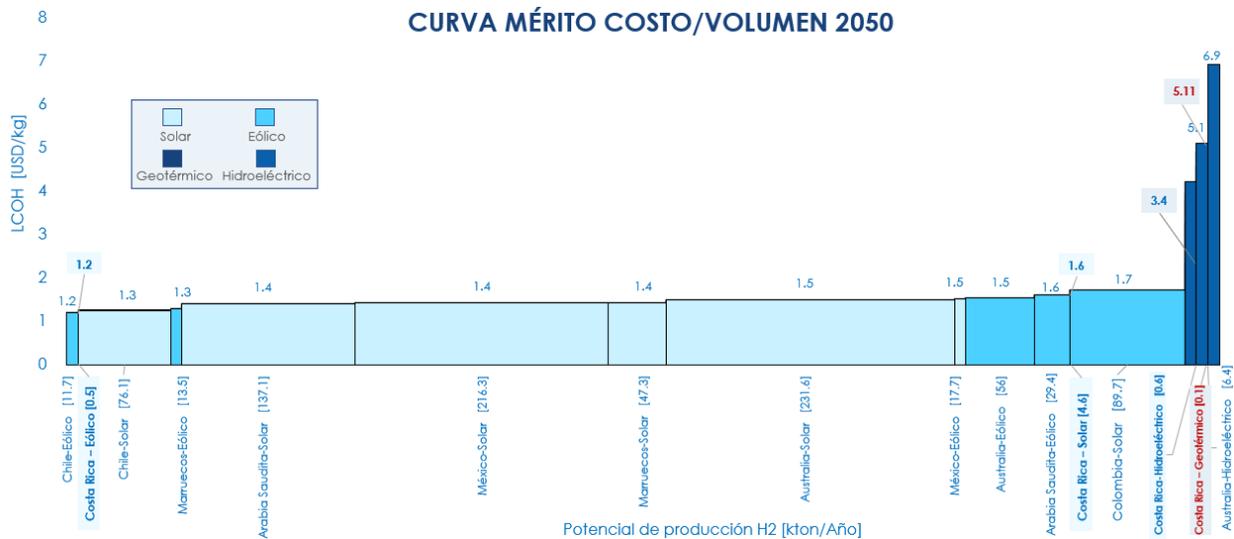


Figura 65 - Curva de mérito "costo - volumen" en 2050 de distintos potenciales exportadores de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

A primera vista se puede observar que Costa Rica tiene potenciales de producción comparativamente pequeños respecto a los países analizados. esto se debe principalmente a la extensión territorial del país, que no permitiría el despliegue de grandes centrales solares o eólicas, a pesar de que sus recursos renovables son de calidad. Una prueba de lo anterior es que el hidrógeno proveniente de energía eólica de Costa Rica es el segundo elemento de menor costo en la curva de mérito, solamente superado por el hidrógeno eólico de Chile.

El hecho de que Costa Rica tenga un volumen comparativamente bajo de producción, no lo imposibilita a participar en los mercados internacionales, sin embargo, podría ser una limitante cuando los volúmenes de demanda internacionales sean muy altos ya que países como Chile, México o Arabia Saudita podría figurar como proveedores más confiables y resilientes en caso de contingencias.

El hidrógeno producido a partir de energía solar en costa rica es el segundo más barato después del hidrógeno producido con energía eólica. Sin embargo, la producción de hidrogeno con energía solar en Costa Rica no resulta tan competitiva internacionalmente, es decir, existen al menos 10 combinaciones país-fuente renovable más baratas que él. El hidrógeno solar podría tener una gran relevancia para el mercado nacional en Costa Rica, el cual requiere menores gastos logísticos que el hidrógeno de exportación, donde los procesos de acondicionamiento y transporte son más costosos y cualquier ahorro en el costo de producción se vuelve relevante para la competitividad de los países.

## Costos en la Unión Europea

Asumiendo que todos los países analizados (Costa Rica, Australia, Colombia, Chile, México, Marruecos y Arabia Saudita) dispondrán de volúmenes suficientes para participar en mercados internacionales de hidrógeno en 2030, se introdujo su información al modelo “H2 Exports”.

En la Unión Europea se estiman costos de producción de hidrógeno locales de entre el 4.5 y 7 USD/kg H<sub>2</sub> en 2030, lo cual hace necesario que los países exportadores logren un costo de entrega del hidrógeno igual o menor a este valor.

Considerando que varios países de la Unión Europea tienen un gran potencial para producir energías renovables, tales como España, Portugal, Italia, y otros países en el mar Mediterráneo, el mercado europeo será muy competitivo. En primera instancia por la oferta dentro de la UE, pero también por países al norte de África con un alto potencial renovable, como Marruecos quien ya ha comenzado negociaciones para la exportación de hidrógeno a Europa.

En la figura 29 se puede observar que, de los 7 países estudiados, solamente 3 podrían alcanzar competitividad en el mercado europeo en 2030: Colombia Chile y Marruecos, en los 3 casos utilizando líquidos orgánicos portadores de hidrógeno como medio de transporte para esta sustancia.

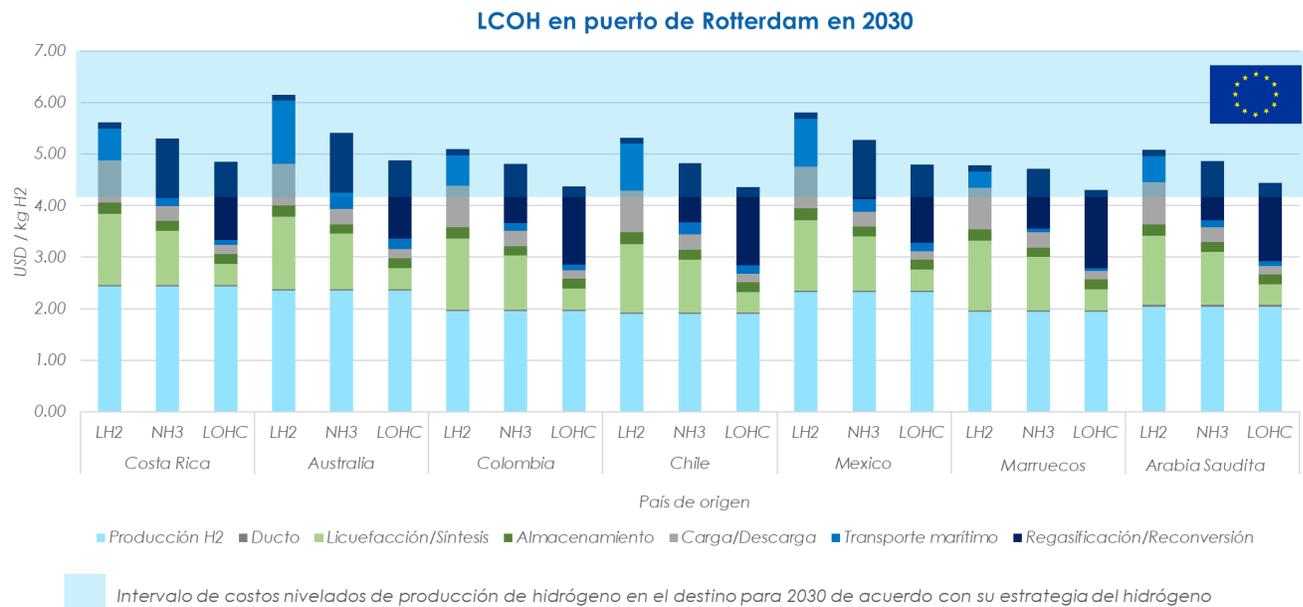


Figura 66 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado europeo en 2030 (Fuente: Hinicio, 2021)

## Costos en Japón

El caso de Japón es muy distinto al de la Unión Europea, ya que este es un país pequeño y es una isla, por lo que su potencial de producción de hidrógeno es bastante más reducido y, como consecuencia, los costos de producirlo en este país son mayores. Se estima que en 2030 el costo nivelado de producción de hidrógeno en Japón ronde entre los 6 y 7 USD/kg H<sub>2</sub>.

En este destino observamos que existe un mayor número de posibles ofertantes (países entregando hidrógeno a un costo menor que el de producción local), sin embargo, países como México y Costa Rica son menos competitivos que Australia Colombia o Chile. Lo anterior significa que Costa Rica puede entregar hidrógeno en Japón a un costo muy parecido que el de producción local y con esto podría una participación de mercado, sin embargo, ésta podría ser menor que la participación de los países con costos significativamente menores de entrega en puerto de destino.

Es interesante notar que, a diferencia de la Unión Europea, donde uno de los sistemas de transporte de hidrógeno más prometedores son los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno, en Japón la tendencia ubica al hidrógeno líquido como una mejor alternativa. La razón detrás de esto es que los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno requieren más energía en la etapa de reacondicionamiento (desorción de hidrogeno del aceite) que el hidrógeno líquido (regasificación del hidrógeno por diferencia de temperaturas) y en Japón el costo de la energía térmica y eléctrica para alimentar estos procesos es mayor que es la Unión Europea o que en Corea del Sur.

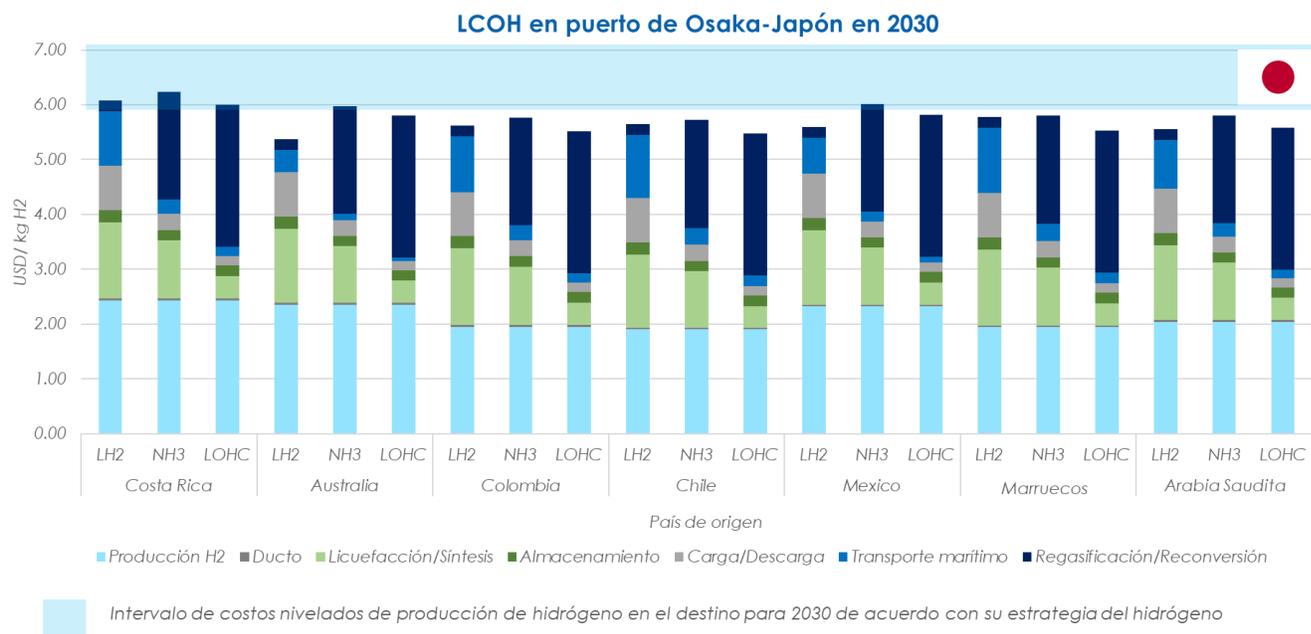


Figura 67 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado japonés en 2030 (Fuente: Inicio, 2021)

## Costos en Corea del Sur

En cuanto a costo de producción local de hidrógeno, Corea del Sur estima que en 2030 este valor rondará entre los 6 y 7 USD/kg H<sub>2</sub>, de forma muy parecida a Japón. Esto, sumado a que Corea los costos de energía para el reacondicionamiento de hidrógeno son menores, hace que todos los países analizados sean competitivos en el mercado transportando el hidrógeno en cualquiera de las formas estudiadas.

En la figura 31 se puede observar que el mayor costo de entrega de hidrógeno en puerto de destino es el hidrógeno líquido proveniente de Costa Rica, y aunque el país podría transportarlo en forma de amoniaco o de líquidos orgánicos portadores de hidrógeno, esos sistemas de transporte permanecen comparativamente más caros que sus homólogos provenientes de otros países. Esta condición podría significar una menor participación de mercado para Costa Rica en Corea del Sur en caso de que el país centroamericano no desarrolle políticas rápidamente para reducir sus costos de entrega de hidrógeno en Asia.

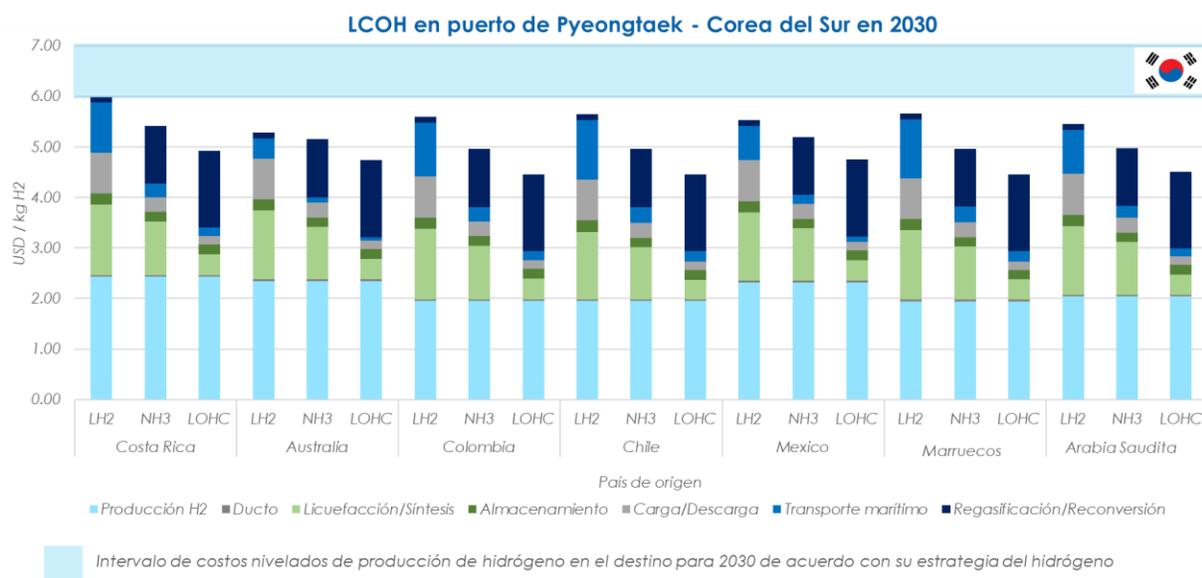


Figura 68 - Costos de exportación de hidrógeno en el mercado surcoreano en 2030 (Fuente: Hinicio, 2021)

## Competitividad económica de Costa Rica

En las figuras 29, 30 y 31 se ha observado que Costa Rica es un país con mayores costos de hidrógeno entregado en puerto de destino que otros potenciales exportadores.

Para estudiar este fenómeno se hizo una comparativa entre Costa Rica y el país más barato en cada destino para el sistema de transporte de hidrógeno más barato. En todos los casos el sistema de transporte ganador fueron los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno.

La comparación se hizo restando el costo del hidrógeno del país más barato, por etapa de la cadena de valor, del valor del hidrógeno costarricense. Este análisis nos permitirá ver el impacto de la menor distancia que pudiera tener Costa Rica frente a Japón, por ejemplo, respecto a Chile, o el impacto que tiene sobre Costa Rica que Marruecos sea tan cercano al mercado europeo.

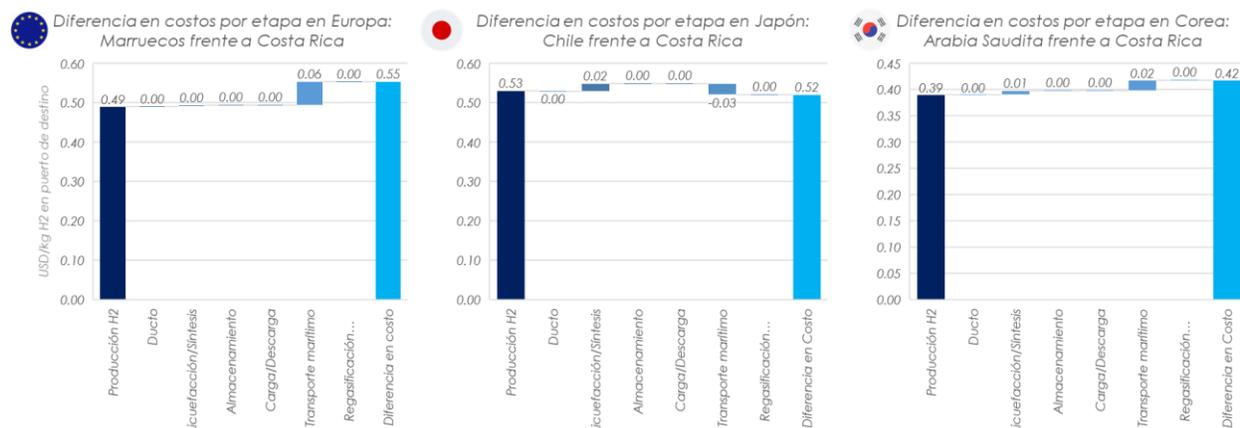


Figura 69 - Comparación de costos por etapa de la cadena de valor de Costa Rica frente a los países más competitivos por destino (Fuente: Hinicio, 2021)

La figura 32 muestra los resultados de este análisis. Se observa que, en todos los casos, **el costo de producción de hidrógeno es el factor que marca la diferencia de competitividad entre el hidrógeno de Costa Rica, y el de otros posibles exportadores.**

En el caso de La Unión Europea, Costa Rica solo es más caro por 0.06 USD en etapa de transporte marítimo respecto a Marruecos, y en el caso japonés, Costa Rica solo mejora 0.03 USD su costo respecto a Chile por estar más al norte. Esto nos deja saber que **la distancia geográfica entre el exportador y el importador tiene un cierto impacto en el costo final del hidrógeno en puerto de destino, pero las menores distancias desde Costa Rica no logran contrarrestar los mayores costos de producción.**

Una pregunta natural que surge es ¿cómo podría Costa Rica lograr un costo de producción de hidrógeno competitivo? Para responderla, se hizo un análisis de ingeniería inversa partiendo de los costos de producción de los países más competitivos en cada destino y calculando de forma inversa el costo de energía renovable que logra dicho costo de producción de hidrógeno, es decir, un LCOE objetivo (asumiendo que todos los países podrán comprar tecnología de electrólisis al mismo costo).

Los resultados mostrados en la Figura 70 nos dicen que la diferencia en el costo de electricidad objetivo y el costo de electricidad proyectados para Costa Rica en 2030 varía de 4 a 16%, esto quiere decir que es necesario que Costa Rica produzca energía eléctrica renovable a costos entre 4 y 16% más baratos.

Es importante recordar que los costos de producción de hidrógeno alimentados al modelo "H2 Exports" son promedios ponderados de los costos de producción solar y eólico para cada país y que se consideran plantas híbridas como factores de planta del

50%, por lo que existen un gran número de casos de negocio particulares que podrían lograr el costo de electricidad objetivo de Costa Rica, además de que los reguladores del país podrían establecer políticas públicas que impulsen el decremento del costo de energía renovable.

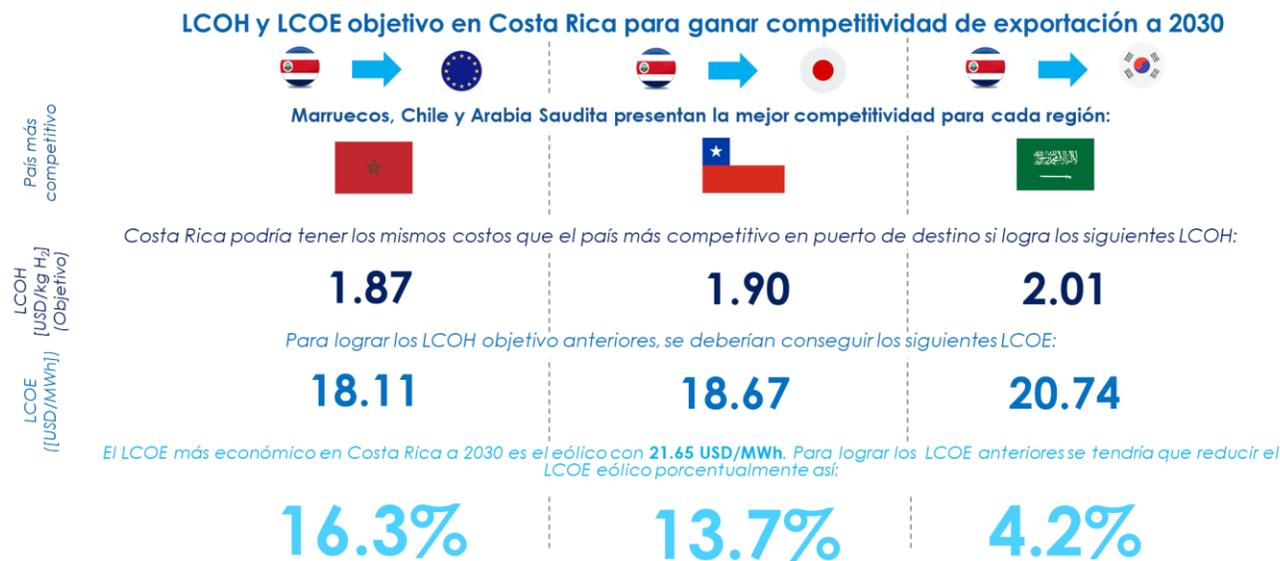


Figura 70 - análisis del costo de electricidad objetivo en Costa Rica para la competitividad en los mercados internacionales de hidrógeno (Fuente: Inicio, 2021)

### Análisis de factores no económicos de la exportación de hidrógeno

Como mencionado anteriormente, la competitividad de un exportador frente a otro dependerá principalmente de factores económicos (costo del hidrógeno en puerto), pero también de otros factores no económicos asociados a la exportación de hidrógeno. Como ya se mencionó en el apartado metodológico, el costo del hidrógeno es el factor de principal influencia, por lo que se le ha asignado una ponderación de 70%. A los factores no económicos se les asignó un 30% distribuido de forma homogénea entre ellos (7.5% cada uno).

En lo que respecta a la Unión Europea, Costa Rica se sitúa en el último lugar, solo antes de México. Los factores de mayor impacto para Costa Rica en este destino son el costo, el menor impulso gubernamental al hidrógeno respecto a los competidores y su limitada experiencia en la exportación de moléculas energéticas o químicas.

De entre los factores débiles de Costa Rica, se vislumbra que rápidamente cambiará el apoyo gubernamental al hidrógeno, ya que la metodología da la mayor puntuación a los países con una estrategia u hoja de ruta ya pública, una iniciativa que se encuentra actualmente en desarrollo en Costa Rica.

Tabla 19 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a la Unión Europea (Fuente: Hinicio, 2021)

 Oportunidades de exportación de hidrógeno hacia la Unión Europea						
	Costo de hidrógeno en el destino [USD/kg H <sub>2</sub> ]	Acuerdos comerciales bilaterales	Estabilidad macroeconómica	Apoyo gubernamental al hidrógeno	Experiencia exportando energéticos y químicos	Puntaje ponderado (Sobre base 4)
<b>Ponderación</b>	70%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	
<b>Marruecos</b>	LH2: 4.78 NH3: 4.71 LOHC: 4.30	★★★★	★★ Altas tasas de desempleo e índice de riesgo político	★★★	★	<b>3.55</b>
<b>Arabia Saudita</b>	LH2: 5.08 NH3: 4.87 LOHC: 4.44	★★★★	★★★★	★★	★★★★	<b>3.15</b>
<b>Colombia</b>	LH2: 5.09 NH3: 4.81 LOHC: 4.37	★★★★	★★★	★★★	★★★	<b>3.08</b>
<b>Chile</b>	LH2: 5.32 NH3: 4.83 LOHC: 4.36	★★★	★★★★	★★★★	★	<b>3.00</b>
<b>Australia</b>	LH2: 6.15 NH3: 5.40 LOHC: 4.37	★★	★★★★	★★★★	★★★★	<b>1.75</b>
<b>Costa Rica</b>	LH2: 5.61 NH3: 5.31 LOHC: 4.86	★★★★	★★★	★★★	★	<b>1.53</b>
<b>México</b>	LH2: 5.81 NH3: 5.28 LOHC: 4.79	★★★★	★★★★	★ Sin apoyo gubernamental al H <sub>2</sub>	★★	<b>1.53</b>

En el mercado japonés, Costa Rica se sitúa en el séptimo lugar y a 0.71 puntos del sexto lugar: Marruecos. En este mercado, además de los factores débiles mencionados en el párrafo anterior, a Costa Rica se le suma el hecho de no tener un tratado de libre comercio con Japón. Durante el desarrollo de este proyecto se identificó que en el pasado Costa Rica sostuvo conversaciones con Japón sobre este tema, sin embargo, no se concretó el tratado.

El interés común de Costa Rica y de Japón por desarrollar mercados de hidrógeno podría ser un elemento que vuelva a abrir las conversaciones para tratados comerciales entre esos 2 países y mejorar así las posibilidades de Costa Rica en el mercado asiático.

Tabla 20 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a Japón (Fuente: Hinicio, 2021)

 Oportunidades de exportación de hidrógeno hacia Japón						
País	Costo de hidrógeno en el destino [USD/kg H <sub>2</sub> ]	Acuerdos comerciales bilaterales	Estabilidad macroeconómica	Apoyo gubernamental al hidrógeno	Experiencia exportando energéticos y químicos	Puntaje ponderado (Sobre base 4)
<b>Ponderación</b>	70%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	
<b>Chile</b>	LH2: 5.65 NH3: 5.72 LOHC: 5.47	★★★	★★★★	★★★★	★	<b>3.70</b>
<b>Australia</b>	LH2: 5.38 NH3: 5.98 LOHC: 5.81	★★★★	★★★★	★★★★	★★★★	<b>3.30</b>
<b>Arabia Saudita</b>	LH2: 5.56 NH3: 5.81 LOHC: 5.58	★★★★	★★★★	★★	★★★★	<b>3.15</b>
<b>México</b>	LH2: 5.60 NH3: 6.02 LOHC: 5.82	★★★	★★★★	★	★★	<b>2.85</b>
<b>Colombia</b>	LH2: 5.62 NH3: 5.76 LOHC: 5.52	★ Sin acuerdos identificados con Japón	★★★	★★★	★★★	<b>2.85</b>
<b>Marruecos</b>	LH2: 5.78 NH3: 5.80 LOHC: 5.53	★ Sin acuerdos identificados con Japón	★★	★★★	★	<b>2.63</b>
<b>Costa Rica</b>	LH2: 6.08 NH3: 6.24 LOHC: 6.00	★★	★★★	★★★	★	<b>2.08</b>

En lo que respecta a Corea del Sur, Costa Rica nuevamente se posiciona en el séptimo lugar. A pesar de que Costa Rica y Corea del Sur cuentan con un tratado de libre comercio, a Costa Rica le hace falta publicar su estrategia nacional de hidrógeno

mejorar su brecha de conocimiento en los mercados internacionales de commodities químicos y energéticos y, sobre todo: disminuir sus costos de producción para competir con los países más fuertes en este destino que son Arabia Saudita y Australia.

Tabla 21 - Evaluación de factores económicos y no económicos para la exportación de hidrógeno a Corea del Sur (Fuente: Inicio, 2021)

 Oportunidades de exportación de hidrógeno hacia Corea del Sur						
País	Costo de hidrógeno en el destino [USD/kg H <sub>2</sub> ]	Acuerdos comerciales bilaterales	Estabilidad macroeconómica	Apoyo gubernamental al hidrógeno	Experiencia exportando energéticos y químicos	Puntaje ponderado (Sobre base 4)
<b>Ponderación</b>	70%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	
<b>Arabia Saudita</b>	LH2: 5.45 NH3: 4.98 LOHC: 4.51	★★★★	★★★★	★★	★★★★	<b>3.85</b>
<b>Australia</b>	LH2: 5.29 NH3: 5.15 LOHC: 4.74	★★★★	★★★★	★★★★	★★★★	<b>3.30</b>
<b>Colombia</b>	LH2: 5.60 NH3: 4.96 LOHC: 4.46	★★★★	★★★	★★★	★★★	<b>3.07</b>
<b>Chile</b>	LH2: 5.65 NH3: 4.96 LOHC: 4.46	★★★★	★★★★	★★★★	★	<b>3.07</b>
<b>México</b>	LH2: 5.53 NH3: 5.20 LOHC: 4.76	★★★	★★★★	★	★★	<b>2.85</b>
<b>Marruecos</b>	LH2: 5.67 NH3: 4.97 LOHC: 4.46	★	★★	★★★	★	<b>2.62</b>
<b>Costa Rica</b>	LH2: 5.99 NH3: 5.42 LOHC: 4.93	★★★★	★★★	★★★	★	<b>2.23</b>

## Recomendaciones

¿Cómo podría Costa Rica vencer las aparentes barreras que ahora tiene para exportar hidrógeno? como ya se ha mencionado antes, el costo de producción de hidrógeno será el factor de mayor peso a la hora de que los importadores tomen decisiones y los factores no económicos son dinámicos y relativamente fáciles de cambiar a través de actividades precisas. con el objetivo de promover que Costa Rica Participe de la exportación de hidrógeno, se prepararon las recomendaciones por criterio mostradas en la tabla 21.

Tabla 22 - Recomendaciones para el posicionamiento de Costa Rica en los mercados internacionales de hidrógeno (Fuente: Hinicio, 2021)

Criterio	Recomendaciones
<b>Costo en puerto de destino</b>	<p>Costa Rica necesita reducir sus costos de producción. El principal factor asociado al costo de H<sub>2</sub> es el costo de electricidad, mismo que está estrechamente relacionado con el potencial renovable del país. Algunas estrategias para reducir costos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Proporcionar beneficios fiscales a los equipos de generación de energía renovable y de producción de hidrógeno, por ejemplo, mecanismos de depreciación acelerada o exenciones/reducciones en impuestos y tarifas arancelarias.</li> <li>○ Crear mecanismos de financiamiento flexibles con tasas de interés menores para proyectos de producción de H<sub>2</sub>.</li> <li>○ Producir localmente equipos que Costa Rica actualmente tendría que importar.</li> <li>○ Flexibilizar los mecanismos de operación del mercado eléctrico, de modo que se permita la conexión de plantas de producción a la red para tener un consumo mixto red-planta renovable y con ello aumentar los factores de planta de los electrolizadores.</li> </ul>
<b>Acuerdos comerciales bilaterales</b>	<p>Costa Rica debería establecer diálogos con el gobierno de Japón. Se identificó que en el pasado Japón y Costa Rica exploraron la posibilidad de tener un acuerdo. La ola del hidrógeno verde y el interés de ambos países en el tema podría ser un buen motivo para reiniciar negociaciones, específicamente para el desarrollo y adopción del hidrógeno en ambas naciones.</p>
<b>Estabilidad macroeconómica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Crear políticas robustas en torno al H<sub>2</sub>, respaldadas por planes bien diseñados y acciones consecuentes que generen un ecosistema confiable para las inversiones en Costa Rica.</li> <li>○ Utilizar la creación de una industria local del hidrógeno para generar empleos y reducir en la medida de lo posible los índices históricos de desempleo del país (alrededor del 10%)</li> </ul>
<b>Apoyo gubernamental al H<sub>2</sub></b>	<p>De acuerdo con la metodología de evaluación, Costa Rica podría mejorar rápidamente este indicador tan pronto como los actores interesados, tanto públicos como privados se organicen para generar y publicar su Estrategia Nacional del Hidrógeno. Mientras más pronto ocurra esto, mejores oportunidades podrían tener Costa Rica de participar en los mercados internacionales, que en muchos casos han comenzado ya a firmar acuerdos de colaboración de mediano a largo plazo.</p>
<b>Experiencia con la exportación de energéticos y químicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Costa Rica podrá establecer alianzas internacionales que incluyan transferencia de conocimiento (con Chile, por ejemplo) para acortar su curva de aprendizaje en la exportación de sustancias energéticas o químicas derivadas del hidrógeno.</li> <li>○ La participación de empresas multinacionales del sector privado en los proyectos de exportación de H<sub>2</sub> desde Costa Rica sería otra forma en la que el país podría acelerar su curva de aprendizaje en el tema.</li> </ul>

## Identificación de potenciales ecosistemas territoriales

A nivel nacional algunos países han comenzado a desarrollar distintas estrategias para acelerar la adopción del hidrógeno. Una de las estrategias con mejor aceptación y despliegue actualmente son los hubs de hidrógeno o ecosistemas territoriales.

Los ecosistemas territoriales o hubs de hidrógeno son regiones localizadas dentro de un país o dentro de una ciudad que tienen características particulares de producción y demanda potencial de hidrógeno

### ¿Qué características tiene un hub de hidrógeno?

- Reúnen una alta concentración de industrias ligeras y pesadas que pueden ser tomadores de hidrógeno.
- Las actividades que ahí ocurren permiten diversificar el destino del hidrógeno. El: montacargas, movilidad, calor industrial, materia prima, etc.
- Cuentan con acceso a infraestructura energética: redes eléctricas, gasoductos, oleoductos, etc.
- Tienen acceso a energía renovable para la producción de su hidrógeno.
- La presencia de puertos marítimos o aéreos es un valor agregado para los hubs, ya que permite la adopción de otras tecnologías, como los combustibles sintéticos o el uso de amoníaco como combustible.

### ¿Dónde existen actualmente los hubs de hidrógeno?

Los hubs industriales de hidrógeno se encuentran actualmente en desarrollo. Los más importantes incluyen a varios puertos marítimos europeos (Rotterdam el más importante), el puerto de Long Beach en California, el llamado "Hydrogen Valley" al norte de los Países Bajos y algunas regiones australianas como Bell Bay, la región Pilbara, Gladstone y Latrobe.

### ¿Cómo se podría elegir la ubicación de los hubs de hidrógeno de Costa Rica?

Para identificar potenciales hubs de hidrógeno en Costa Rica, se desarrolló una metodología a partir de la identificación de los principales centros de demanda potencial de hidrógeno y de la ubicación del potencial renovable solar, eólico e hidroeléctrico.

Para observar los principales centros de demanda potencial de hidrógeno, se identificó dentro del mapa de Costa Rica la posición de:

- a) Principales ciudades (8 ciudades que albergan al 25% de la población nacional)
- b) Parques industriales y de manufactura (13)
- c) Parques logísticos y de servicios (12)
- d) Aeropuertos internacionales (4)
- e) Puertos marítimos internacionales (6)
- f) Principales carreteras (desde 2000 hasta 16000 autos(día)
- g) Destinos turísticos más visitados (15)

Por su parte, para identificar las potenciales regiones productoras de hidrógeno, se ubicaron dentro del mapa a las zonas de alto potencial eólico, solar fotovoltaico y centrales hidroeléctricas.

La figura 34 muestra la distribución de los potenciales centros de demanda y de producción de hidrógeno verde en Costa Rica. Se percibe a primera vista una alta concentración de centros de demanda en la región central del país: desde San José y sus alrededores hacia ambos extremos del país tanto del lado del océano Atlántico como del Pacífico.

El mayor potencial eólico se identifica en la región noroeste mientras que el potencial hidroeléctrico, en este caso denotado por la distribución de centrales hidroeléctricas de alta capacidad, se observa en la región central de Costa Rica.

Preliminarmente se pueden identificar a partir de esta información dos hubs naturales de hidrógeno: uno en la región Central, consumiendo hidrógeno generado con hidroelectricidad y otro en la zona del Pacífico, en las cercanías de Puerto Caldera, consumiendo hidrógeno producido con energía solar.



Figura 71 - Mapa de localización de los potenciales centros de demanda y de producción de hidrógeno verde en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)

 **Visite aquí el mapa interactivo de infraestructura de Costa Rica**

Costa Rica es un país con una posición geográfica privilegiada que cuenta con acceso a dos océanos y con vías de comunicación que conectan transversalmente al país. Lo anterior abre la posibilidad para que un tercer hub de hidrógeno pueda visualizarse: el de la región Atlántica, detonado por la actividad logística del puerto de Limón y la ciudad de Siqueres.

La tabla 21 nos muestra las principales características de suministro renovable, acceso a infraestructura, principales usos potenciales del hidrógeno y motivos para la creación de cada ecosistema regional de H<sub>2</sub> en Costa Rica.

Tabla 23 - Caracterización de los potenciales hubs de hidrógeno en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)

Hub de hidrógeno	1 - Central	2 - Pacífico	3 - Atlántico
<b>Ubicación</b>	<b>Región Central</b> Ciudad de San José - Alajuela	<b>Región Pacífico Central</b> Puntarenas – Puerto Caldera	<b>Región Huetar Atlántica</b> Puerto de Limón - Siquirres
<b>Principal fuente energética</b>	Eólica	Solar fotovoltaica	Hidroeléctrica
<b>Acceso a infraestructura</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Aeropuertos (2)</li> <li>•Redes de transmisión eléctrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Puerto marítimo de Caldera</li> <li>•Redes de transmisión eléctrica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Puerto marítimo de Limón</li> <li>•Puerto marítimo de Moín</li> <li>•Aeropuerto</li> </ul>
<b>Principales usos del H<sub>2</sub></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Transporte urbano</li> <li>•Transporte de carga</li> <li>•Usos industriales (calor, potencia y materia prima)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Transporte de carga</li> <li>•Transporte turístico</li> <li>•Transporte marítimo local y de largo alcance</li> <li>•Transporte logístico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Transporte de carga</li> <li>•Transporte marítimo de largo alcance</li> <li>•Aplicaciones industriales</li> <li>•Transporte logístico</li> </ul>
<b>Motivos estratégicos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Zona de alto potencial renovable (eólico)</li> <li>•Alta concentración de población</li> <li>•Alta concentración industrial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Zona de alto potencial renovable (solar)</li> <li>•Presencia de actividad comercial e industrial</li> <li>•Ciudad de Puntarenas como centro de desarrollo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Zona con acceso al potencial hidroeléctrico del país</li> <li>•Presencia del puerto marítimo más importante del país</li> </ul>
<b>Otros motivos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fácil acceso a la infraestructura carretera y energética</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Potencial de adopción de aplicaciones de Transporte marítimo regional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Complementa la cobertura transversal de capacidades de uso de hidrógeno en el país</li> </ul>

A pesar de que la potencialidad de creación de cada hub de hidrógeno en Costa Rica podría intuirse a partir de la densidad de sitios de demanda y de potencial renovable, es necesario cuantificar bajo una metodología formal el potencial de cada región para tomar decisiones. Para este propósito, Hinicio desarrollo una metodología simple que, a partir de características cuantificables, asigna un puntaje de 1 a 3 a cada criterio descrito en la tabla 21.

Tabla 24 - Descripción de los puntajes para la evaluación de los potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)

Criterio	★★★	★★	★
<b>Acceso a infraestructura</b>	Acceso a múltiples vías carreteras, múltiples nodos de la red eléctrica y a más de un puerto internacional	Acceso a al menos un punto de conexión con vías carreteras. Nodos de la red eléctrica y puertos internacionales	Acceso a al menos un punto de conexión con vías carreteras. Nodos de la red eléctrica o puertos internacionales
<b>Potencial demanda de hidrógeno</b>	Más de 10 potenciales centros de consumo en el hub	De 5 a 10 potenciales centros de consumo en el hub	De 2 5 potenciales centros de consumo en el hub
<b>Diversificación de las aplicaciones del H<sub>2</sub></b>	Más de 5 aplicaciones posibles para el hidrógeno	De 3 a 5 posibles usos del hidrógeno	Al menos 2 distintos usos del hidrógeno en el hub
<b>Disponibilidad de recursos energéticos</b>	Alto potencial renovable dentro del hub en más de un recurso renovable	Alto potencial renovable dentro del hub en al menos un recurso renovable	Cercanía del hub a una zona de alto potencial renovable
<b>Potencial de crecimiento económico</b>	Zona poco industrializada con alto potencial de crecimiento por adopción del H <sub>2</sub>	Zona medianamente industrializada con buen potencial de crecimiento por adopción del H <sub>2</sub>	Zona altamente industrializada con potencial de crecimiento limitado

Considerando que cada criterio tiene la misma importancia para la decisión sobre dónde desarrollar hubs de H<sub>2</sub> en un país: la metodología de calificación de regiones suma los puntos obtenidos en cada criterio.

En el caso de Costa Rica, como era natural suponer, la región Central es la mejor posicionada para desarrollar un hub de hidrógeno en el corto plazo, seguida de la región Pacífico. La región Atlántica es la que menor puntaje alcanza, debido a que se encuentra alejada de las regiones de alto potencial renovable y a que su densidad de potenciales consumidores de hidrógeno es baja, sin embargo, esta es una región que podría complementar el cinturón central de Costa Rica y ser detonante de una adopción homogénea de las tecnologías de hidrógeno a lo ancho del país.

Tabla 25 - Resultados de la evaluación de potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021)

Hub de hidrógeno	1 - Central	2 - Pacífico	3 - Atlántico
Acceso a infraestructura	★★★	★★	★★
Potencial demanda de hidrógeno	★★★	★	★★
Diversificación de las aplicaciones del H <sub>2</sub>	★★★	★★	★★★
Disponibilidad de recursos energéticos	★★	★★	★
Potencial de crecimiento económico	★	★★	★★
<b>Puntaje Total</b>	<b>12(★)</b>	<b>9(★)</b>	<b>10(★)</b>

El análisis hecho para los tres potenciales ecosistemas regionales de hidrógeno de Costa Rica (los cuales podrían ser parte de una estrategia de aceleración de la adopción de hidrógeno en el corto plazo) dejan por fuera a una región importante: el noroeste de

Costa Rica comprendido en las provincias de Guanacaste, Alajuela y el norte de Puntarenas, el cual tiene el mayor potencial renovable. ¿Por qué entonces no se identifica un hub de hidrógeno ahí? La respuesta es porque no existe actualmente una importante demanda acumulada de hidrógeno verde.

El alto potencial renovable de la región podría presentar distintos escenarios en el futuro:

- Ser un hub de producción de hidrógeno verde y derivados, como los combustibles sintéticos y distribuirlos al resto del país mediante camiones tipo tube-trailer o por ductos.
- Producir energía renovable que se transmita a las regiones con mayor demanda de hidrógeno para producir el gas en las cercanías de los centros de demanda.
- Modificar la distribución de actividades económicas de Costa Rica mediante la atracción de empresas que busquen fuentes de energía renovable accesible, oportunidades para la adopción del hidrógeno verde y posiblemente acceso directo a mercados al norte de Costa Rica o hacia la región del Pacífico.

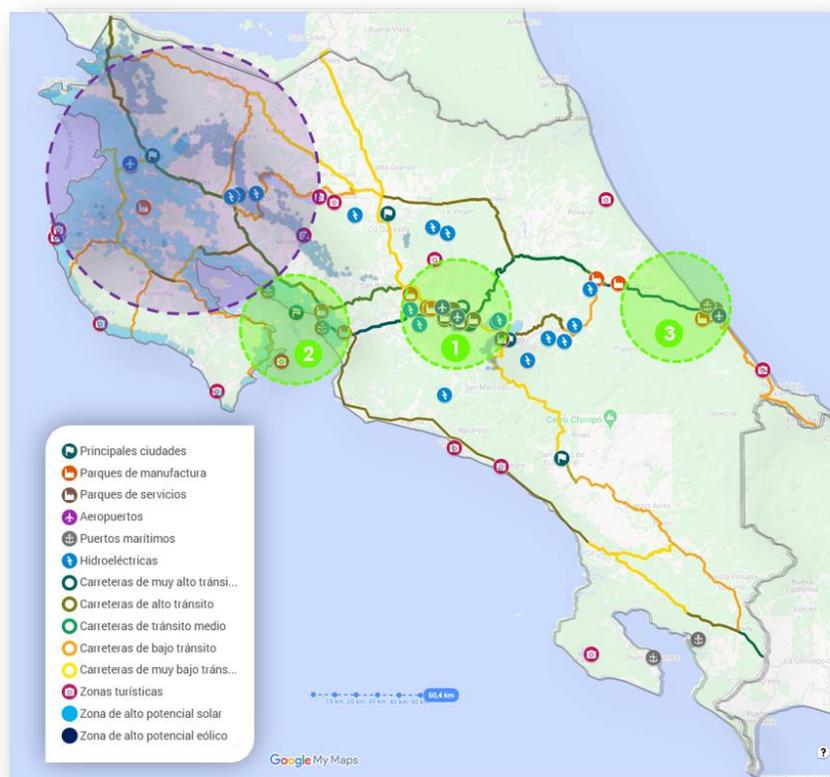


Figura 72 - Ubicación de los potenciales hubs de hidrógeno de Costa Rica (verde) y zona de potencial futuro por desarrollarse (morado) (Fuente: Hinicio, 2021)

## Mapeo de actores

El desarrollo del hidrógeno genera interés creciente entre un diverso y gran número de actores, los cuales están tomando acciones al respecto, cada uno desde “su trinchera”, ya sea regulatoria, productiva, financiera, etc.

Una forma simple de clasificar a los actores del sector energético, en general, es en privados como públicos e internacionales, y a su vez, a cada una de estas 3 categorías según su campo de acción.

Tabla 26 - Clasificación de los actores interesados en el hidrógeno (Fuente: Inicio, 2021)

Privados	Públicos	Internacionales
<b>Sector Energético</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Petróleo y Gas</li> <li>Eléctrico</li> <li>Renovables y alternas</li> </ul>	<b>Gobierno</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ministerio de Ambiente y Energía</li> <li>Ministerio de Economía o Industria</li> <li>Ministerio del exterior y de cooperación</li> <li>Entes regulatorios y normativos</li> <li>Ministerios o agencias relacionadas con las aplicaciones de adopción del hidrógeno</li> </ul>	<b>Gobiernos extranjeros</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ministerios de energía o de industria de países con metas ambiciosas en el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno</li> </ul>
<b>Fabricantes de equipo original</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Producción de H<sub>2</sub></li> <li>Acondicionamiento y transporte de H<sub>2</sub></li> <li>Almacenamiento de H<sub>2</sub></li> <li>Vehículos</li> <li>Sistemas de consumo de hidrógeno</li> <li>Tecnologías de generación eléctrica renovable</li> </ul>	<b>Empresas Públicas</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Empresas del sector energético</li> <li>Empresas de ingeniería, construcción y obras públicas.</li> </ul>	<b>Agencias de Cooperación</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Agencias de Cooperación Internacional de otros países</li> <li>Agencias de Cooperación Regional</li> </ul>
<b>Construcción y desarrollo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Integradores de proyectos de renovables</li> <li>Firmas de ingeniería, procura y construcción</li> </ul>	<b>Organizaciones no Gubernamentales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Organizaciones relacionadas con la adopción de hidrógeno</li> <li>Organizaciones relacionadas con el medio ambiente, cambio climático y calidad del aire</li> <li>Fundaciones o asociaciones con programas específicos en temas medioambientales o energéticos</li> </ul>	<b>Asociaciones y paneles internacionales</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Asociaciones internacionales en hidrógeno</li> <li>Asociaciones internacionales en energía renovable</li> <li>Asociaciones internacionales contra el cambio climático y a favor de las metas de desarrollo sustentable de la ONU</li> </ul>
<b>Sector Industrial</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Industria química</li> <li>Industria de manufactura</li> <li>Minería</li> <li>Industria del acero</li> <li>Cemento</li> <li>Otras industrias de alta demanda de energía</li> </ul>	<b>Banca pública</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Instituciones de banca pública</li> </ul>	<b>Banca Multilateral de Desarrollo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Instituciones de banca multilateral de desarrollo</li> </ul>
<b>Banca privada</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Bancos privados</li> </ul>		



**1. Miembros de la Alianza H<sub>2</sub> u organizaciones con actividades públicas en hidrógeno en Costa Rica**



**2. Empresas internacionales con desarrollos en hidrógeno en algún país y con presencia en Costa Rica**



**3. Empresas representativas del sector mapeado, ya sea por el tamaño de sus operaciones o el número de sucursales.**

Información pública sobre los miembros de la Alianza H<sub>2</sub> en Costa Rica

Entrevistas con actores interesados del H<sub>2</sub>

Búsqueda de escritorio por Inicio

## Mapa de actores



Sector energético		
Petróleo y gas		
Descripción del sector	Actores mapeados	Principales partes de interés en la cadena de valor
<p>En el sector privado de Petróleo y Gas en Costa Rica, se identifican a las empresas distribuidoras minoristas de gasolinas con oportunidad de participar en la venta de H<sub>2</sub> para movilidad.</p>		<p><b>Desarrollo de infraestructura</b></p> <p><b>Operación de infraestructura</b></p>
Eléctrico		
<p>En el sector eléctrico privado los actores podrían fungir un rol de proveedores de energía para los productores de hidrógeno o convertirse ellos mismos en productores y distribuidores de este energético secundario.</p>	<p>Otros generadores socios de:</p>	<p><b>Abastecimiento Eléctrico</b></p> <p><b>Producción</b></p>
Fabricantes de equipo para la cadena de valor de hidrógeno		
<p>Se logró identificar a pocos fabricantes de equipo original participando actualmente del mercado del hidrógeno en Costa Rica. A medida que el mercado crezca, estos se multiplicarán exponencialmente.</p>		<p><b>Abastecimiento Eléctrico</b></p> <p><b>Producción</b></p> <p><b>Consumo final de hidrógeno</b></p> <p><b>Desarrollo de infraestructura</b></p>

Sector Industrial			
Firmas de ingeniería e integradores			
<p>Muchos de los actuales socios de la Alianza por el Hidrógeno de Costa Rica son firmas de ingeniería y desarrolladores de proyectos</p> <p>Las firmas de ingeniería, procura y construcción de proyectos renovables podrían ser de los primeros beneficiados en la adopción acelerada del hidrógeno en Costa Rica.</p>		<p>Acondicionamiento</p>  <p>Desarrollo de infraestructura</p>	<p>Logística y transporte</p>  <p>Operación de infraestructura</p>
Industrias productoras y consumidoras de H <sub>2</sub>			
<p>Actualmente existe poca información disponible sobre el consumo de hidrógeno, amoníaco u otros derivados del H<sub>2</sub> en Costa Rica.</p>		<p>Producción</p>  <p>Logística y transporte</p>	<p>Acondicionamiento</p>  <p>Consumo final de hidrógeno</p>
Industrias potencialmente productoras / consumidoras			
<p>La producción nacional y uso de H<sub>2</sub> en Costa Rica no solo tendría beneficios ambientales para las industrias, también de reducción de su dependencia de productos hidrogenados como el amoníaco.</p>		<p>Desarrollo de infraestructura</p>  <p>Consumo final de hidrógeno</p>	<p>Operación de infraestructura</p>
Banca privada			
<p>Se citan solo a los principales bancos privados de Costa Rica, sin embargo, otros bancos privados podrían entrar a participar en el financiamiento de proyectos de hidrógeno verde.</p>		<p>Desarrollo de infraestructura</p>	<p>Consumo final de hidrógeno</p>
Sector público			
Banca pública			
<p>La Banca Pública podría jugar un papel protagónico al financiar proyectos vinculados con el H<sub>2</sub> verde a tasas de interés preferenciales por tratarse de un energético con beneficios sociales y ambientales.</p>		<p>Desarrollo de infraestructura</p>	<p>Consumo final de hidrógeno</p>

Empresas públicas		
<p>Por su tamaño y capacidades: las empresas públicas ICE y RECOPE podrían ser parte de toda la cadena de valor, en tanto existan modificaciones a sus estatutos que les permitan producir y comerciar H2 y no solo electricidad o derivados del petróleo.</p>	 	<p>Participación transversal en toda la cadena de valor</p>
Ministerios		
<p>Los Ministerios de Gobierno jugarán un papel clave a lo largo de toda la cadena de valor, generando las políticas públicas para promover la adopción del hidrógeno y estableciendo las reglas del mercado en cada sector industrial donde este nuevo energético participe.</p>		<p>Participación transversal en toda la cadena de valor</p>
Entes regulatorios		
<p>Los principales entes regulatorios que podrían participar en las actividades del hidrógeno serían ARESEP (en caso de ser el H2 un servicio público) en cuestiones de mercado y el Órgano de Regulación Técnica, en aspectos técnicos.</p>		<p>Participación transversal en toda la cadena de valor</p>
ONGs		
<p>Las organizaciones no gubernamentales servirán como voz de la sociedad civil para expresar los intereses de la ciudadanía desde distintos círculos de interés: ya sea este comercial, medio ambiental o de otra índole.</p>		<p>Participación transversal en toda la cadena de valor</p>
Academia		
<p>Un pilar importante del desarrollo exitoso de una economía de hidrógeno en Costa Rica será que el país pueda producir al</p>		<p>Participación transversal en toda la cadena de valor</p>

<p>menos una proporción de los bienes y servicios que necesitará. Para este fin, el país necesitará apoyarse fuertemente de las instituciones académicas que actualmente ya trabajan o que en el futuro desarrollen proyectos en temas de hidrógeno.</p>		
<p align="center"><b>Actores Internacionales</b> <b>Agencias de cooperación</b></p>		
<p>Las agencias de cooperación internacional servirán como plataformas de intercambio de experiencia, conocimiento e incluso como fuentes de financiamiento a través de fondos internacionales para el desarrollo del hidrógeno.</p>		<p align="center"><b>Participación transversal en toda la cadena de valor</b></p>
<p align="center"><b>Asociaciones y paneles</b></p>		
<p>Las asociaciones y para él es internacionales relacionados con el hidrógeno servirán también como plataforma para el intercambio de conocimiento e impulso a los proyectos locales de producción y adopción de este energético.</p>		<p align="center"><b>Participación transversal en toda la cadena de valor</b></p>
<p align="center"><b>Banca internacional y de desarrollo</b></p>		
<p>La banca internacional y desarrollo actualmente juega ya un rol importante en Costa Rica a través del financiamiento de estudios de diagnóstico y cuantificación de potencial de hidrógeno en el país. En el futuro esas instituciones podrán financiar proyectos piloto y desarrollos de mayor tamaño.</p>		<p align="center"><b>Participación transversal en toda la cadena de valor</b></p>

### Encuesta para identificación de nuevos actores del H<sub>2</sub> en Costa Rica.

Como parte de este estudio se desarrolló una encuesta electrónica para la identificación de actores no mapeados a través de la investigación documental. Esta encuesta fue apoyada por la secretaria de Planificación del Sector Energético (SEPSE), del Ministerio de Ambiente y Energía, del Laboratorio de Innovación y la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, de la Fundación Costa Rica Estados Unidos de América para la Cooperación (CRUSA) y de la Alianza por el Hidrógeno.

El objetivo de la encuesta, además de identificar las áreas de interés en temas de hidrógeno de las organizaciones costarricenses, pretendía generar una base de datos preliminar de los actores a los que las dependencias gubernamentales del país pudieran invitar a participar en futuras mesas redondas sobre el tema. Como resultado, 16 organizaciones del sector público, privado y académico atendieron al llamado de esta iniciativa cuyos resultados se muestran a continuación. La distribución de los encuestados fue: 43.8 % - sector público, 43.8 % - sector privado y un 12.5 % del sector académico.

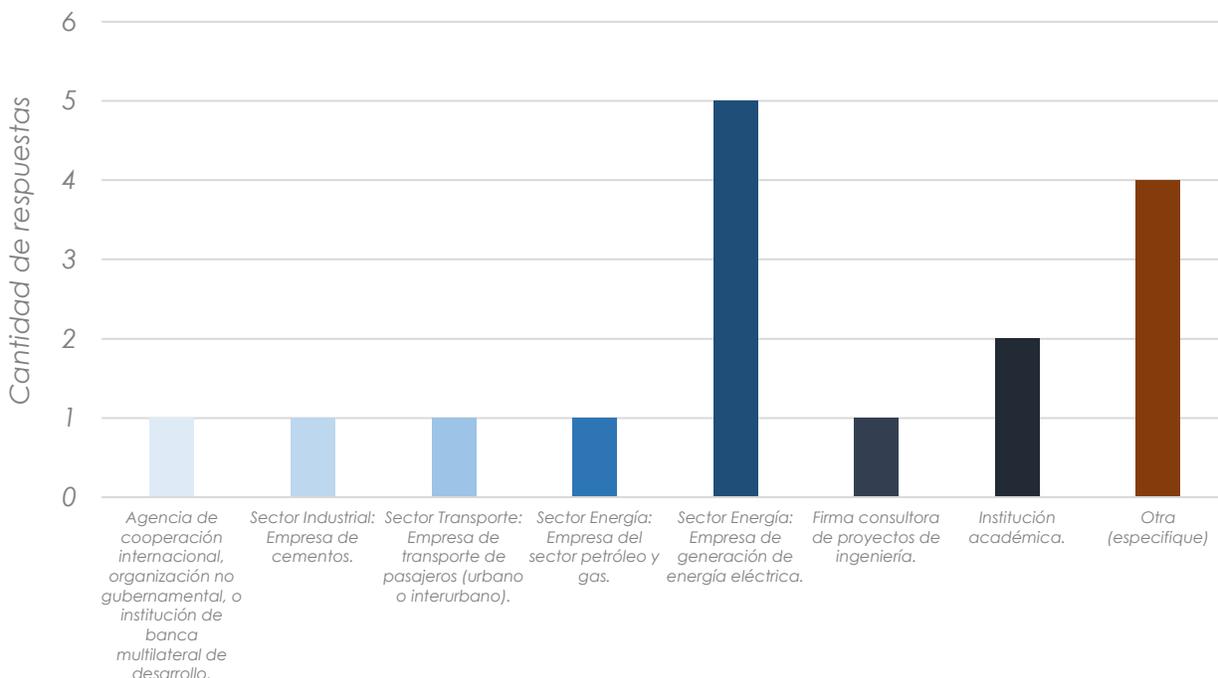


Figura 73 - Actores entrevistados e interesados en el hidrógeno – Costa Rica (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H<sub>2</sub> en Costa Rica)

En otros se encuentran:

- Colegio de Ingenieros Químicos y Profesionales Afines (CIQPA).
- Consultoría en proyectos de Ingeniería eléctrica y Autotrónica.
- Regulador de Servicios Públicos del Sector Energías, Agua y Transporte
- Cámara empresarial - productores privados - energía renovable

Respecto a la autoidentificación de los encuestados, la mayoría de quienes respondieron la encuesta pertenecen al sector de la energía, específicamente a empresas de generación de energía eléctrica. Entre los encuestados hay generadores para autoconsumo, autoconsumo con excedentes y generadores que lo hacen para vender al sistema eléctrico costarricense, la distribución se ve en la Figura 74.

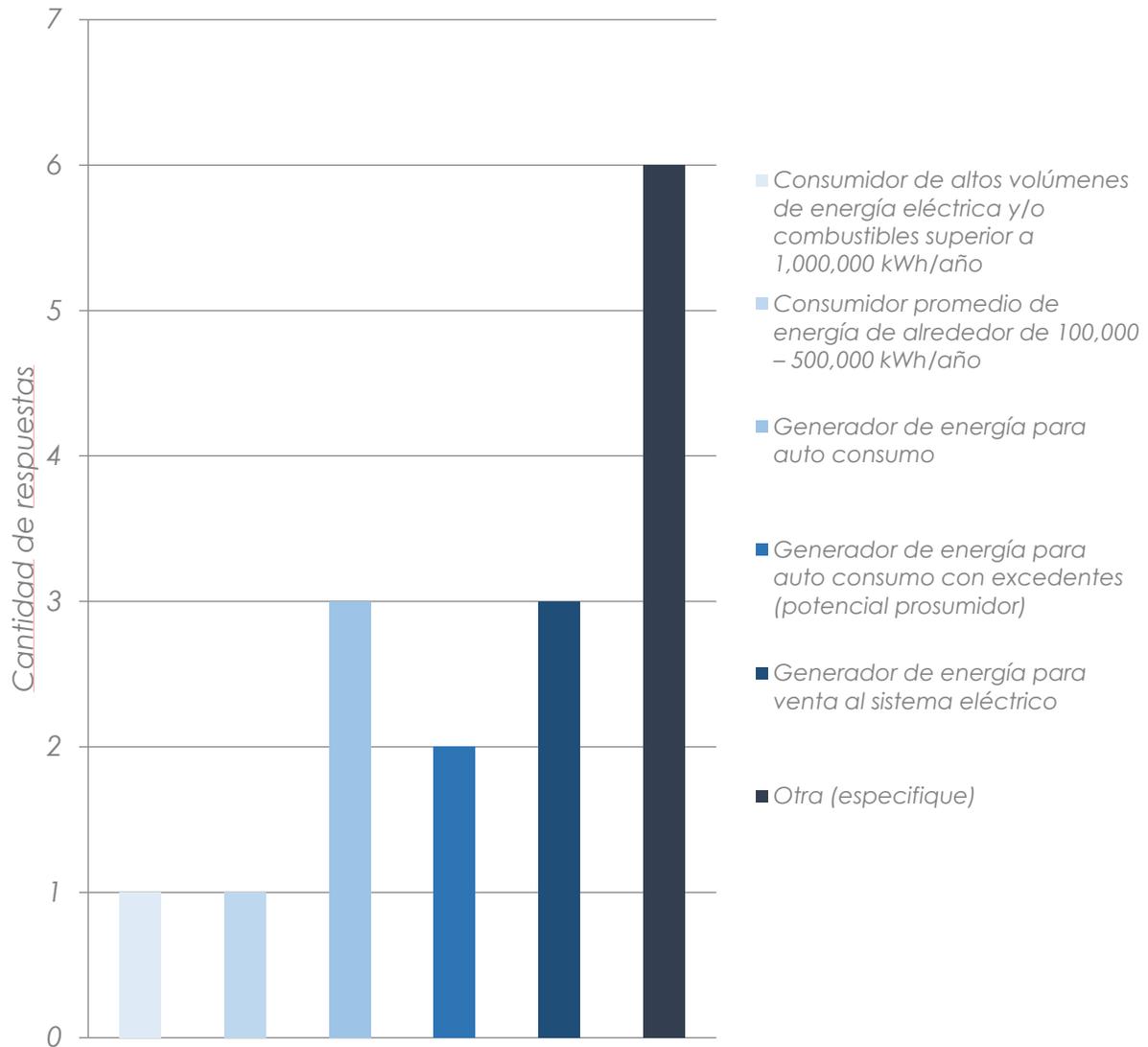


Figura 74 - Caracterización de encuestados respecto a su generación y demanda de energía eléctrica (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H2 en Costa Rica).

En otros se encuentran:

- *Interesada de apoyar proyectos de Hidrógeno Verde (CINDE).*
- *Gremio de profesionales IQ y Afines (CIQPA).*
- *Consumidor de energía a pequeña escala (Consultor personal).*
- *Regula normas, reglamentos y tarifas del sector eléctrico (ARESEP).*
- *Empresa Generadora y distribuidora de energía (Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A)*
- *Distribuidor de energía en el mercado de los combustibles (RECOPE S. A.).*

Entre los encuestados existe también participación de la demanda, donde se han reconocido usuarios de bajo, medio y alto consumo de energía. Esto supone la convergencia de diferentes puntos de vista donde también se pretendía entender el interés principal de los encuestados en cuanto a su rol en la cadena de valor del hidrógeno en Costa Rica. Los resultados se muestran en la siguiente figura, en donde vale la pena señalar que el segundo mayor interés de los actores entrevistados es el uso final del hidrógeno verde en el sector del transporte, superado únicamente por la intención de ser productores de este elemento (resultado para los generadores encuestados).



Figura 75 - Interés de los generadores encuestados en la cadena de valor del hidrógeno (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H2 en Costa Rica).

En el uso final del hidrógeno (demanda de hidrógeno), se manifiestan dos intereses principalmente, al igual que los generadores, se está interesado en el uso del hidrógeno para FCEV, adicionalmente están interesados en ofrecer servicios de consultoría técnica ingenieril para la adopción del hidrógeno.



Figura 76 - Interés de la demanda encuestada en la cadena de valor del hidrógeno (Fuente: Hinicio, con base a la encuesta de identificación de actores interesados del H2 en Costa Rica).

Los encuestados también manifiesta su interés sobre el hidrógeno como insumo químico en procesos industriales y para procesos donde se requiere este elemento como fuente de calor.

Por otro lado, se necesita promover el interés en transportar y comercializar hidrógeno, pues se los encuestados no muestran interés en estas actividades.

Si bien los encuestados tienen definidos sus focos de interés para participar a lo largo de la cadena de valor del hidrógeno verde, muchos de ellos aún no cuentan con un nivel de involucramiento en esta industria. Esto lo demuestra la Figura 77, en donde se puede ver que la gran mayoría (64.71%) de las organizaciones aún está entendiendo su rol dentro de la cadena de valor del hidrógeno. Con base a esto, se hace necesario que se capacite aún más a los diferentes sectores de Costa Rica para que entiendan cuál sería su papel a lo largo de esta industria y qué provecho podrían obtener del mismo.

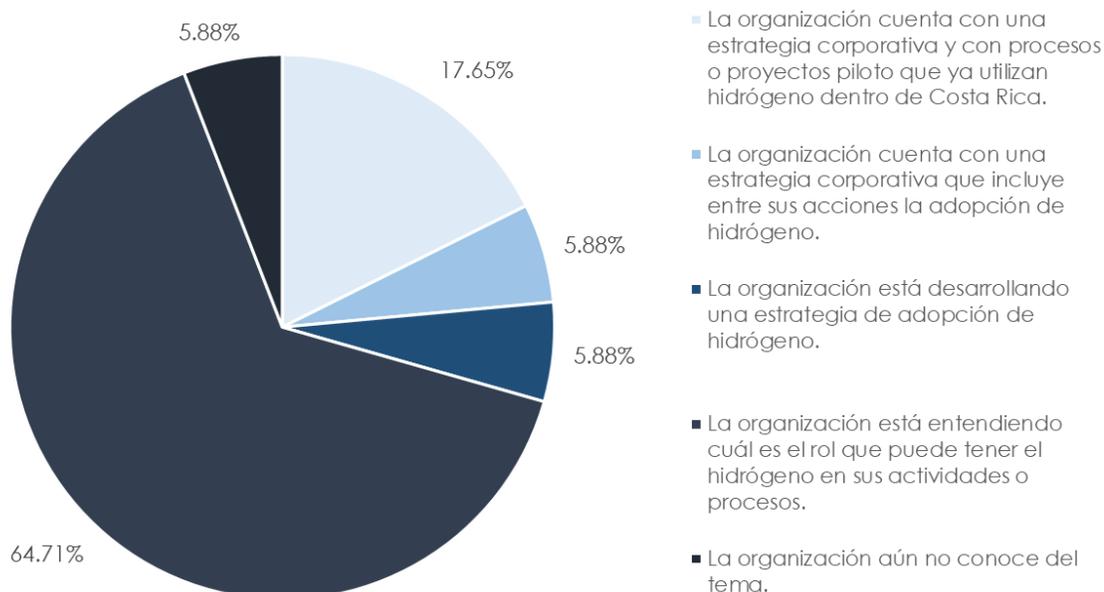


Figura 77 - Nivel de involucramiento de los encuestados en el desarrollo de estrategias para la adopción del hidrógeno verde en Costa Rica.

Entre las organizaciones que declararon tener una estrategia corporativa y con procesos o proyectos piloto que ya utilizan hidrógeno dentro de Costa Rica destaca el RECOPE, quien es un actor importante en Costa Rica para el despliegue de esta tecnología.

El RECOPE podría convertirse en un multiplicador del conocimiento relativo a la cadena de valor del hidrógeno verde, con la intención de acortar la curva de conocimiento para las demás entidades costarricenses. Compartir las buenas prácticas y el conocimiento obtenido hasta ahora sería esencial para el desarrollo de un ecosistema energético con el hidrógeno como actor relevante

A lo largo de la encuesta también se ha identificado que entre las organizaciones que llevan más terreno ganado en la elaboración de estrategias corporativas o proyectos piloto para la adopción del hidrógeno, existen 3 principales factores que volcaron las

miradas a esta tecnología, estos son: Descarbonizar algún proceso productivo de su organización, desarrollar nuevos negocios y el desarrollo y oportunidades de innovación en este sector. Se debería prestar más atención en estos pilares para que las organizaciones encuentren en ellos un sustento para promover la adopción del hidrógeno dentro de sus organizaciones.

Se identificaron 8 factores que más preocupan y detienen a las organizaciones para involucrarse y adoptar al hidrógeno verde dentro de sus procesos. Los que más resalta es: alto costo de la tecnología, percepción de poca madurez tecnológica y la regulación actual en Costa Rica. Otras preocupaciones identificadas son:

- Falta de mecanismos de financiamiento para desarrollar proyectos.
- La falta de incentivos o promoción gubernamental al hidrógeno.
- La política pública respecto al cambio climático y transición energética en Costa Rica
- Aspectos de seguridad relacionados al uso del hidrógeno.
- Falta de talento y recursos humanos especializados en el tema.

De la misma manera, los encuestados enlistaron los mayores factores habilitantes para la creación de un ecosistema de hidrógeno en Costa Rica, donde resalta: Contar con una estrategia Nacional de hidrógeno, crear estándares y normas técnicas y crear incentivos para la adquisición de equipo relacionados con el hidrógeno. Además, se han identificado los siguientes habilitantes:

- Establecer precios al carbono.
- Crear mecanismos de financiamiento de bajo costo.
- Crear la regulación de mercado del hidrógeno.
- Fortalecer la regulación ambiental y de control de emisiones.
- Permitir que el hidrógeno se rija en Costa Rica por las fuerzas del mercado (oferta – demanda).

En cuanto a cantidades concretas de demanda actual y proyecciones de consumo, ninguno de los encuestados respondió la pregunta con una cantidad concreta, sin embargo, dos encuestados manifestaron estar actualmente trabajando en proyectos relacionados a la cadena de valor del hidrógeno (BIOMATEC y RECOPE).

## Estimación de impactos macroeconómicos

### Impactos macroeconómicos del hidrógeno verde en Costa Rica

El H<sub>2</sub>V producido y consumido en territorio costarricense podría dar nuevas oportunidades en la generación de riqueza y empleo en este país.

En etapas tempranas de los proyectos de generación de hidrógeno, la consultoría e ingeniería serán los principales generadores de empleo. A medida que los proyectos vayan alcanzando diferentes niveles de madurez, se requerirá de mano de obra calificada capaz de diseñar, construir, operar y desmantelar la infraestructura a lo largo de la cadena de valor del H<sub>2</sub>V. Sistemas de generación eléctrica renovable, líneas de transmisión, electrolizadores, ductos de transporte, hidrogenaras, entre otros equipos, tendrán que ser ensamblados y puestos en operación.

Para desplegar la infraestructura necesaria para la producción de H<sub>2</sub>V, se necesitaría de diversos sectores y rubros económicos. Por ejemplo, un país como Chile, ha estimado la inclusión de **7 rubros y 33 sub-rubros, como también 44 actividades económicas** para suplir los bienes y servicios requeridos por la industria del H<sub>2</sub>V (GIZ, 2020).

Los empleos generados podrían ser principalmente de dos tipos, directos e indirectos.

Son **empleos directos** aquellos relacionados a la planificación del proyecto, transporte de equipos, construcción, instalación y montaje de plantas, operación y mantenimiento de plantas y actividades de decomisionamiento.

Por otro lado, los **empleos indirectos** corresponden a aquellos empleos generados por aquellas industrias que suministran y apoyan las actividades básicas requeridas para el desarrollo de los proyectos. Estas empresas no participan directamente en las actividades de energía renovable o producción de hidrógeno, sino que producen insumos intermedios a lo largo de la cadena de valor de cada tecnología de energía renovable. Son empleos indirectos aquellos relacionados a la fabricación de materias primas (Ejemplo: acero, plásticos u otros materiales), servicios financieros, servicios jurídicos, servicios de arquitectura y diseño industrial, actividades de investigación y desarrollo, entre otros.

La cuantificación total del potencial de empleo generado, entendiendo lo anterior como empleos adicionales, es decir, que no existían antes de adoptar el H<sub>2</sub>V, es el resultado de sumar el total de empleos directos e indirectos. En un país como Costa Rica, este sería uno de los principales beneficios sociales al promover el H<sub>2</sub>V como vector energético, teniendo **la capacidad de generar más de 83,000 empleos a 2050**.

Si bien, la generación de empleo, tal como se acaba de exponer, es un incentivo para que el gobierno costarricense promueva el H<sub>2</sub>V dentro de su territorio, existen además otros aspectos positivos a considerar.

Las **nuevas dinámicas económicas entorno a la introducción del H<sub>2</sub>V**, como un energético en diferentes segmentos de la economía costarricense, **desplazaría la**

**comercialización de energéticos como los combustibles fósiles.** El cambio en las transacciones comerciales entre productores, comercializadores y la demanda de energía para los diferentes sectores industriales analizados en el capítulo anterior, repercutirían en la balanza comercial del país.

Los **cambios sobre las transacciones comerciales** en la economía costarricense, bajo la introducción del H2V como materia prima y/o energético **repercutirían en indicadores económicos como el PIB** (Producto Interno Bruto). El PIB es una magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país o región, durante un período de tiempo determinado, este normalmente es de un año<sup>3</sup>. Considerando la definición anterior, y el contexto del H2V como nuevo actor en la economía costarricense, **es posible medir el impacto que este vector energético representaría** bajo las proyecciones de demanda estimada en los diferentes sectores industriales.

Tanto para el escenario 1.5 °C como también para el 2.0°C, **la demanda final de H2V es utilizada para calcular el impacto que tendría en el PIB de Costa Rica** el cambio de transacciones comerciales. Adicionalmente, por consecuencia de las nuevas dinámicas comerciales entre los productores de H2V y la demanda, se podría valorar también el potencial de recaudación de impuestos que tendría lugar la producción de este energético.

Por otro lado, la creación de una nueva industria supone el fomento de nuevos empleos, si bien, estos empleos pueden ser medidos por la cantidad netas, es decir, número de empleos, la metodología que se expondrá más adelante estima la **cantidad de dinero que la cadena de valor del H2V podría llegar a trasladar a los asalariados** de dicha industria.

### **Contribución directa e indirecta en la creación de empleos en los sectores asociados.**

La cadena de valor para la producción de hidrógeno verde requiere de un **despliegue tecnológico e industrial que beneficiaría la economía de países como Costa Rica.** Diferentes industrias podrían sacar provecho en el despliegue de la infraestructura que se necesita construir para habilitar esta tecnología.

Industrias como la **logística, la construcción, la consultoría,** entre otras, serían protagonistas a lo largo de las próximas décadas. Las diferentes aplicaciones identificadas en la industria crearían nuevos puestos de trabajo, principalmente en el sector de transporte, como se verá más adelante.

En la Figura 78 se visualiza de forma global, la cadena de valor que daría lugar a una economía del H2V.

<sup>3</sup> [www.bcrp.gob.pe](http://www.bcrp.gob.pe). Consultado el 1 de julio de 2020.



Figura 78 – Oportunidades de nuevos empleos y desarrollo de conocimiento en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).

El desarrollo de la cadena de valor del H2V requeriría el despliegue de energías renovables, para la cual se requiere adquisición, instalación y operación de equipos. Una industria del hidrógeno verde avanzaría en la misma línea, **promoviendo el desarrollo de PYMEs** capaces de participar del mercado.

Latinoamérica no cuenta con todos los bienes y servicios que la industria del hidrógeno verde requiere, siendo la principal **carencia la manufactura de equipos**. Durante este estudio se ha considerado que países con tecnologías y procesos productivos más avanzados, se quedarán a corto y mediano plazo con el conocimiento suficiente para ser productores de las tecnologías relativas a la cadena de valor del H2V y, por lo tanto, en países como Costa Rica la manufactura de equipos no generaría empleos.

Es necesario que países de la región, sobre todo Costa Rica, absorba la **máxima cantidad de conocimiento** en materia de fabricación de equipos para así, mejorar sus oportunidades de generación de **empleo de alto valor**.

Bajo el contexto anteriormente descrito, cabe señalar que, Costa Rica tiene una oportunidad para la **generación de empleo directo e indirecto a lo largo de la vida útil de los proyectos de generación de H2V**, pero se le dificultará crear empleos para la manufactura de los equipos, se espera que estos sean importados de otros países.

Considerando lo anterior, se propone una metodología para calcular los empleos directos e indirectos con base a factores de empleabilidad (FE).

La metodología para la estimación de empleos directos e indirectos consta de 4 pasos (ver Figura 79) y parte de la estimación de demanda de H2V en los sectores industriales

descritos en la sección anterior, tanto para el escenario 1.5 °C como para el escenario 2.0°C.



Figura 79 – Diagrama metodológico para la estimación de empleos directos e indirectos a lo largo de la cadena de valor del H2V en Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021).

### Metodología para la estimación de empleos directos e indirectos a lo largo de la cadena de valor del H2V en Costa Rica.

**Paso 0:** Se estima la demanda de H2V en Costa Rica para los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C en un panorama de 2020 a 2050 para servir como insumo para la estimación de las potencias e infraestructura instalada para satisfacer estas necesidades.

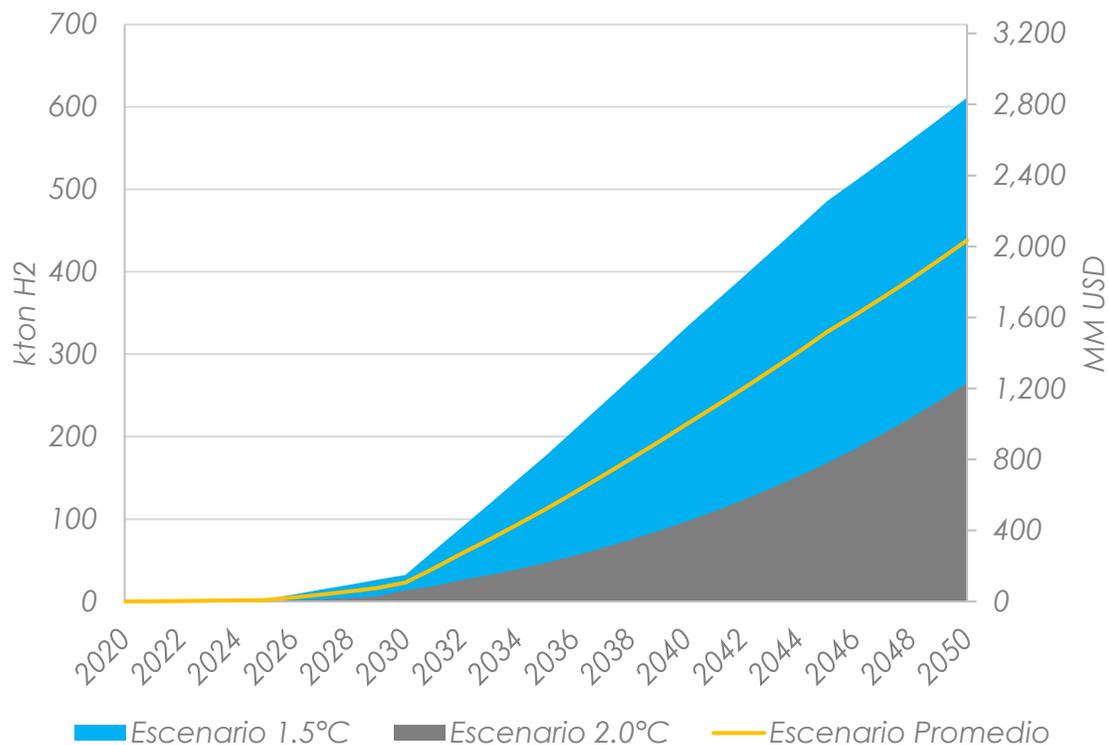


Figura 80 – Estimación de demanda de H2V en Costa Rica para los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

A grandes rasgos, se puede ver en la Figura 80 que, la demanda de H2V a 2050 alcanzaría las 611 kton en el escenario 1.5 °C (más ambicioso) y 265 kton en el escenario 2.0 °C (menos ambicioso).

**Paso 1:** A partir de la demanda de H2V estimada en el paso anterior, se determina el KPI de cada una de las etapas en la cadena de producción del H2V para dimensionar los requerimientos técnicos para suplir la demanda de H2V en Costa Rica para los escenarios analizados.

Calcular los KPI por etapa nos permite dimensionar, por ejemplo, la capacidad instalada de energías renovables, de electrólisis y el almacenamiento de H<sub>2</sub> en la economía costarricense.

Las etapas de producción de H2V son: generación de electricidad, electrólisis, almacenamiento, HRS y FCEV.

**Definición KPI:** Por sus siglas en inglés (Key Performance Indicator – Indicador clave de rendimiento), permite estimar un indicador clave para, por ejemplo, tomar decisiones en un proyecto. En el caso particular de esta metodología, los KPIs son empleados para identificar las necesidades técnicas a lo largo de las etapas que ponen la cadena de producción del H2V en diferentes tecnologías y con sus respectivas unidades de medida.



Figura 81 – Simplificación por etapas en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).

Los KPIs por etapas son:

### **KPI: Potencia de generación instalada**

La energía hidroeléctrica y geotérmica en Costa Rica tienen prevalencia para ser usadas en la atención de la demanda de energía eléctrica del país, estos dos recursos tienen poca probabilidad de atender la demanda de generación de H<sub>2</sub> en el mediano y largo plazo.

Por otro lado, con **la energía solar y eólica se obtienen mejores LCOH a 2050 y 2030**, cuando se les compara con la energía hidroeléctrica y geotérmica.

Por estas razones, a lo largo de este análisis se ha considerado que la energía solar y eólica sean las fuentes de generación de H<sub>2</sub>V durante el período de estudio (2020-2050).

La cantidad de empleos tanto directos como indirectos generados en el ciclo de vida de los proyectos de generación renovable dependen de la fuente de generación utilizada. Según el IRENA, para un proyecto de 50 MW solar, se requieren 4.1 empleos/MW mientras que en eólico 6.3 empleos/MW (en 2050). Sin embargo, por las FLH (Full load hours) que se tienen a disposición en Costa Rica (en promedio 4,860 horas en eólico y 1,895 en solar al año), para generar 1MWh/año, se requiere más potencia instalada en energía solar que en eólico (se requieren 2,6 veces más potencia instalada en solar que en eólica), por este motivo, **la energía solar genera más empleos que la energía eólica** para conseguir una misma cantidad de energía.

La relación entre la energía eléctrica y un kg de H<sub>2</sub> es directamente proporcional, es decir que, para producir 1 kg H<sub>2</sub> se requieren 55 kWh de electricidad. Dicha relación lineal, permite estimar a partir de la cantidad de H<sub>2</sub> demandado, la energía que se requiere para producirlo, y en consecuencia, la potencia instalada para producir dicha energía. Con base a la relación descrita entre energía eléctrica y producción de H<sub>2</sub>, es posible estimar la potencia instalada por tecnología que se requeriría para suplir la demanda de H<sub>2</sub>.

Debido a que se desconoce con certeza cómo se desarrollará la construcción de los sistemas de generación renovable, es decir, qué porcentaje del H<sub>2</sub> demandado será producido a partir de energía eólica y que otro tanto será producido a partir de energía solar fotovoltaica, en este trabajo se ha decidido considerar variar la participación de cada fuente de generación creando dos panoramas por cada escenario. El primer

panorama comprende **100 % de generación solar, 0 % eólica**. En el segundo, **se invierten estos porcentajes**.

Con lo anterior, es posible calcular un **rango de empleos** que se podría producir a causa de la necesidad de construir, operar y dismantelar las futuras plantas de generación renovable intrínsecas a la economía del H2V costarricense.

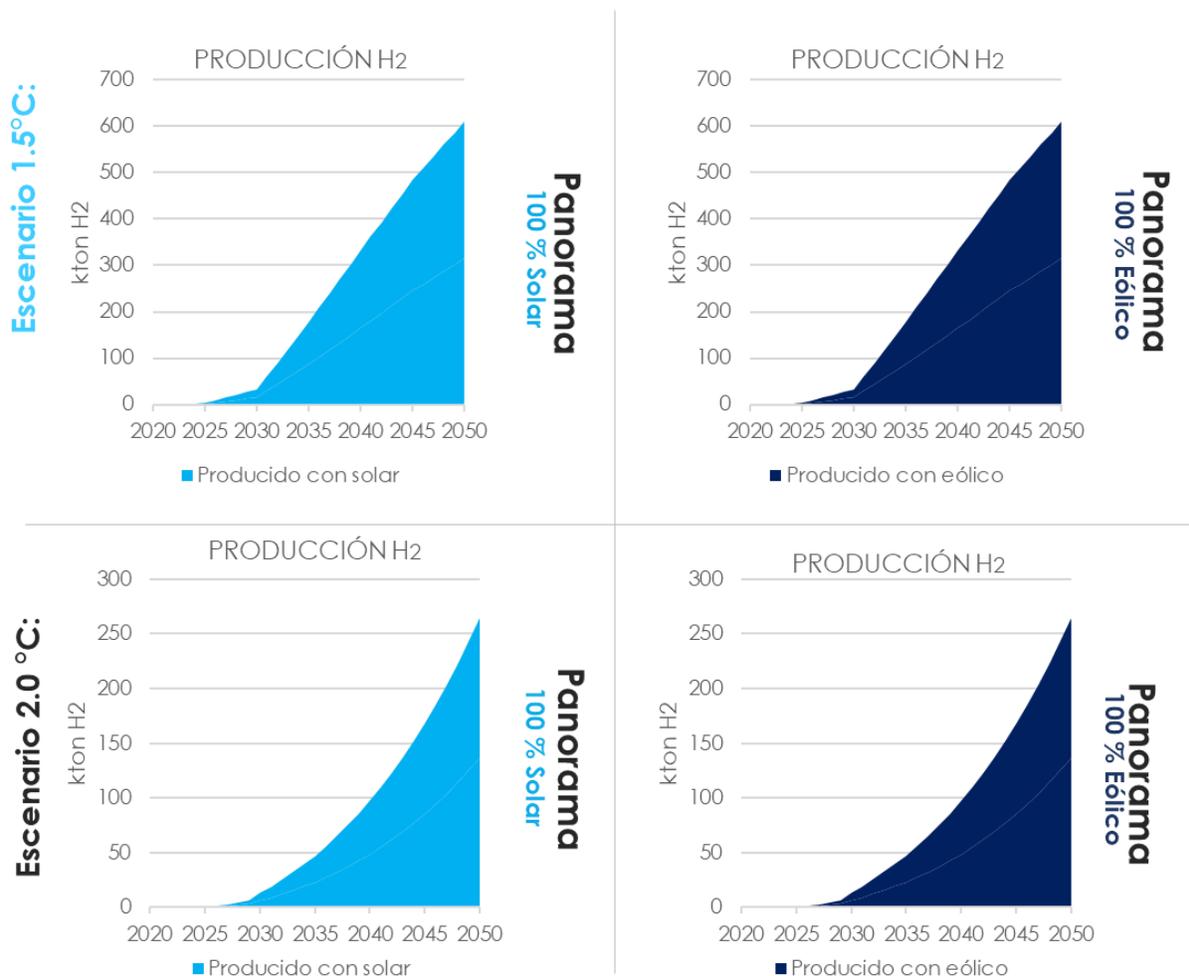


Figura 82 – Participación de fuente renovable de energía para la producción de electricidad en escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Se espera que la producción de H<sub>2</sub>V se de en una combinación entre energía solar y energía eólica (sistemas híbridos). A lo largo de este trabajo se evalúan el escenario 1.5°C y 2.0°C considerando los casos extremos en donde el 100% de energía lo produzcan sistemas fotovoltaicos y 100% sistemas eólicos. Con lo anterior se estima un rango superior y menor para cada escenario entendiendo esto como los límites mínimos y máximos en los que se tendrán que incurrir, para poder suplir la demanda de H<sub>2</sub>V con sistemas híbridos de generación eléctrica.

La Figura 83 muestra que, para suplir las **611 kton de H2V** del escenario 1.5 °C, serían necesarias **18,491 MW de potencia fotovoltaica o 6,672MW de potencia eólica en 2050**. Se debe recordar que, para cada uno de estos valores, se ha asumido las FLH de Costa Rica de cada tecnología.

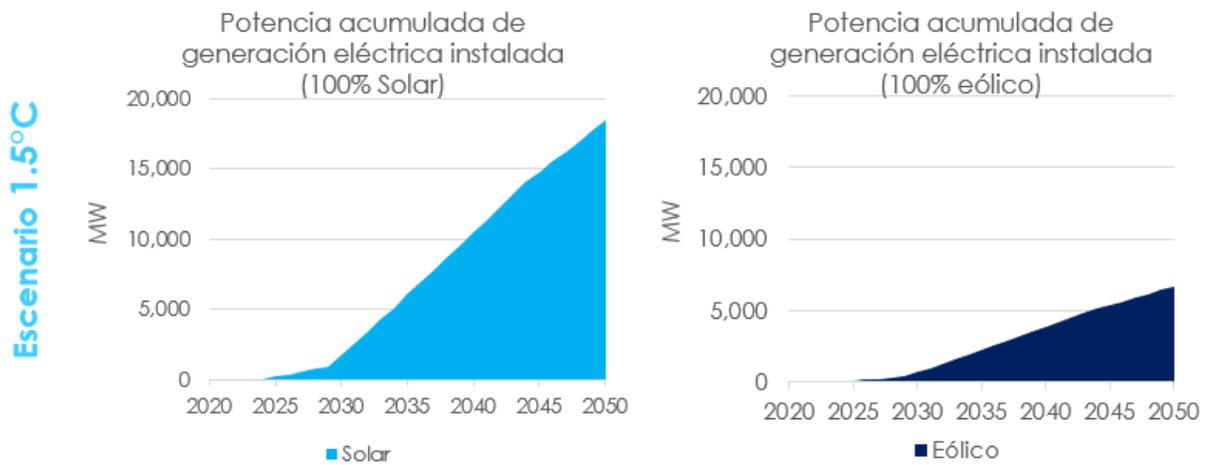


Figura 83 - Potencia solar y eólica necesaria para la producción de H2V bajo el escenario de demanda 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).

La Figura 84 muestra que, para suplir las **265 kton** de H2V del escenario 2.0 °C, serían necesarias **8,319 MW de potencia fotovoltaica o 2,995 MW de potencia eólica en 2050**.

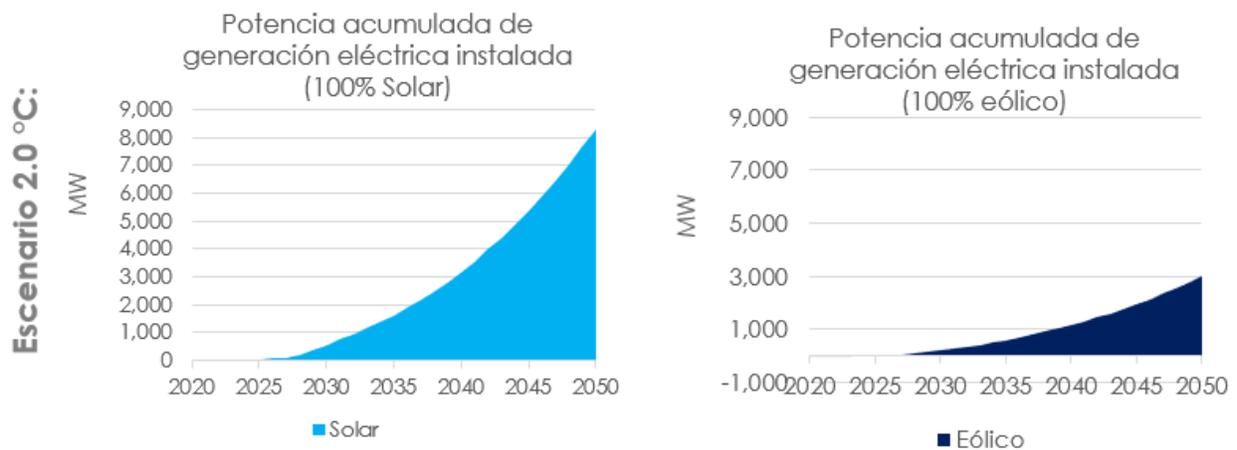


Figura 84 - Potencia solar y eólica necesaria para la producción de H2V bajo el escenario de demanda 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

En resumen, los KPIs de la potencia de generación instalada se encuentran en la Tabla 27.

Tabla 27 – KPIs: potencia de generación instalada (Fuente: Hinicio 2021)

Escenario	Demanda H2V a 2050	100 % solar – 0 % eólico	0 % solar – 100 % eólico
1.5 °C	611 kton H <sub>2</sub>	18,491 MW	6,672MW
2.0 °C	265 kton H <sub>2</sub>	8,319	2,995 MW

### **KPI: Potencia de electrólisis instalada**

Independientemente del sistema de generación empleado para producir la energía eléctrica requerida por el proceso de electrólisis, la potencia instalada de electrólisis se calcula en función de la cantidad de tiempo que este opera en su máxima potencia a lo largo de las 8,760 horas del año. La ecuación representa la relación que existe entre la potencia instalada de electrólisis y la cantidad de H<sub>2</sub> demandado con respecto al Factor de Carga (LF) esperado por el electrolizador bajo condiciones de operación en Costa Rica y la eficiencia del electrolizador:

$$\text{Potencia de electrólisis} = \frac{\text{Demanda de H2V} * \eta_{Ez}}{\text{LF} * 8760} \quad [\text{MW}]$$

*Ecuación 1 – Potencia de electrólisis.*

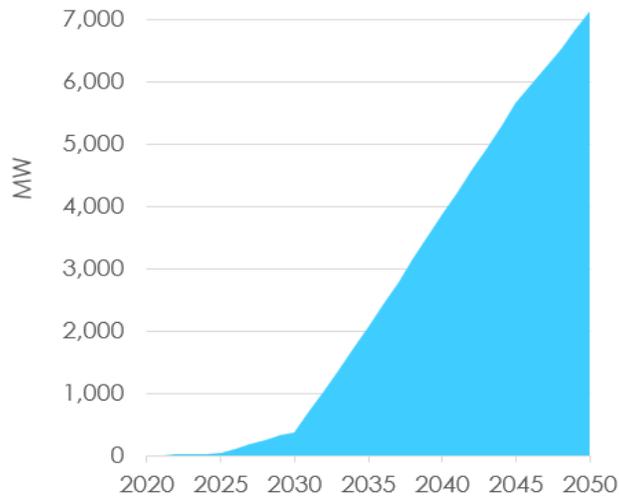
Donde

$\eta_{Ez}$ : Eficiencia del electrolizador

LF: Factor de carga del electrolizador

El factor de planta de un **sistema solar fotovoltaico en Costa Rica es del 22 %** y un **eólico del 55 %**, en promedio ponderado. Es posible asumir un valor para el factor de carga **de los electrolizadores del 50 %**, considerando un sistema híbrido entre estas dos fuentes de generación.

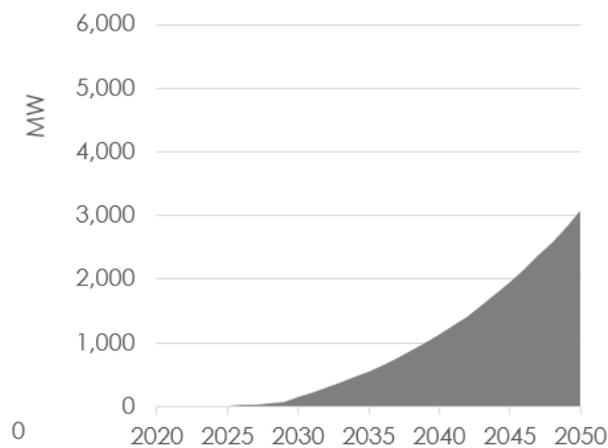
Bajo las consideraciones anteriores, y asumiendo que los electrolizadores operarían con fuentes híbridas de generación, la potencia de electrólisis necesaria para suplir la demanda de H<sub>2</sub>V en el escenario 1,5 °C es mostrado en la Figura 85.



**Escenario 1.5°C**

Figura 85 – Potencia de electrólisis acumulada en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Por otro lado, en el escenario 2.0 °C la potencia de electrolisis sería:



**Escenario 2.0 °C**

Figura 86 - Potencia de electrólisis acumulada en el escenario 2,0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Existe una **diferencia cercana a 4GW de potencia instalada de electrólisis a 2050 entre ambos escenarios**, consecuencia de las 346 ktonH<sub>2</sub> que separan el escenario 1.5 °C y el 2.0 °C.

En resumen, la potencia de electrólisis acumulada a 2050 para los escenarios estudiados es:

Tabla 28 - KPIs: potencia de electrólisis instalada (Fuente: Hinicio,2021)

Escenario	Demanda H2V a 2050	Potencia de electrólisis acumulada en 2050
1.5 °C	611 kton H <sub>2</sub>	18,491 MW
2.0 °C	265 kton H <sub>2</sub>	8,319 MW

### **KPI: Capacidad de almacenamiento**

El almacenamiento del hidrógeno es necesario para mitigar el riesgo de suministro de este energético bajo condiciones de operación exigentes como lo podría ser el transporte de carga, donde es bien sabido que la falta de combustible podría significar problemas logísticos e incluso de orden social significativos, pues de esta actividad dependería el suministro de alimentos, materia prima, y demás elementos que se pueden transportar como parte del entre mallado logístico de un país.

De la misma manera, la gestión de mercancía en bodegas y parques industriales requieren de un suministro constante, sin margen de paradas.

Por esta razón, se considera al sector de Movilidad y de montacargas en el dimensionamiento de los sistemas de almacenamiento de H2V<sup>4</sup>.

Se ha asumido que la capacidad de almacenamiento instalado supliría la demanda de **un día de consumo** en cada una de las aplicaciones anteriores. Esto corresponde a un **dimensionamiento conservador** con el que se podría sopesar, por ejemplo, la falta de suministro de H<sub>2</sub> debido a algún accidente u otro fenómeno no previsto.

Para calcular la capacidad de almacenamiento de H2V para las aplicaciones anteriormente identificadas se usa la siguiente ecuación.

#### *Ecuación 2 – Capacidad de almacenamiento de H2V.*

$$\text{Capacidad de almacenamiento} = \frac{\text{Demanda Anual de H2V}}{365} * \text{Días de almacenamiento}$$

Donde la demanda anual de H2V totaliza a los sectores de movilidad y montacargas. Los días de almacenamiento corresponden a un día.

En la Figura 87 y la Figura 88, se muestran la capacidad de almacenamiento acumulada de 2020 a 2050 en Costa Rica.

<sup>4</sup> El sector de almacenamiento energético ha sido tratado en este estudio en un uso particular como el de suplir la demanda energética en las regiones no interconectadas al sistema eléctrico nacional de Costa Rica. Bajo esta consideración, grandes sistemas centralizados de almacenamiento no tendrían lugar ya que la producción, almacenamiento y consumo se realizan in situ, a través de sistemas diseñados para tal fin. Por lo tanto, el H2V almacenado en esta aplicación no es considerado en este KPI.

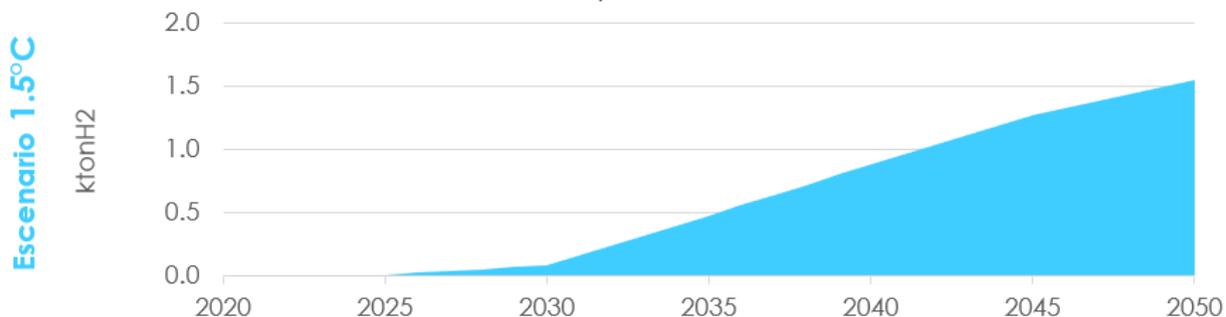


Figura 87 – Capacidad de almacenamiento de H2V en Costa Rica, escenario 1.5°C

(Fuente: Hinicio,2021).

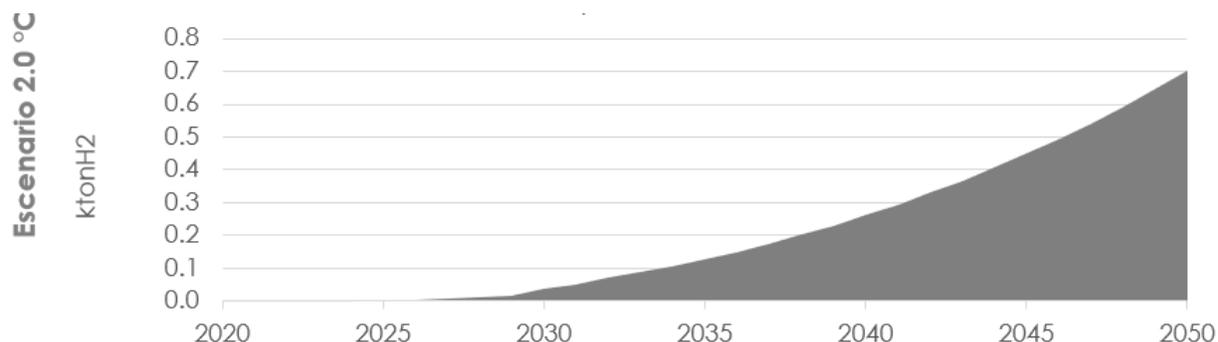


Figura 88 – Capacidad de almacenamiento de H2V en Costa Rica, escenario 2.0°C

(Fuente: Hinicio,2021).

Para 2050 existiría una diferencia de 0.8 ktonH2 entre el escenario 1.5 °C y 2.0 °C. Esto responde a las estimaciones de demanda de H2V realizadas para cada uno de los sectores industriales considerados en este estudio.

Tabla 29 – KPI: Capacidad de almacenamiento (Fuente: Hinicio,2021).

Escenario	Demanda H2V a 2050 (Sectores: FCEV + Montacargas)	Capacidad de almacenamiento de H2V
1.5 °C	566 kton H <sub>2</sub>	1.55 ktonH <sub>2</sub>
2.0 °C	240 kton H <sub>2</sub>	0.7 ktonH <sub>2</sub>

**KPI: Número de HRS y flota vehicular.**

Con base a las proyecciones de flota vehicular a H<sub>2</sub> en Costa Rica, se ha calculado la cantidad de HRS necesarias para garantizar el suministro de este energético en el territorio nacional, Para ello, se parte en primera instancia del consumo que la flota vehicular proyectada en cada uno de los escenarios consumiría en su totalidad. Ver Figura 89:

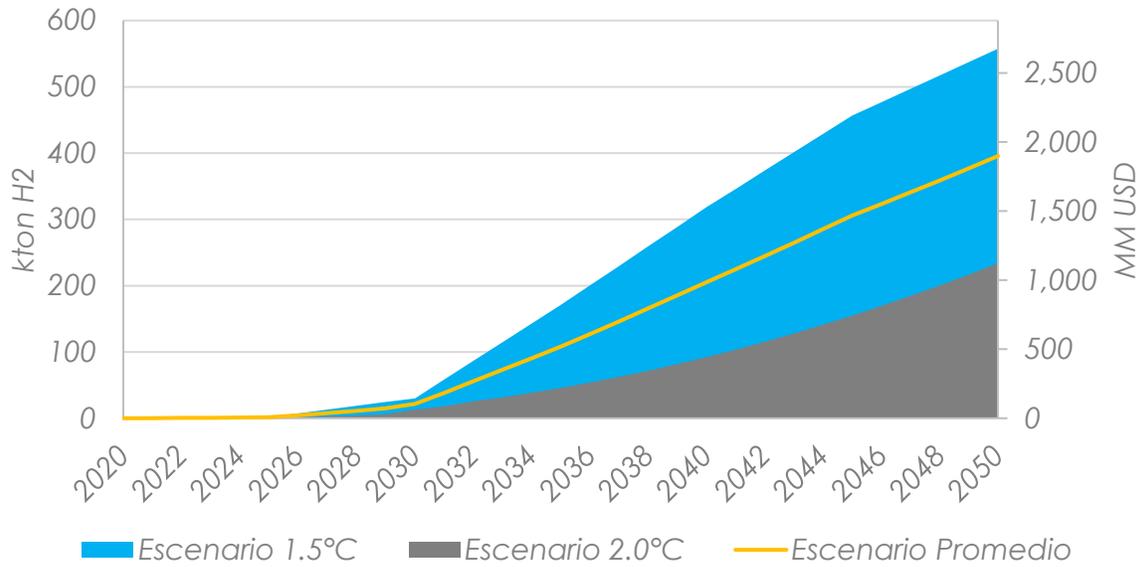


Figura 89 – Demanda de H2V por parte del sector FCEV (Fuente: Hinicio,2021).

El consumo de este hidrógeno parte de la proyección de los vehículos que se muestran a continuación para el escenario 1.5°C.

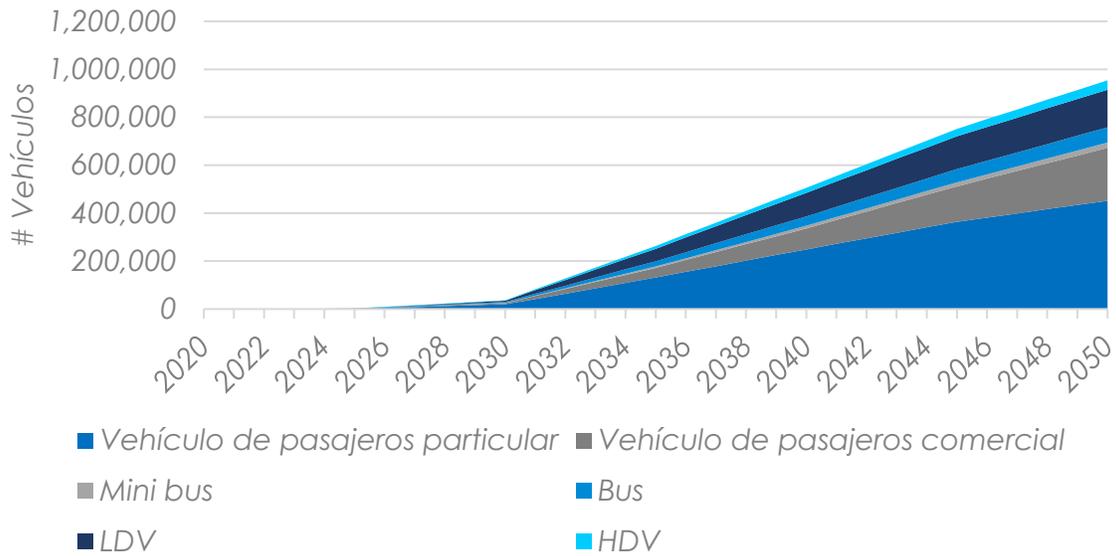


Figura 90 – Proyección de flota vehicular a H2 en Costa Rica, Escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Y para el escenario 2.0°C:

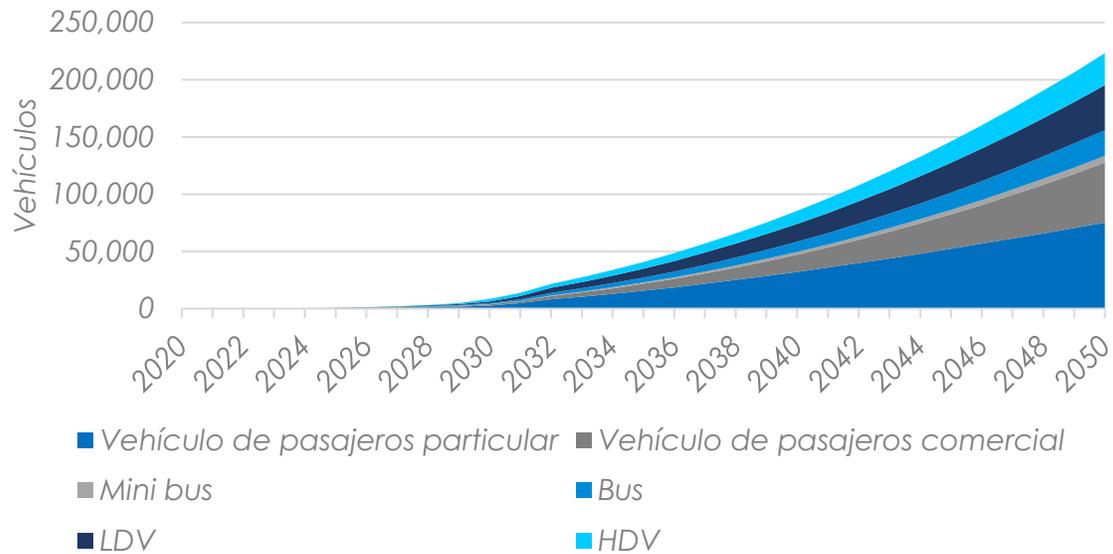


Figura 91 - Proyección de flota vehicular a H2 en Costa Rica, Escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Estas proyecciones constituyen el KPI por parte de la flota vehicular en Costa Rica. Se han sintetizado estos valores en la Tabla 30:

Tabla 30 – KPI: Proyección de FCEV en Costa Rica a 2050 por segmento (Fuente: Hinicio,2021).

Año: 2050	Vehículo de pasajeros particular	Vehículo de pasajeros comercial	Mini bus	Bus	LDV	HDV	Total
Escenario 1.5 °C	451,364	220,934	21,659	64,208	156,636	39,173	953,974
Escenario 2.0 °C	75,143	52,541	6,011	22,537	39,036	27,974	223,242

Los montacargas también requerirán de HRS, a continuación, se muestra la demanda de H2V y HRS para este sector.

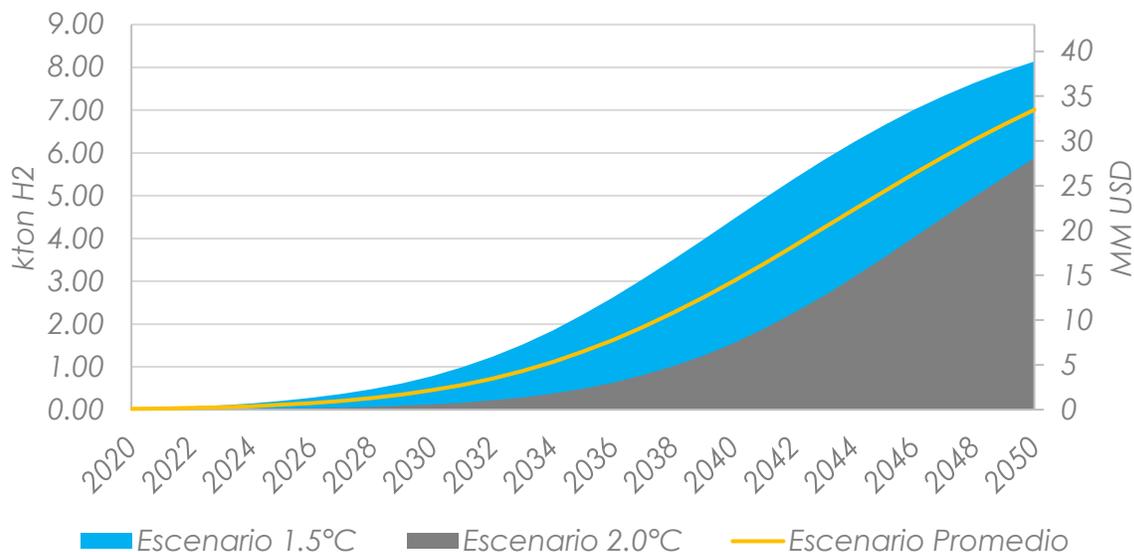


Figura 92 – Demanda de H2V por parte del sector Montacargas (Fuente: Hinicio,2021).

El cálculo de HRS necesarias realiza con la Ecuación 3:

Ecuación 3 – Cálculo de HRS a partir de demanda de H2V.

$$\text{Cantidad de HRS} = \frac{\text{Demanda Anual de H2V}}{365 * \text{DDH}}$$

Donde:

*Demanda Anual de H2V:* Totaliza la demanada de H2V del sector FCEV y Montacargas

*DDH:* Capacidad diaria promedio de dispensado de Hidrógeno por HRS

Se supone un DDH de: 1.440 kgH2/día<sup>5</sup>.

La Figura 93 muestra las HRS (acumuladas) que tendrían que ser instaladas para suplir la demanda de H2V en el escenario 1.5 °C, por parte de los sectores de movilidad y montacargas.

<sup>5</sup> Supuesto de Hinicio con base a la consideración de cargar 48 camiones con capacidades promedio de 30 kgH<sub>2</sub>/tanque

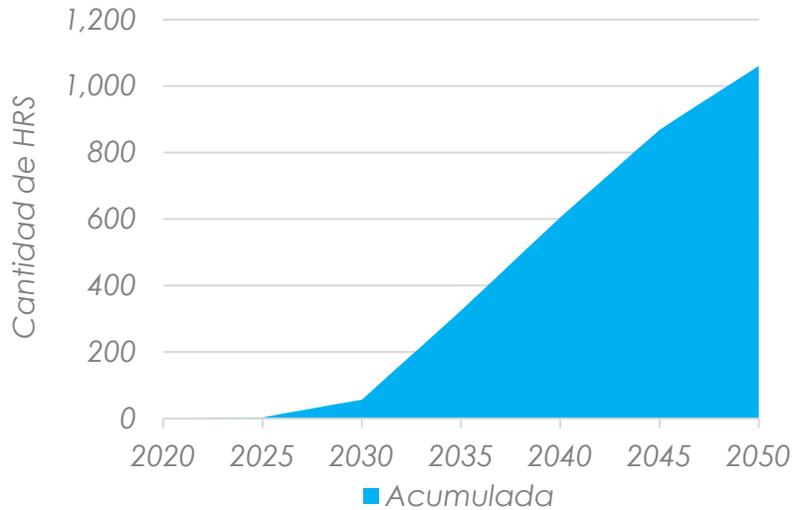


Figura 93 – Cantidad de HRS necesarias para suplir la demanda de H<sub>2</sub> del sector FCEV y Montacargas, escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).

La Figura 94 muestra los valores para el escenario 2.0 °C:

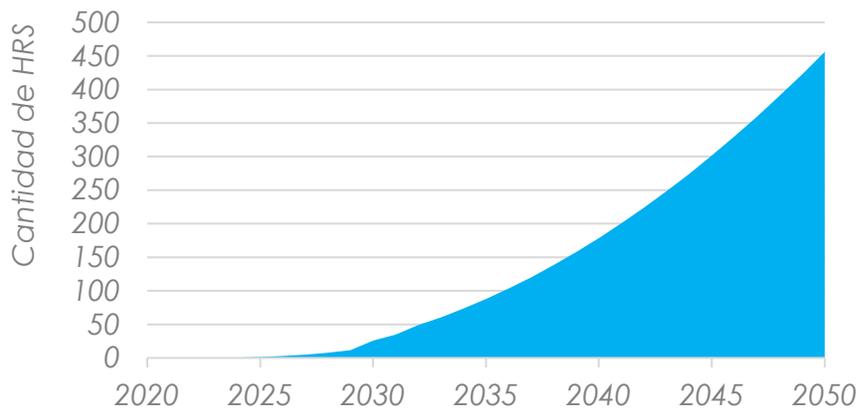


Figura 94 – Cantidad de HRS necesarias para suplir la demanda de H<sub>2</sub> del sector FCEV y Montacargas, escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

En resumen, para el KPI de HRS instalados en Costa Rica a 2050 tendríamos:

Tabla 31 – KPI: Cantidad de HRS instalados a 2050 en Costa Rica (Fuente: Hinicio,2021).

Escenario	Demanda H <sub>2</sub> V a 2050 (Sectores: Movilidad + Montacargas)	HRS instalados a 2050
1.5 °C	566 kton H <sub>2</sub>	1.55 ktonH <sub>2</sub>
2.0 °C	240 kton H <sub>2</sub>	0.7 ktonH <sub>2</sub>

## Paso 2

Considerando los cálculos de cada KPI, se procede a calcular los empleos directos e indirectos utilizando los FE (Factores de Empleabilidad) correspondientes a cada etapa y tecnología que dé lugar.

Los factores de empleabilidad (FE) dependen de los bienes y servicios requeridos para cada una de las etapas de la cadena de producción de H2V y miden la cantidad de empleos generados en función de los KPIs. Es decir que, los FE directos miden los empleos que genera cada MW instalado de energía solar, por ejemplo. Los FE directos, como su nombre lo indica, estiman la cantidad de empleo directo generado por cada unidad de KPI, para cada etapa en la cadena de valor del H2V. Por otro lado, los FE indirectos, se miden en función de los FE directos previamente calculados. El cálculo de los empleos directos e indirectos son el producto entre los KPIs desarrollados hasta el momento y el FE directo correspondiente. Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

*Ecuación 4 - Cálculo de empleos directos por etapa en la cadena de valor del H2V.*

$$\text{Empleos directos} = KPI_{\text{etapa}} * FE_{\text{etapa}}$$

*Ecuación 5 - Cálculo de empleos indirectos por etapa en la cadena de valor del H2V.*

$$\text{Empleos indirectos} = \text{Empleos}_{\text{directos x etapa}} * \frac{FE_{\text{indirecto}}}{FE_{\text{directo}}}$$

**Nota:** Los empleos calculados bajo esta metodología, consideran la creación de empleos adicionales, es decir empleos que no existían. Los empleos reemplazados por la cadena de valor del H2V no son cuantificados.

Como resultado se obtendrá un estimado de empleos directos e indirectos por etapa en la cadena de valor del H2V, divididos como se muestra a continuación.



Figura 95 - División de un proyecto de H2V por etapa en la cadena de valor del H2V (Fuente: Hinicio,2021).

Con el ánimo de entender los bienes y servicios involucrados en las diferentes etapas de la cadena de valor del H2V se ha dispuesto de la Tabla 32, Tabla 33 y Tabla 34.

Tabla 32 - Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, Generación de electricidad.

Etapas	Solar Fotovoltaico	Eólico	Líneas de transmisión	Subestaciones
<b>Planificación del proyecto</b>	Selección de sitio, análisis de prefactibilidad y factibilidad, diseño e ingeniería, desarrollo del proyecto: plazos, hitos y plan de trabajo. Tramitación de permisos legales y ambientales.	Selección de sitio, análisis de prefactibilidad y factibilidad, diseño e ingeniería, desarrollo del proyecto: plazos, hitos y plan de trabajo. Tramitación de permisos legales y ambientales.	Selección de sitios, trazado, análisis de factibilidad, diseño e ingeniería, desarrollo del proyecto: plazos, hitos y plan de trabajo. Tramitación de permisos legales y ambientales.	Selección de sitio, análisis de factibilidad, diseño e ingeniería, desarrollo del proyecto: plazos, hitos y plan de trabajo. Tramitación de permisos legales y ambientales.
<b>Adquisición de Equipos</b>	Definición de especificaciones, licitación de equipos, selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociado a las inversiones necesarias	Definición de especificaciones, licitación de equipos, selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociado a las inversiones necesarias.	Definición de especificaciones, licitación de equipos, selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociado a las inversiones necesarias	Definición de especificaciones, licitación de equipos, selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociados a las inversiones necesarias
<b>Fabricación de Equipos y Comercialización</b>	Los equipos considerados para este elemento son: Paneles solares, estructuras, cableado, inversores, protecciones, conectores, canalizaciones, aisladores.	Los equipos considerados para este elemento son: Torres, turbinas, aspas, cableado, caja de cambios, aislaciones, conectores, protecciones.	Los equipos considerados para este elemento son: torres, aislaciones y cableado.	Los equipos considerados para este elemento son: Aislaciones, barras de conexión, cableado, protecciones, transformadores, switches, medidores.
<b>Transporte</b>	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.
<b>Instalación y Montaje</b>	Instalación de estructuras, obras civiles, preparación del sitio, montaje de paneles, conexión de strings, conexión de inversor, conexión de la planta a la red y/o planta de hidrógeno y los equipos necesarios para esto.	Instalación de estructuras, obras civiles, preparación del sitio, montaje de torres y turbinas, conexión del parque a la red y/o planta de hidrógeno y los equipos necesarios para esto.	Preparación de sitios, obras civiles, levantamiento de torres, instalación del cableado y aislaciones, conexión de tramos.	Preparación de sitios, obras civiles, instalación del cableado, transformadores, barras y protecciones. Conexión de equipos.
<b>Operación y Mantenimiento</b>	Control y monitoreo de la operación, limpieza de paneles, revisión del entorno. Control del sistema de ventilación y refrigeración de inversores. Revisión de corrosión en las estructuras.	Control y monitoreo de la operación. Inspección periódica de equipos como eje principal, sistema de lubricación, electrónica de potencia. Mediciones de control y reemplazo de equipos para asegurar el rendimiento adecuado.	Inspección y reemplazo de aislaciones, conductores y cables de neutro, control y poda de vegetación.	Control de potencia, manejo de carga, establecer niveles de tensión. Revisión física, limpieza y lubricación de equipos. Control de conexiones, testeo eléctrico y mecánico de equipos.
<b>Decomisionamiento</b>	Reciclaje de paneles solare, inversores, cableado, Reutilización de estructuras, canalizaciones, limpieza de sitio, etc.	Reciclaje de turbinas, torres, aspas y cableado. Reutilización de canalizaciones, limpieza de sitio.	Retiro y reciclaje de torres y cableado, limpieza de sitio y reforestación de zonas intervenidas.	Retiro y reciclaje de equipos y limpieza de sitio.

Tabla 33 - Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, Generación de H2: Producción (Electrólisis), compresión y almacenamiento

Etapas	Generación de H2: Producción (Electrólisis), compresión y almacenamiento
<b>Planificación del proyecto</b>	Selección de sitio, análisis de prefactibilidad y factibilidad, diseño e ingeniería del sistema. Desarrollo del proyecto: plazos de construcción, hitos y plan de trabajo. Tramitación de permisos legales y ambientales. El sistema de generación de hidrógeno considera la producción a través de electrólisis, tratamiento de agua, la compresión y el almacenamiento necesario para optimizar la operación y los costos.
<b>Adquisición de Equipos</b>	Definición de especificaciones, licitación de equipos y selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociados a las inversiones necesarias para el desarrollo y construcción de la planta de hidrógeno.
<b>Fabricación de Equipos y Comercialización</b>	Los equipos considerados para la planta de producción son: Transformadores, rectificadores, electrolizadores (stacks), separadores de gases, lejas, controladores, sistemas de enfriamiento, sistemas de purificación de hidrógeno, compresores, tanques y ductos (de acero y compuestos) de hidrógeno, válvulas, llaves y sistemas de control.
<b>Transporte</b>	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.
<b>Instalación y Montaje</b>	Preparación del sitio: movimiento de tierra y nivelación, obras civiles, instalación y montaje de equipos, conexión de interfaces.
<b>Operación y Mantenimiento</b>	Control de consumo de agua y electricidad, revisión de sellos y válvulas. Monitoreo de producción de hidrógeno, limpieza e inspección visual, reemplazo de equipos que culminan su vida útil. Control de presión y pureza del hidrógeno en las distintas etapas.
<b>Decomisionamiento</b>	Desmantelamiento, retiro, reciclaje y reutilización de equipos, limpieza de sitio.

Tabla 34- Bienes y servicios en la cadena de valor del H2V, transporte, almacenamiento en sitio y aplicaciones del H2V

Etapas	Logística del H2: Transporte y Almacenamiento	Aplicaciones
<b>Planificación del proyecto</b>	Selección de tipo de transporte de hidrógeno según distancia y volumen: tube trailers o ductos. Estudios de presión de almacenamiento en sitio según factores de seguridad debido a la naturaleza del gas. Tramitación de permisos legales y ambientales.	Estudio de rutas y tren de potencia para aplicaciones de movilidad. Estudio para la adaptación y renovación de equipos e infraestructura para el suministro de agua caliente y reemplazo de motores diésel por celdas de combustible. Dimensionamiento de estaciones de recarga de hidrógeno. Tramitación de permisos legales y ambientales.
<b>Adquisición de Equipos</b>	Definición de especificaciones, licitación de equipos y selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociados a los equipos necesarios.	Definición de especificaciones, licitación de equipos y selección de proveedores. Actividades relacionadas con obtener las mejores condiciones de compra, garantías y seguros asociados a los equipos necesarios para el desarrollo de aplicaciones de hidrógeno.
<b>Fabricación de Equipos y Comercialización</b>	Los equipos considerados para la logística del H2 son: Camiones acondicionados para el transporte de H2 y, por otra parte, ductos. Tanques de acero y compuestos (fibra de carbono y plástico), estructuras y cortafuegos.	Estaciones de recarga de H2 para movilidad (que incluye almacenamiento, compresión, sistema de enfriamiento y dispensadores). Calentadores de agua en base a H2 y celdas de combustibles estacionarias para usos industriales.
<b>Transporte</b>	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.	Transporte internacional puede ser en barco o avión, transporte regional en camiones de carga pesada, y transporte local en camiones de carga media.
<b>Instalación y Montaje</b>	Preparación del sitio: movimiento de tierra y nivelación, excavaciones, obras civiles y montaje de equipos, conexión de interfaces y almacenamiento. Adaptación y reemplazo de ductos, tuberías, válvulas y sellos.	Preparación del sitio: movimiento de tierra y nivelación, montaje de estaciones de recarga, conexión de interfaces, instalación de calentadores de agua en base a H2 adaptación de equipos e instalación de celdas de combustible.
<b>Operación y Mantenimiento</b>	Transporte de H2: Revisión y mantenimiento de tube trailers, inspección de sellos, llaves y válvulas en tanques y ductos de H2.	Estación de recarga: Revisión de sellos, llaves y válvulas, control de presión y refrigerantes. Limpieza e inspección visual de infraestructura, reemplazo de equipos que cumplan la vida útil. Aplicaciones: Mantenimiento general de camiones eléctricos y reemplazo de stacks en aplicaciones móviles y estacionarias. Mantenimiento general de calentadores de agua en base a H2.
<b>Decomisionamiento</b>	Desmantelamiento, retiro, reciclaje y reutilización de equipos, limpieza de sitio para estaciones de recarga. Para el resto de las etapas, reciclaje y reutilización de equipos.	Desmantelamiento, retiro, reciclaje y reutilización de equipos, limpieza de sitio para estaciones de recarga. Para el resto de las etapas, reciclaje y reutilización de equipos.

Con base a los bienes y servicios necesarios para cada etapa constructiva de un proyecto de H2V, se han identificado factores de empleabilidad directos para cada tecnología (IRENA, Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind, 2017). La división por etapas propuestas en este trabajo corresponde a la forma en que estos se encuentran en otros estudios (GIZ, 2020).

Las tasas de empleabilidad a 2030, 2040 y 2050, van disminuyendo a medida que transcurren las décadas. Este fenómeno corresponde a la absorción de conocimiento y experiencia que iría ganando Costa Rica, y a la tecnificación de algunos procesos que permitirán reducir la cantidad de empleos necesarios para cumplir una tarea específica.

Tabla 35 - Factor de empleabilidad por etapa, Generación eólica. Basados en una planta de 50 MW (Fuente: (L. Cameron, 2013)).



Actividad	Unidad	F.E. Directo (2017)	F.E. Directo ajustado			Fuente
			2030	2040	2050	
Planificación del proyecto	FTE/MW	0.7	0.6	0.5	0.4	IRENA, 2017
Adquisición de equipos y materias primas	FTE/MW	1.0	0.8	0.7	0.6	IRENA, 2017
Transporte e instalación	FTE/MW	11.8	9.9	8.4	7.0	IRENA, 2017
O&M	FTE/MW	0.7	0.6	0.5	0.4	IRENA, 2017
Decomisionamiento	FTE/MW	2.7	2.2	1.9	1.6	IRENA, 2017
<b>TOTAL</b>	<b>FTE/MW</b>	<b>16.9</b>	<b>14.1</b>	<b>12.0</b>	<b>9.9</b>	

Se observará en la Tabla 36, que los FE son más bajos en solar que en eólica. Esta tendencia se mantendría hasta 2050.

Tabla 36 - Factor de empleabilidad por etapa, Generación solar fotovoltaica. Basados en una planta de 50 MW (Fuente: (IRENA, Renewable Energy Benefits: Leveraging Solar Capacity for PV, 2017))



Actividad	Unidad	F.E. Directo (2017)	F.E. Directo ajustado			Fuente
			2030	2040	2050	
Planificación del proyecto	FTE/MW	0.6	0.3	0.2	0.2	IRENA, 2017
Instalación	FTE/MW	10.4	5.4	4.2	3.1	IRENA, 2017
O&M	FTE/MW	3.5	1.8	1.4	1.1	IRENA, 2017
Decomisionamiento	FTE/MW	1.4	1.2	0.5	0.4	IRENA, 2017
<b>TOTAL</b>	<b>FTE/MW</b>	<b>15.9</b>	<b>8.7</b>	<b>6.4</b>	<b>4.7</b>	

Los sistemas de generación tienen factores de empleabilidad definidos para sistemas de generación de 50 MW (acorde a la literatura consultada). Para los sistemas de electrólisis, se reportan los factores de empleabilidad en FTE/100MW.

Tabla 37 - Factor de empleabilidad por etapa, electrólisis (Fuente: (Navigant, 2019)).



Actividad	Unidad	F.E. Directo ajustado		
		2030	2040	2050
Construcción e Instalación	FTE/100MW	327.1	253.1	188.3
O&M	FTE/100MW	152.3	117.8	87.7
<b>TOTAL</b>	<b>FTE/100MW</b>	<b>479.4</b>	<b>370.9</b>	<b>276.0</b>

Por su parte, los FE en la etapa de almacenamiento se encuentran expresados en FTE/MMUSD. Se ha considerado que a 2050, el costo de almacenamiento de hidrógeno en términos energéticos sería de 227.15 USD/MWh, a su vez se considera que la energía contenida en un kilogramo de hidrógeno es de 33.3 kWh/kgH<sub>2</sub>.

Tabla 38 - Factor de empleabilidad por etapa, Almacenamiento (Fuente: (Energy, 2019)).



Actividad	Unidad	F.E. Directo ajustado		
		2030	2040	2050
Empleos directos	FTE/MMUSD	1.0	1.1	1.1
<b>TOTAL FTE/MMUSD</b>		<b>1.04</b>	<b>1.1</b>	<b>1.1</b>

La infraestructura de recarga vehicular tanto para montacargas como para los segmentos estudiados de FCEV tendría dos etapas de generación de empleos. La primera será la de construcción e instalación de las HRS y la segunda, la operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil. Los FE encontrados en la literatura para el despliegue de HRS se muestran en la Tabla 39.

Tabla 39 - Factor de empleabilidad por etapa, HRS (Fuente: (Argonne National Laboratory, 2017)).



Actividad	Unidad	F.E. Directo ajustado		
		2030	2040	2050
Puestos asociados a Construcción e Instalación de HRS	FTE/MMUSD	0.6	0.5	0.4
Puestos asociados a O&M de HRS	FTE/MMUSD	6.9	5.9	5.0
<b>TOTAL FTE/MMUSD</b>		<b>7.46</b>	<b>6.43</b>	<b>5.40</b>

Los FE para la industria automotriz se reportan en FTE/100k FCEV. Estos empleos no consideran el reemplazo uno a uno de un conductor, es decir que no se crearían empleos en la conducción de nuevos vehículos. Los FE de la Tabla 40 consideran solo aquellos empleos relacionados con el mantenimiento de las celdas de combustible y de los vehículos, así como su comercialización.

Tabla 40 - Factor de empleabilidad por etapa, FCEV (Fuente: Inicio, 2021).



Actividad	Unidad	2030	2040	2050
Empleos directos	FTE/100k FCEV's	4817	4153	3489
<b>TOTAL FTE/100k FCEV's</b>		<b>4817</b>	<b>4153</b>	<b>3489</b>

Con base al producto entre los KPIs del paso 1 de esta metodología y los FE, es posible determinar los empleos directos. Para el cálculo de empleos indirectos, la Tabla 41 muestra los factores por los cuales se deben multiplicar los empleos directos calculados

Tabla 41 – Factores de empleabilidad indirectos (Fuente.: (IRENA, Future of Solar Photovoltaic and Future of Wind Power, 2019) , (Energy, 2019), (IRENA, Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind, 2017)).

Sector	F.E. Indirecto/F.E. Directo
Eólico	0.8
Solar PV	0.8
Electrólisis	0.9
HRS	0.9
Distribución y almacenamiento	1.1

Para resumir el procedimiento llevado a cabo para el cálculo de empleos directos, la Ecuación 6 muestra la forma en que se relaciona cada KPI y su respectivo FE.

Ecuación 6 – Cálculo de empleos directos por etapa en la cadena de valor del H2V.

$$Empleos_{directos} = KPI_{etapa} * FE_{etapa}$$

Donde:

$KPI_{etapa}$ : KPI correspondiente a cada etapa y calculado en el paso 1 de esta metodología

$FE_{etapa}$ : Factor de empleabilidad correspondiente a la etapa, tecnología correspondiente

Una vez calculados los empleos directos se calculan los empleos indirectos según la Ecuación 7:

Ecuación 7- Cálculo de empleos indirectos por etapa en la cadena de valor del H2V

$$Empleos_{indirectos} = Empleos_{directos} * \frac{FE_{indirecto}}{FE_{directo}}$$

Con base en la información anterior se obtuvieron los resultados del total de empleos tanto directos como indirectos a lo largo de la cadena de valor del H2V. El cálculo de los empleos se realizó para 4 panoramas posibles:

- Escenario 1.5 °C, considerando la producción de electricidad 100% solar.
- Escenario 1.5 °C, considerando la producción de electricidad 100% eólica.
- Escenario 2.0 °C, considerando la producción de electricidad 100% solar.
- Escenario 2.0 °C, considerando la producción de electricidad 100% eólica.

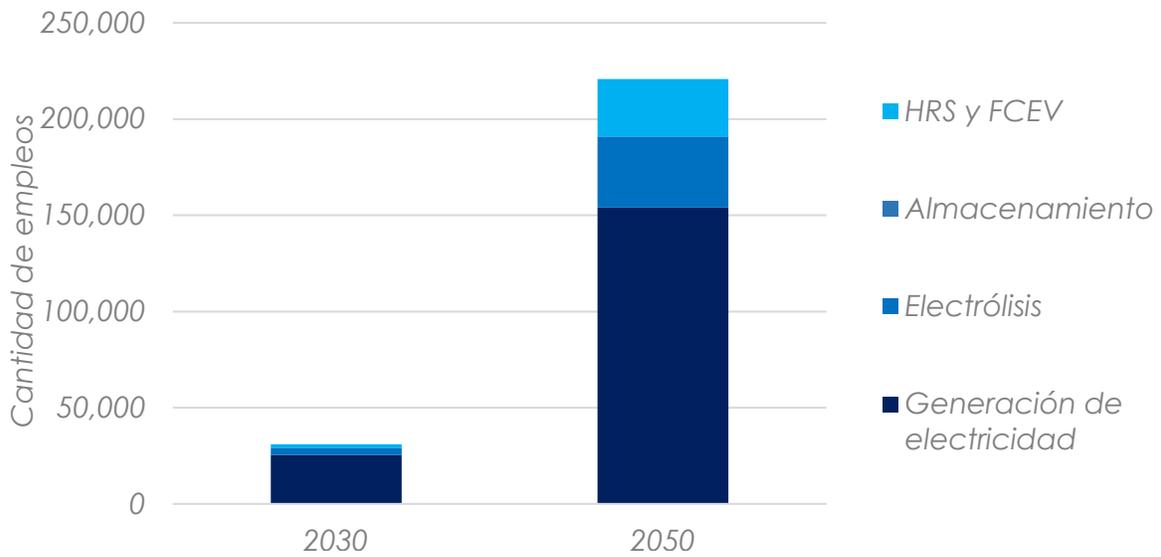


Figura 96 - Escenario 1.5 °C, 100% solar (Fuente: Hinicio, 2021).

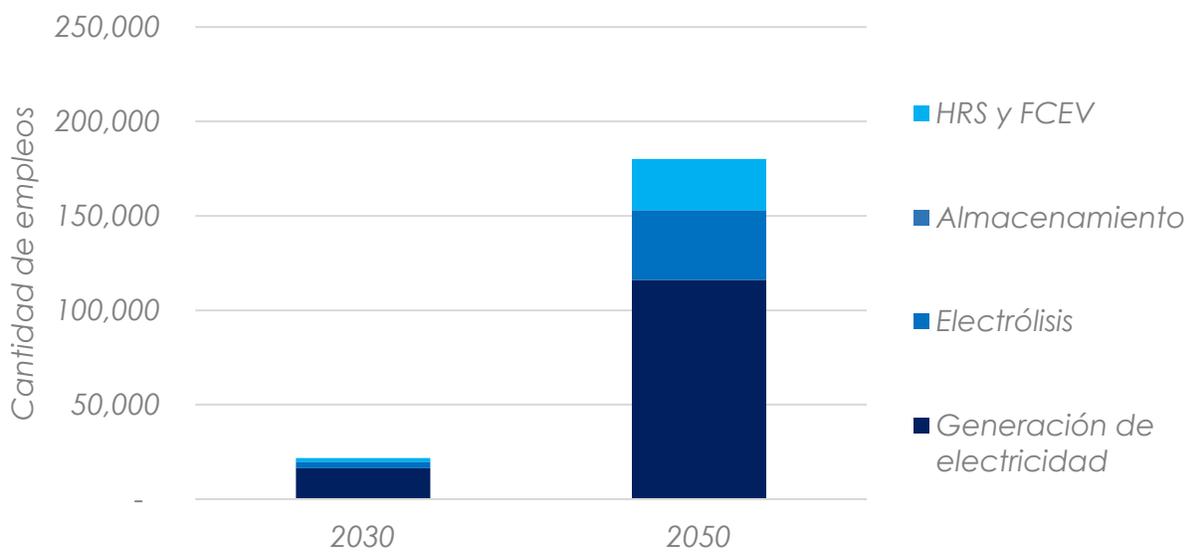


Figura 97 - Escenario 1.5 °C, 100% eólica (Fuente: Hinicio, 2021).

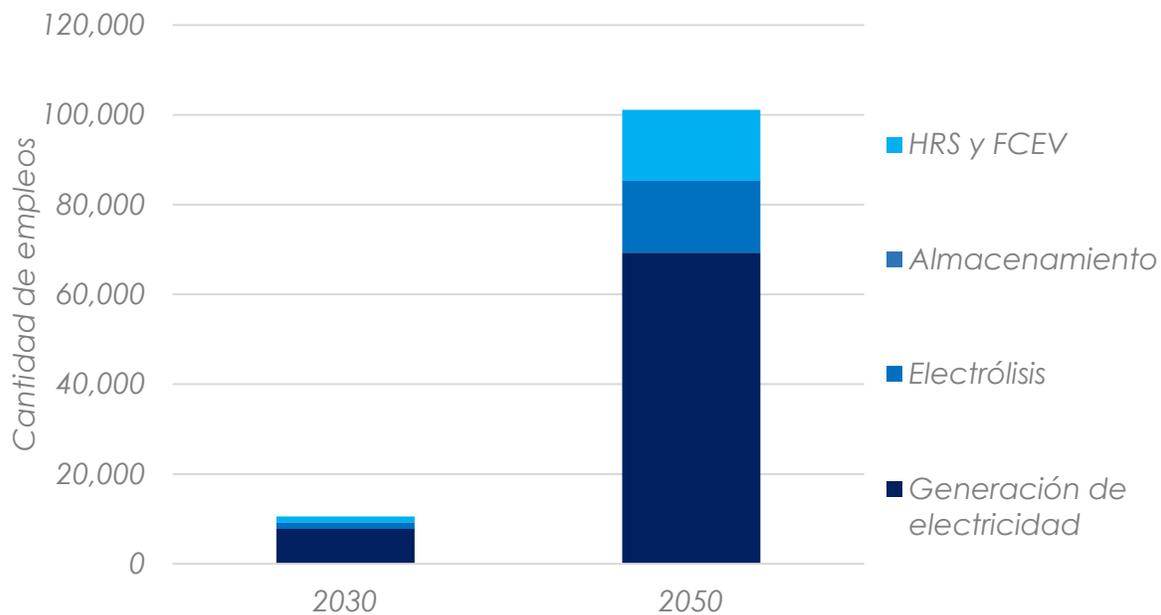


Figura 98 - Escenario 2.0 °C, 100% solar (Fuente: Hinicio, 2021).

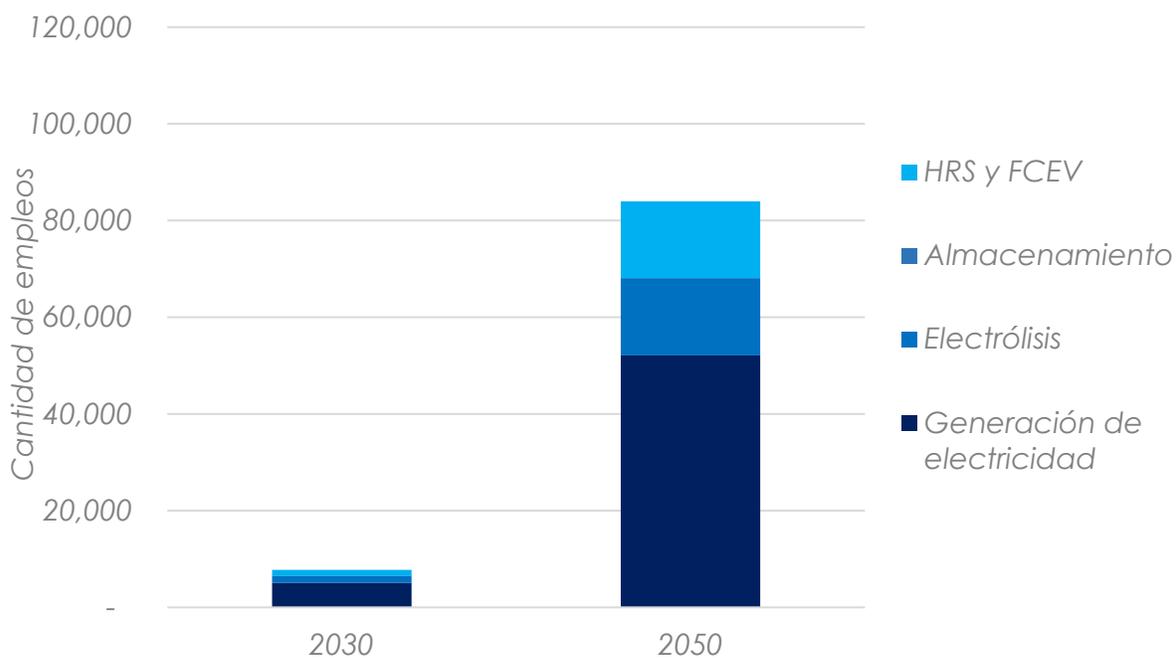


Figura 99 - Escenario 2.0 °C, 100% eólica (Fuente: Hinicio, 2021).

Tabla 42 – Síntesis de empleos por etapa en la cadena de valor del H2V variando la participación tecnológica por fuente renovable (Fuente: Hinicio, 2021).

		100% Solar		100% eólico	
Escenario 1.5°C		2030	2050	2030	2050
	Generación de electricidad	25,560	153,979	16,343	116,114
	Electrólisis	3,401	36,936	3,401	36,936
	Almacenamiento	15	25	15	25
	HRS y FCEV	2,066	29,935	2,066	2,7009
	<b>Total</b>	<b>31,032</b>	<b>220,856</b>	<b>21,814</b>	<b>180,064</b>
Escenario 2.0 °C:		2030	2050	2030	2050
	Generación de electricidad	7,779	69,278	5,051	52,121
	Electrólisis	1,431	16,005	1,431	16,005
	Almacenamiento	5	6	5	6
	HRS y FCEV	1,299	15,821	1,299	1,5821
	<b>Total</b>	<b>10,514</b>	<b>101,109</b>	<b>7,786</b>	<b>83,953</b>

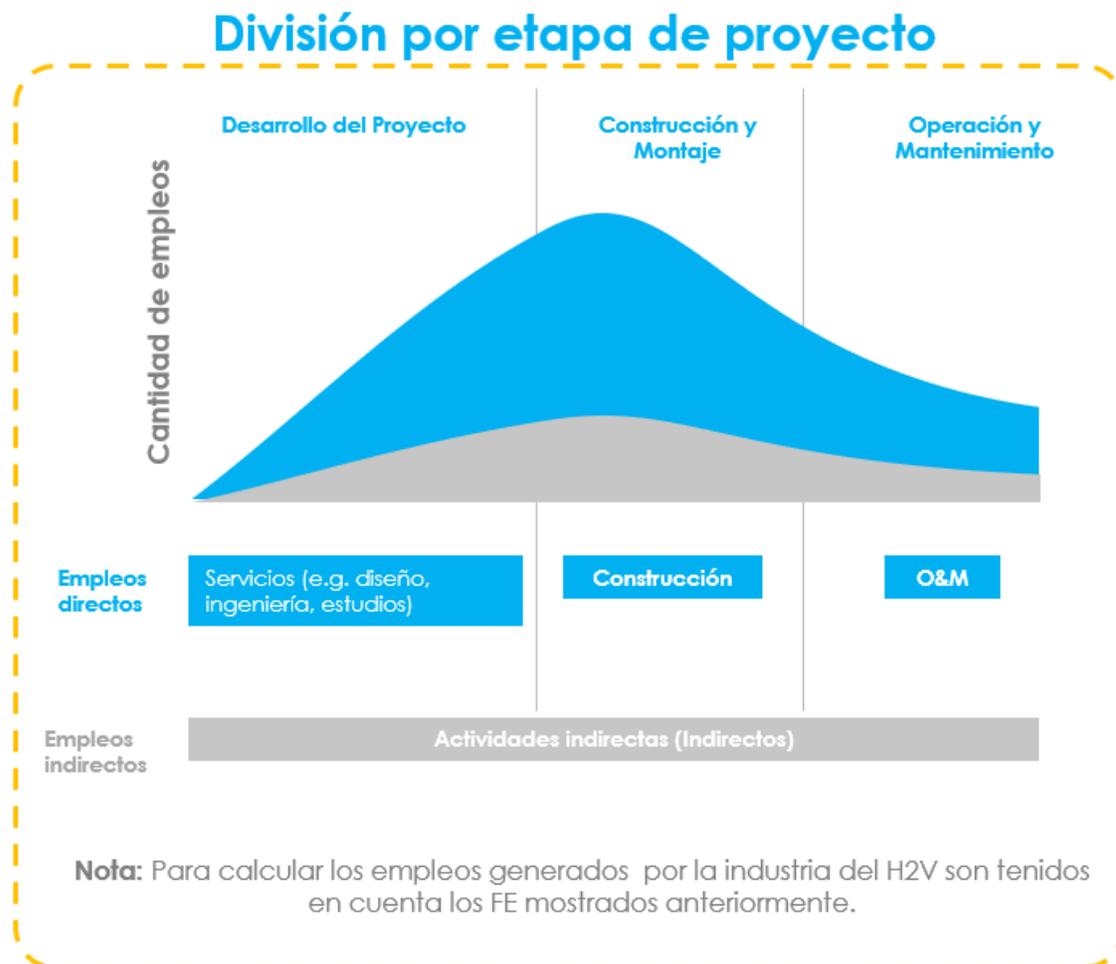
De forma general de las anteriores tablas se puede concluir lo siguiente:

- La **generación de energía eléctrica** es la etapa que **más empleo genera**.
- Las plantas de electrólisis son la **segunda actividad que generan más empleo**.
- La construcción tanto de sistemas de generación renovable como de electrólisis, requieren de recursos humanos calificados, por lo tanto, **el gobierno de Costa Rica deberá capacitar a los futuros trabajadores de esta industria**.
- La etapa de producción de electricidad es la que **define principalmente la cantidad de empleos generados**.
- En 2050, el escenario 1.5 °C con 100% de energía solar difiere en cerca **de 40 mil empleos** con respecto al mismo escenario con 100% de energía eólica. Esta diferencia a 2030 sería de **10 mil empleos**.
- En 2050, el escenario 2.0 °C con 100% de energía solar difiere en cerca **de 17 mil empleos** con respecto al mismo escenario con 100% de energía eólica. Esta diferencia a 2030 sería de **2.7 mil empleos**.
- Para cualquiera de los escenarios, **se generarían más empleos produciendo la energía eléctrica a partir del 100% de energía solar fotovoltaica** que usando energía eólica. Aunque los FE de solar son menores que los de eólica, la gran diferencia radica en las capacidades instaladas que requiere cada tecnología para producir la misma unidad de energía (debido a sus distintos factores de capacidad).
- En promedio, para el escenario 1.5°C se generarían **163 mil empleos a 2050**. Lo anterior promedia los empleos con 100 % solar y 100% eólico.
- En promedio, para el escenario 2.0°C se generarían **132 mil empleos a 2050**. Lo anterior promedia los empleos con 100 % solar y 100% eólico.

- La distribución porcentual de generación entre solar y eólico, permitiría estimar el número de empleos que se generarían. El ejercicio de mostrar el **rango es útil** para estimar los límites máximos y mínimos esperados en la futura economía de H2V en Costa Rica.

En la Figura 100, se propone otra subdivisión de los empleos generados en Costa Rica a causa del despliegue de proyectos que habría en el país. Con esto se busca entender no solo las etapas en la cadena de valor que requerirían más fuerza laboral sino también entender en que fases de los proyectos se generarían más empleo y de qué tipo.

Figura 100 - División de un proyecto de H2V por etapas constructivas (Fuente: Hinicio,2021).



Las fases en las que se ha dividido la construcción de un proyecto de estos son tres:

- Servicios
- Construcción
- Operación y mantenimiento (O&M)

Estas fases representan las etapas de desarrollo de un proyecto de ingeniería convencional, las cuales comienzan con los servicios de diseño, ingeniería, estudios a

*diferentes niveles de detalle, etc. Una vez la fase de diseño y los diversos estudios han presentado sus primeros resultados de factibilidad continua la etapa de construcción.*

*Una vez los equipos ya han sido ensamblados, probados y se ha garantizado su correcto funcionamiento, es posible empezar a operarlos. En esta fase también sería necesario realizar los mantenimientos preventivos y correctivos que dieran lugar a lo largo de la vida útil de cada equipo.*

*De forma paralela, habría empleos indirectos que apoyasen todas las actividades ya mencionadas, estos empleos indirectos hacen referencia a todas aquellas actividades que no se involucran directamente en la parte constructiva del proyecto pero que son indispensables para su construcción como podrían ser los servicios de importación, transporte, negociación, etc.*

*Bajo esta nueva perspectiva, se ha seguido la misma línea de análisis, en dónde se parte de las mismas cantidades de empleos totales calculados bajo la metodología descrita, pero esta vez se muestran por división de empleos directos (Servicios, Construcción y O&M) y empleos indirectos.*

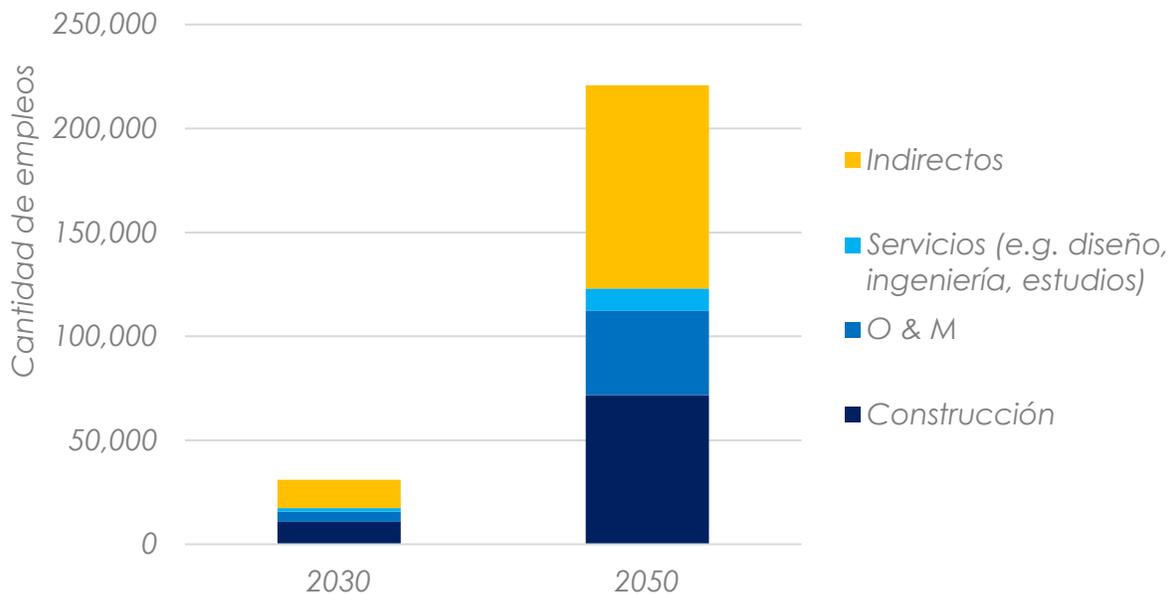


Figura 101 - Escenario 1.5 °C, 100 % solar (Fuente: Hinicio, 2021).

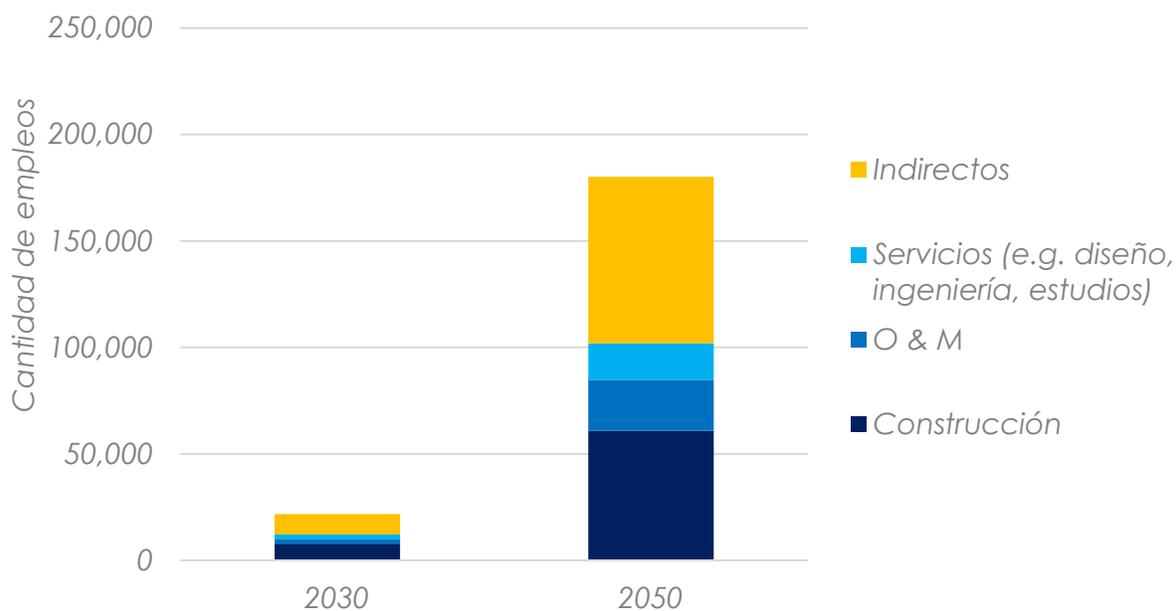


Figura 102 - Escenario 1.5 °C, 100 % eólico (Fuente: Hinicio, 2021).

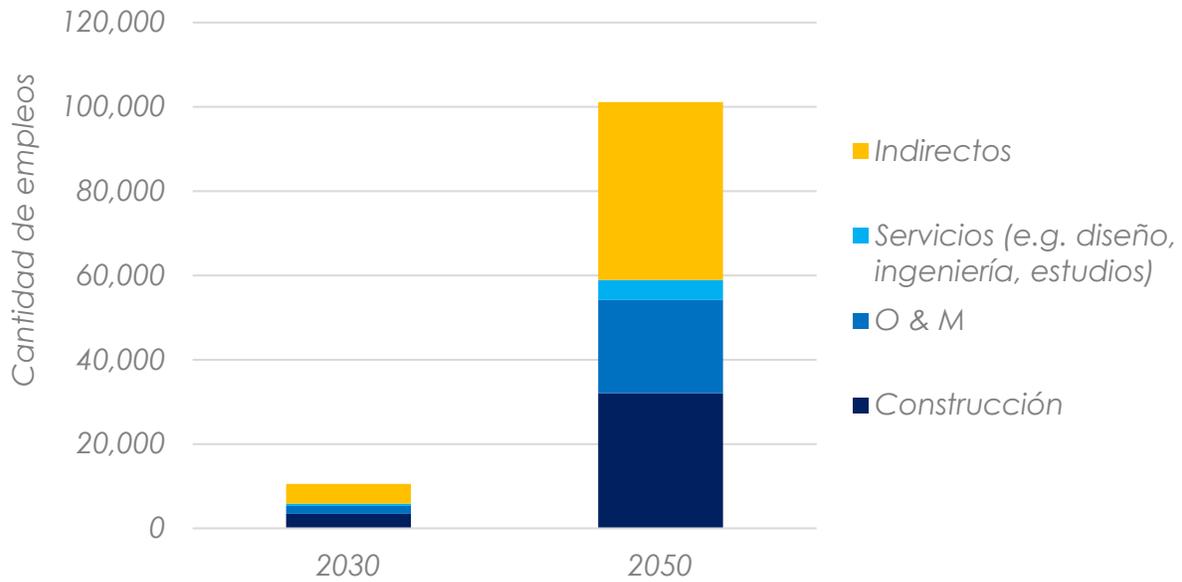


Figura 103 - Escenario 2.0 °C, 100 % solar (Fuente: Hinicio, 2021).

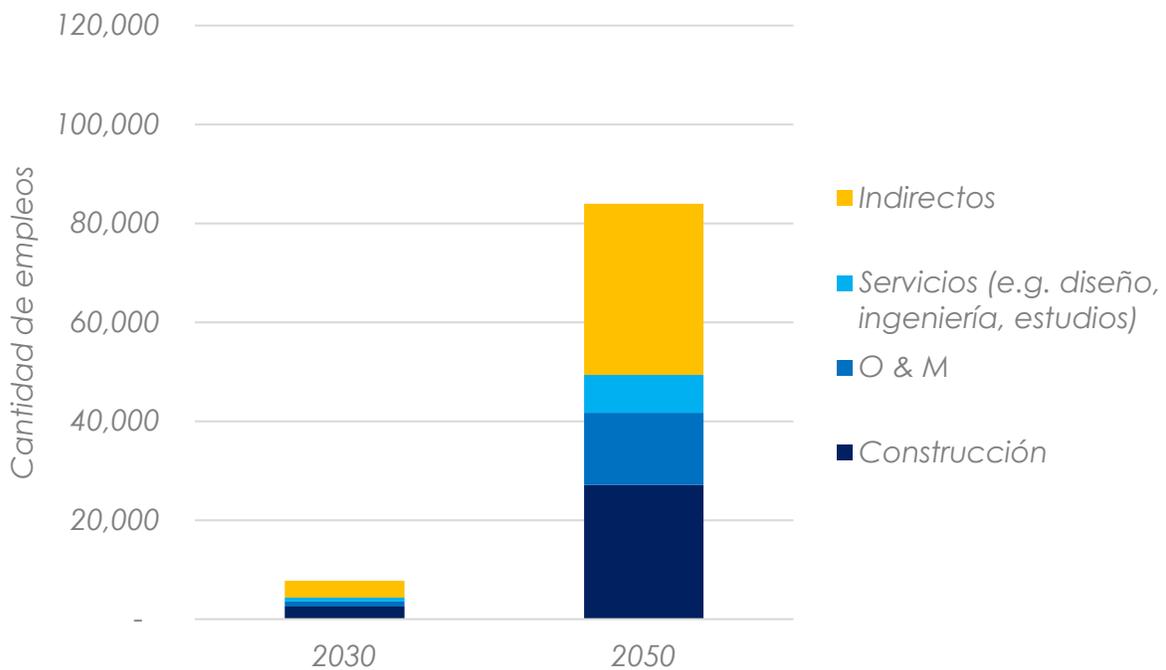


Figura 104 - Escenario 2.0 °C, 100 % eólico (Fuente: Hinicio, 2021).

Si se compara el mismo escenario, con el mismo nivel de penetración tecnológica de generación renovable, se podría observar que el total de empleos es el mismo, entre la visualización de los resultados por etapa de proyecto y etapa de la cadena de valor.

Como se sintetiza en la Tabla 43, los empleos totales generales coinciden con la Tabla 42, sin embargo, la subdivisión de dichos empleos está dada por etapa de desarrollo de los proyectos.

Tabla 43 - Síntesis de empleos por etapas de un proyecto, variando la participación tecnológica por fuente renovable (Fuente: Hinicio, 2021).

		100% Solar		100% eólico	
Escenario 1.5°C		2030	2050	2030	2050
	Construcción	10,832	71,760	7,857	60,917
	O & M	4,841	40,705	1,990	23,956
	Servicios (e.g. diseño, ingeniería, estudios)	1,761	10,595	2,402	17,050
	Indirectos	13,599	97,795	9,565	78,141
	<b>Total empleos generados</b>	<b>31,032</b>	<b>220,856</b>	<b>21,814</b>	<b>180,064</b>
Escenario 2.0°C		2030	2050	2030	2050
	Construcción	3,450	32,044	2,576	27,117
	O & M	1,886	22,120	1,021	14,581
	Servicios (e.g. diseño, ingeniería, estudios)	538	4,769	744	7,655
	Indirectos	4,640	42,177	3,445	34,599
	<b>Total empleos generados</b>	<b>10,514</b>	<b>101,109</b>	<b>7,786</b>	<b>83,953</b>

Con base a los resultados sintetizados en la Tabla 43 y las figuras que la preceden, se pueden obtener diversas conclusiones, entre las cuales cabe resaltar que en los próximos años, **Costa Rica debería invertir sus esfuerzos en formar a la siguiente generación de**

**constructores especializados en las diferentes etapas en la cadena de valor del H2V, con un especial énfasis en las etapas constructivas de los sistemas de generación, ya sean solar o eólico, como también en aquellos oficios relevantes para la construcción de sistemas electrolizadores.**

Adicionalmente y de manera general, se pueden mencionar las siguientes conclusiones:

- La **construcción genera más empleos** que el O&M y otros servicios juntos.
- Los empleos generados en construcción se concentran en unos pocos años, sin embargo, **se espera que la construcción de proyectos sea constante rumbo a 2050.**
- A pesar de que la etapa de otros servicios es la que menos empleos aporta, a 2050 esta **representa alrededor del 1.7 % de la población que buscaba trabajo en Costa Rica durante el primer trimestre del 2020**, según cifras del Banco Central de Costa Rica.



#### Tipos de empleo generados

- ➔ **Construcción:** generan un pico de empleos
- ➔ **O&M:** empleos constantes a lo largo de la vida útil
- ➔ **Indirectos:** suministro y transporte de materiales, principalmente

- Los **empleos indirectos** asociados a la cadena de suministro de las actividades principales representan casi el **44% del total del empleo generado**.
- De 2030 a 2050, el total de **empleos generados** por la industria del H2V **incrementaría 10 X**.
- La etapa de **mayor crecimiento es la Operación y mantenimiento (O&M)**, con un crecimiento entre **11X y 14X, dependiendo del recurso renovable que predomine**.
- El área con menor crecimiento sería la de servicios.
- **Cada vez se requerirá mayor personal para operar y mantener en funcionamiento la infraestructura** y menos en construcción. Sin embargo, a 2050 todas las etapas y empleos asociados a ellas, tenderían a crecer.
- A 2050, la etapa de **construcción será el mayor diferenciador en la creación de empleos** entre el escenario 1,5 °C y 2.0 °C.
- La **etapa de construcción equivale aproximadamente al 79% de los empleos directos creados** a lo largo de la cadena de valor del H2V.
- Las etapas de construcción, O&M y otros servicios, son considerados como empleos directos.
- Sin importar el escenario ni la distribución porcentual del recurso renovable, **habría más empleos directos que indirectos** para la economía del H2V en Costa Rica.
- Entre **mayor sea la participación porcentual de la energía solar, mayor será la cantidad de empleos generados** en todas las etapas consideradas en este estudio.

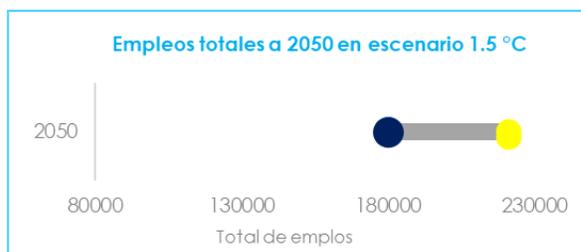
Para ofrecer una perspectiva más general de las cifras que se han calculado a lo largo del paso 2, se sintetiza la información en la Figura 105.

Esta figura, adicionalmente recuerda que el cálculo de **empleos que se podrían generar en Costa Rica depende directamente de la demanda que el H2V pueda llegar a tener** en los diferentes subsectores que se han estudiado a lo largo de este trabajo. Las diferencias que existen entre los escenarios planteados podrían ascender a **136,903 empleos**.

Hasta este punto se podría pensar que construir parques de generación solar para la producción de H2V sería la mejor alternativa para Costa Rica, para lo cual es necesario recordar del capítulo 1 de este estudio que, si bien la energía solar es el recurso más abundante en Costa Rica, la energía eólica puede alcanzar costos más competitivos en térmicos de su LCOH. **Encontrar un equilibrio entre la generación de empleo por cada tecnología y el LCOH**, será el reto que enfrentaría el gobierno costarricense en las próximas décadas.

La forma en que se abordó el cálculo de los empleos consideró los límites máximos de participación de energía solar y eólica, respectivamente. Sin embargo, **se espera que proyectos híbridos aprovechen mejor la diversidad de recursos renovables** que existen a lo largo del territorio nacional, como consecuencia, se esperaría una creación de empleo en medio de los límites calculados para cada uno de los escenarios.

### Rango de empleos por escenario



- Cantidad total de empleos generados con producción de energía **100% eólica**.
- Cantidad total de empleos generados con producción de energía **100% solar**.

### Brecha entre escenarios 1.5 °C y 2.0 °C hacia 2050



Figura 105 - Síntesis de empleos generados por escenario y tecnología de generación renovable (Fuente: Hinicio, 2021).

Hasta el paso 2 de esta metodología, se ha estudiado la incidencia de la cadena de valor del H2V en la generación de empleo en Costa Rica. **El paso 3, pone en un contexto mundial, las cifras calculadas** y las compara con otros países que han realizado este mismo ejercicio, a lo largo de documentos públicos como sus hojas de ruta para el desarrollo del H2V en sus países<sup>6</sup>.

**Paso 3:** Con base a la estimación de empleos directos e indirectos que resultaron al seguir los pasos anteriores, se procede a comparar a Costa Rica con respecto a países europeos quienes a través de sus hojas de ruta y documentos públicos acerca del desarrollo de sus propias industrias de H2, han logrado estimar los empleos que por sí mismos podrían generar a 2030.

<sup>6</sup> FCHJU: Fuel Cell & Hydrogen Joint Undertaken: Opportunities for hydrogen energy technologies considering the national energy & climate plans, 2020

El primer análisis comparativo se puede observar en la Figura 106, en donde se pone en perspectiva a Costa Rica bajo los dos escenarios analizados, con respecto a países europeos y respecto a Chile también.

Se compara en 2030, con base a las cifras calculadas en el paso anterior de esta metodología.

**Importante:**

→ Costa Rica fue comparado con los demás países en el escenario 1.5°C y 2.0°C. Se promedió para cada escenario los empleos directos e indirectos producidos bajo la consideración del 100% solar y 100% eólico.

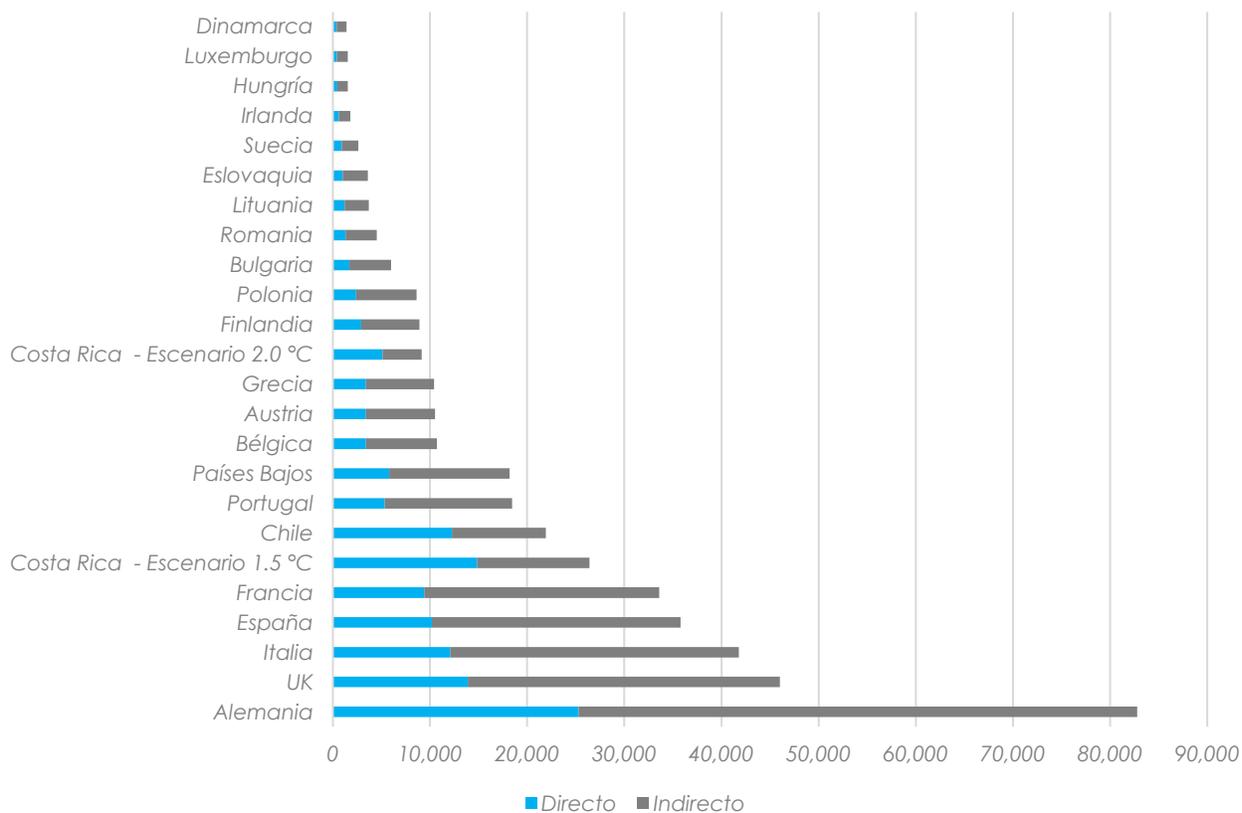


Figura 106 - Impacto en el empleo por país – 2030 (Empleos directos e indirectos) (Fuente: Hinicio, 2021).

Costa Rica en su **escenario 1.5 °C, se encontraría en el 6º lugar** de países con mayor capacidad de generación de empleo a lo largo de la cadena de valor del H2V, mientras que bajo el **escenario 2.0 °C ese lugar descendería hasta el 13avo.**

Los países europeos, con los que se ha comparado a Costa Rica, tienen economías más complejas con gran parte de la cadena de suministro integrada. decirlo anterior significa que, aquellos **países con la capacidad tecnológica de producir equipos serán los más beneficiados en el desarrollo mundial de la economía del H2V.** Costa Rica, por el contrario, debería importar gran parte de la tecnología.

En los países europeos el mayor potencial de creación de empleo se asocia a la manufactura de equipos como: paneles, torres, turbinas, electrolizadores, celdas de combustible, entre otros.

Bajo este análisis, se esperaría que, en el escenario optimista para Costa Rica (escenario 1.5 °C), este logre superar levemente a Chile, único país de la región con el que se le compara en este análisis.

El **liderazgo en la región a mediano plazo (2030)** estaría determinado por **la capacidad de los gobiernos de incentivar una industria local del H2V**, variable fundamental para el cálculo de empleos generados en cada país. Otro factor para considerar es la fuente de generación renovable, pues en esta comparativa con Chile, el escenario 1.5 °C se está promediando tanto los empleos directos como los indirectos bajo los dos panoramas de penetración de energía solar y eólica mencionados a lo largo de este estudio.

Si a Chile se le compara con Costa Rica en su escenario 1.5 °C con 100 % de energía eólica, entonces Chile ascendería en el pódium, dejando a Costa Rica en el séptimo lugar de este ranking.

A continuación, se comparará el crecimiento de generación de empleo en Costa Rica en el período de 2030 a 2050<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Elaborado por Hinicio con base en información de planes energéticos nacionales y hojas de ruta para el desarrollo de la economía del H2V en diferentes países del mundo

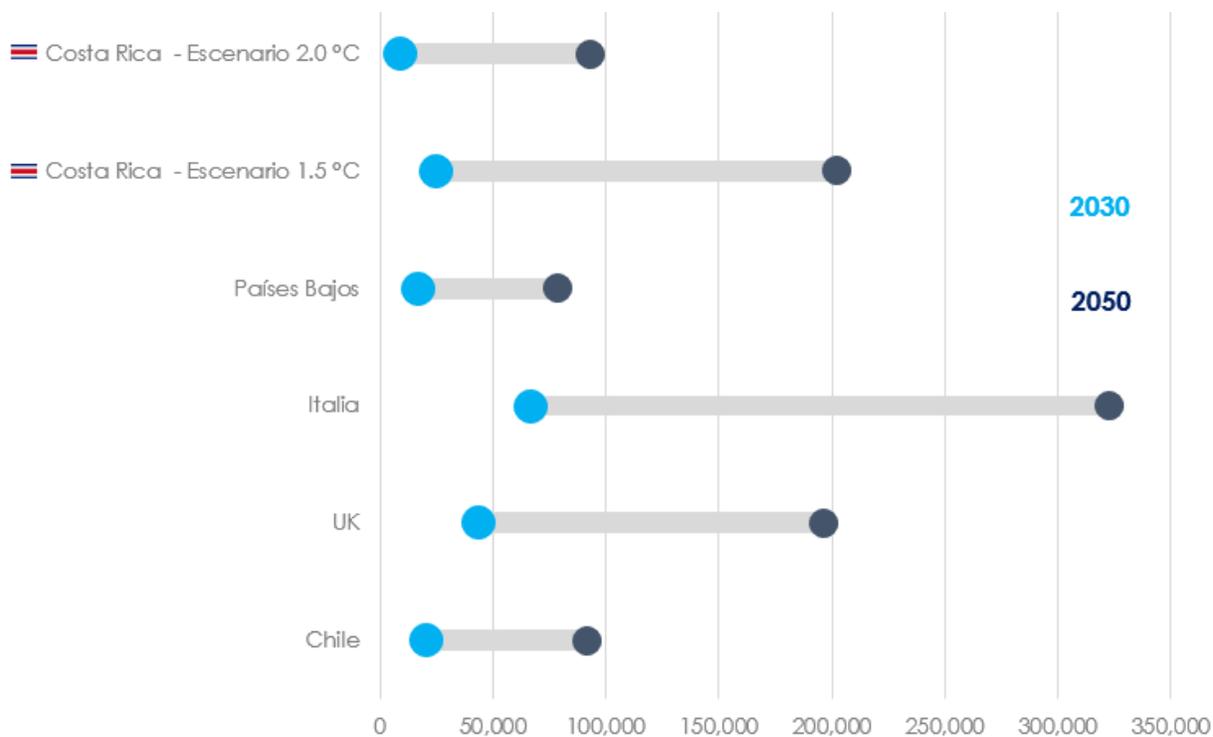


Figura 107 - Aumento en la creación de empleo del 2030 a 2050 (Fuente: Hinicio, 2021).

De la figura anterior se puede concluir que:

- Italia, UK, Chile y los Países Bajos crecen 4X de 2030 a 2050 aproximadamente, mientras **que Costa Rica en su escenario 1.5° C lo haría a 7X.**
- El crecimiento para para Costa Rica de 2030 a 2050 en el **escenario 2.0 °C, alcanzaría las 10X**, lo que equivale nominalmente a 83 mil nuevos empleos
- Costa Rica incrementaría en más de **174 mil empleos** de 2030 a 2050 por causa de la economía del H2V en el escenario 1.5°C.
- Costa Rica incrementaría en más de **83 mil empleos** de 2030 a 2050 por causa de la economía del H2V en el escenario 2.0°C.

El **crecimiento de empleos en Costa Rica** viene sustentado por un **crecimiento en la demanda del H2V. Promover que** las diferentes industrias adopten este energético, permitiría el crecimiento de empleos esperado para Costa Rica.

Si bien, la demanda en los diferentes sectores analizados a lo largo de este estudio tendería al alza (tal como se vio en el capítulo anterior), y por consecuencia, la cantidad de empleos que esta industria podría llegar a generar; hace falta analizar en términos de **fuerza laboral**, la capacidad que tendrían diferentes países, incluyendo a Costa Rica, para **adsorber las necesidades laborales que demandaría una economía con el H2V como vector energético y materia prima.**

Sin el talento humano necesario, difícilmente un país podría desarrollar la cadena de valor del H2V dentro de su territorio. Por esta razón, la Figura 108 muestra la correlación entre la demanda del H2V, con respecto a la fuerza laboral disponible por país.

Con esto se busca encontrar un comparativo entre la capacidad que tiene un país de afrontar los desafíos en el desarrollo de su infraestructura y la demanda de un energético como el H2V.

Este gráfico muestra que, países como Alemania demandarían en 2030, **37 veces más de H2V que Costa Rica** pero su fuerza laboral es tan solo **18 veces mayor y que países con fuerza laboral similar, tienden a demandar cantidades similares de H2V.**

Además, del ranking de los 12 países mostrados en la Figura 108, existirían tres grupos distinguidos así:

### Fuerza laboral:

Es un indicador de la población en edad de trabajar de un país que participa activamente en el mercado de trabajo, ya sea trabajando o buscando empleo; refleja la magnitud de la oferta de mano de obra disponible en un momento dado para participar en la producción de bienes y servicios.

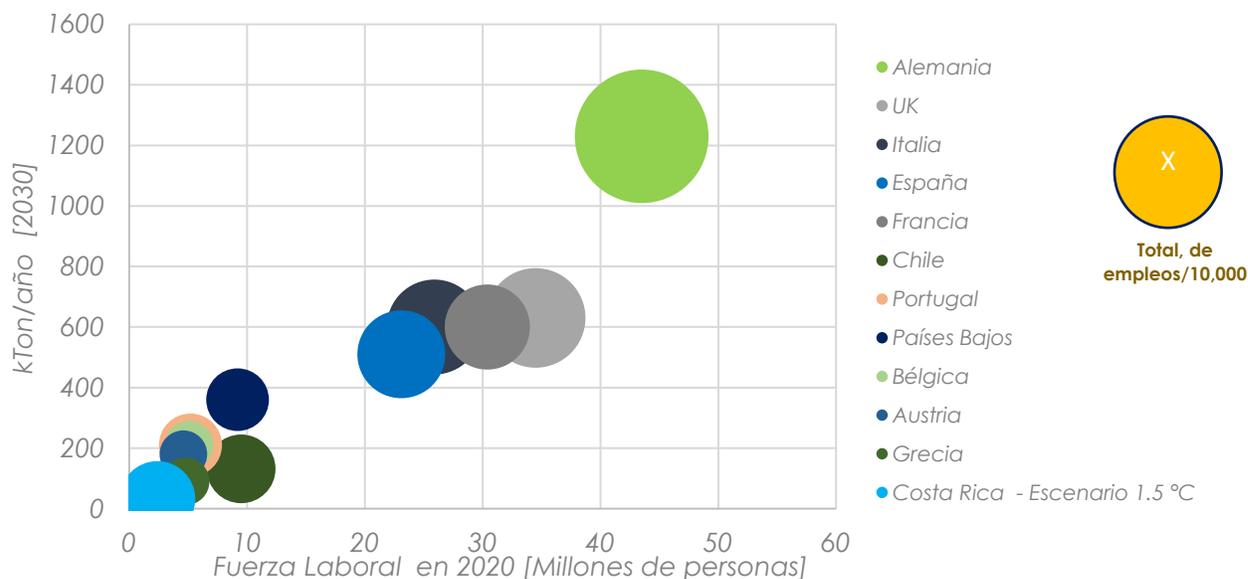


Figura 108 - Correlación entre demanda de H2V/año con la fuerza laboral disponible por país (Fuente: Hinicio, 2021).

De la figura anterior, se puede deducir que

- Países con poca fuerza laboral y baja demanda de H2V
- Países con mediana fuerza laboral y media demanda de H2V
- Países con amplia fuerza laboral y alta demanda de H2V

Costa Rica pertenecería al primer grupo, mientras que países como Francia pertenecerían al segundo grupo, en **donde habría cabida a trabajadores costarricenses calificados**, en la medida que estos logren especializarse.

En el tercer grupo está Alemania, quien se distancia del resto de países de forma significativa. En este sentido, se esperaría que este país desarrolle en su población las habilidades suficientes para dar respuesta a la demanda de H2V que habría lugar en los próximos años. **Costa Rica podría encontrar oportunidades de aceleración en su curva de aprendizaje, valiéndose de la experiencia recopilada en los próximos años por países aliados, como podría ser Alemania.**

## Conclusiones en la estimación de empleos.

- ▶ **Costa Rica debe preparar su capital humano** para dar respuesta a la creación de la cadena de valor del H2V que podría darse en el territorio nacional.
- ▶ **Especializarse en la fase de construcción de los proyectos sería esencial**, pero podría añadirse aún **más valor si el capital humano absorbe el conocimiento en la fabricación de equipos.**
- ▶ El desarrollo de una **industria del H2V en Costa Rica tiene el potencial de generar miles de empleos**, los cuales requerirán diferentes niveles de experiencia para su creación. Algunas actividades ya han sido hechas por trabajadores costarricense y su curva de aprendizaje ya ha sido absorbida, sin embargo, existirá la necesidad de formar capital humano en diferentes segmentos de la cadena productiva del H2V.
- ▶ Costa Rica tiene la oportunidad de aprovechar sus conocimientos para proporcionar **servicios de consultoría y de construcción a otros países** que buscan descarbonizar su economía mediante esta industria.
- ▶ **La mayor parte del empleo se creará durante la fase de construcción** de plantas de generación eléctrica, líneas de transmisión y plantas de producción de hidrógeno. Este último representaría la principal carencia de conocimiento en Costa Rica. Lo anterior podría ser superado rápidamente a medida que se ejecuten proyectos en el país.
- ▶ En general, el rubro de la construcción representará aproximadamente el 50% del empleo total generado en el país por parte de la cadena de valor del H2V.

## Contribución del hidrógeno verde a la producción nacional (i.e. PIB).

La **producción nacional de nuevos bienes y servicios**, como los que plantea la introducción del H2V en la economía costarricense, **tendría múltiples impactos, incluidos beneficios económicos por la adopción de una nueva industria nacional.**

La **dinámica comercial de los energéticos que hoy se conoce en Costa Rica, cambiaría en la medida que el H2V vaya ganando mercado en las múltiples aplicaciones y sectores que ya se han estudiado.**

Se **esperaría que la sustitución de combustibles fósiles por H2V costarricense, alteren las transacciones comerciales que existen a nivel macroeconómico en dicho país.**

Estos **cambios macroeconómicos**, tendrán consecuencias en **indicadores como el PIB<sup>8</sup>**, pues el valor monetario de **los bienes y servicios finales producidos en Costa Rica, cambiarían en consecuencia de la adopción del H2V.**

La **metodología propuesta para estimar el efecto que tendría el H2V en la economía costarricense**, parte de la información más reciente de todas las transacciones comerciales que existen entre las diferentes actividades económicas reportadas en la matriz de insumo producto (MIP) del 2017<sup>9</sup>.

**Esta metodología, emplea la MIP** para introducir matemáticamente las nuevas ventas que se darían a 2050 del H2V, con base en la estimación de la demanda en los diferentes sectores económicos que se han venido estudiando a lo largo de este trabajo. Para cada uno de ellos, se estima **en términos monetarios**, las ventas que realizarían en cada sector (considerando su equivalencia en la clasificación del Banco Central de Costa Rica) y **se desplaza proporcionalmente, los bienes y/o servicios que el H2V estaría sustituyendo en cada uno de los segmentos.**

Con las modificaciones pertinentes, **la nueva MIP permitiría calcular lo que se conoce en la literatura como la matriz inversa de Leontief**, la cual contiene información relevante acerca de la proporcionalidad que cada subsector económico aporta a la economía de un país. Más adelante se ahondará en la manera en que estas matrices se relacionan entre sí, y la forma en que se pueden calcular los multiplicadores económicos para así determinar el impacto que el H2V tendría en el PIB, en la generación de salarios para los



### Definición de PIB:

(Producto interno bruto): Indicador económico que refleja el valor monetario de todos los bienes y servicios finales producidos por un país en un lapso determinado.

<sup>8</sup> <https://economipedia.com/definiciones/producto-interior-bruto-pib.html>

<sup>9</sup> <https://www.bccr.fi.cr/sites/centrobusqueda/Paginas/results.aspx?k=MIP#secondary-content>

trabajadores de la industria del H2V y la posible recaudación de impuestos que traería este cambio de la economía costarricense.

### Actividades económicas de Costa Rica.

La economía costarricense contiene 144 actividades económicas<sup>10</sup>, cada una de ellas se enlista en Tabla 44. Las actividades económicas tienen un código AECR (Actividades Económicas de Costa Rica) que las identifica entre sí.

Tabla 44 - Actividades económicas de Costa Rica (Fuente: BCCR,2017)

Código AECR	Actividad / Actividad
AE001	Cultivo de frijol
AE002	Cultivo de maíz
AE003	Cultivo de otros cereales, legumbres y semillas oleaginosas n.c.p.
AE004	Cultivo de arroz
AE005	Cultivo de melón
AE006	Cultivo de cebolla
AE007	Cultivo de chayote
AE008	Cultivo de papa
AE009	Cultivo de raíces y tubérculos
AE010	Cultivo de otras hortalizas
AE011	Cultivo de caña de azúcar
AE012	Cultivo de flores
AE013	Cultivo de follajes
AE014	Cultivo de banano
AE015	Cultivo de plátano
AE016	Cultivo de piña
AE017	Cultivo de palma africana (aceitera)
AE018	Cultivo de café
AE019	Cultivo de otras frutas, nueces y otros frutos oleaginosos
AE020	Cultivo de otras plantas no perennes y perennes
AE021	Propagación de plantas
AE022	Cría de ganado vacuno
AE023	Cría de cerdos
AE024	Cría de pollos
AE025	Cría de otros animales
AE026	Actividades de apoyo a la agricultura, la ganadería y actividades postcosecha
AE027	Silvicultura y extracción de madera y caza
AE028	Pesca marítima y de agua dulce
AE029	Acuicultura marítima y de agua dulce
AE030	Extracción de piedra, arena y arcilla
AE031	Extracción de sal
AE032	Explotación de otras minas y canteras n.c.p.
AE033 / AE034	Elaboración y conservación de carne y embutidos de aves / Elaboración y conservación de carne y embutidos de ganado vacuno y porcino y otros tipos de carne
AE035	Procesamiento y conservación de pescados, crustáceos y moluscos
AE036	Procesamiento y conservación de frutas y vegetales

<sup>10</sup> [https://www.bccr.fi.cr/comunicacion-y-prensa/DocEventos/Matriz\\_Insumo\\_Producto\\_2011.pdf](https://www.bccr.fi.cr/comunicacion-y-prensa/DocEventos/Matriz_Insumo_Producto_2011.pdf) posición porcentual del valor agregado por industrias (2011)

AE037	Elaboración de aceites y grasas de origen vegetal y animal
AE038	Elaboración de productos lácteos
AE039	Beneficio de arroz
AE040 / AE044	Elaboración de productos de molinería, excepto arroz, y almidones y productos elaborados del almidón / Elaboración de macarrones, fideos y productos farináceos análogos
AE041	Elaboración de productos de panadería y tortillas
AE042	Elaboración de azúcar
AE043	Elaboración de cacao, chocolate y productos de confitería
AE045	Elaboración de café oro
AE046	Producción de productos de café
AE047	Elaboración de comidas, platos preparados y otros productos alimenticios
AE048	Elaboración de alimentos preparados para animales
AE049 / AE050 / AE051	Destilación, rectificación, mezcla de bebidas alcohólicas y vinos / Elaboración de bebidas malteadas, de malta, bebidas no alcohólicas, aguas minerales, y otras aguas embotelladas / Elaboración de productos de tabaco
AE052	Fabricación de productos textiles
AE053	Fabricación de prendas de vestir
AE054	Fabricación de cuero y productos conexos excepto calzado
AE055	Fabricación de calzado
AE056	Producción de madera y fabricación de productos de madera y corcho, excepto muebles; fabricación de artículos de paja y de materiales transables
AE057	Fabricación de papel y productos de papel
AE058	Actividades de impresión, edición y reproducción de grabaciones excepto de programas informáticos
AE059 / AE060 / AE064	Fabricación de los productos de la refinación del petróleo y de coque / Fabricación de sustancias químicas básicas, abonos, compuestos de nitrógeno, pesticidas y otros productos químicos de uso agropecuario / Fabricación de otros productos químicos n.c.p. y de fibras manufacturadas
AE061 / AE067	Fabricación de plásticos y de caucho sintético en formas primarias / Fabricación de productos de plástico
AE062	Fabricación de pinturas, barnices y productos de revestimiento similares, tintas de imprenta y masillas
AE063	Fabricación de jabones y detergentes, preparados para limpiar y pulir, perfumes y preparados de tocador
AE065	Fabricación de productos farmacéuticos, sustancias químicas medicinales y de productos botánicos
AE066	Fabricación de productos de caucho
AE068	Fabricación de vidrio y de productos de vidrio
AE069	Fabricación de productos refractarios, materiales de construcción de arcilla y de otros productos de porcelana y cerámica
AE070	Fabricación de cemento, cal, yeso y artículos de hormigón, cemento y yeso y otros minerales no metálicos, n.c.p.
AE071	Fabricación de metales comunes
AE072	Fabricación de productos elaborados de metal, excepto maquinaria y equipo
AE073	Fabricación de componentes y tableros electrónicos, computadoras y equipo periférico
AE074	Fabricación de productos de electrónica y de óptica
AE075	Fabricación de equipo eléctrico y de maquinaria n.c.p.
AE076 / AE077	Fabricación de vehículos automotores, remolques y semirremolques / Fabricación de otros tipos de equipos de transporte
AE078	Fabricación de muebles
AE079	Fabricación de instrumentos y suministros médicos y dentales
AE080	Otras industrias manufactureras

AE081	Reparación e instalación de maquinaria y equipo
AE082	Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado
AE083	Suministro de agua potable
AE084	Evacuación de aguas residuales
AE085	Gestión de desechos y de descontaminación
AE086	Construcción de edificios residenciales
AE087	Construcción de edificios no residenciales
AE088	Construcción de carreteras y vías férreas
AE089	Construcción de obras de servicio público y de otras de ingeniería civil
AE090	Actividades especializadas de la construcción
AE091	Comercio
AE092	Mantenimiento y reparación de vehículos automotores
AE093	Transporte por ferrocarril
AE094	Transporte terrestre de pasajeros excepto taxis
AE095	Transporte de pasajeros por taxi
AE096	Transporte de carga por carretera, vía marítima y aérea
AE097	Transporte de pasajeros por vía marítima y aérea
AE098	Almacenamiento y depósito
AE099	Actividades de apoyo al transporte
AE100	Actividades postales y de mensajería
AE101	Actividades de alojamiento
AE102	Actividades de servicio de comida y bebidas
AE103	Actividades de producción películas, videos y programas de televisión, grabación de sonido, edición de música, programación y transmisión
AE104	Actividades de telecomunicaciones
AE105	Servicios de información, programación y consultoría informática, edición de programas informáticos y afines
AE106	Actividad de Banca Central
AE107	Actividad de otros tipos de intermediación monetaria
AE108	Actividades de sociedades de cartera, fondos y sociedades de inversión y otras actividades de servicios financieros
AE109	Actividad de seguros, reaseguros y fondos de pensiones, excepto los planes de seguridad social de afiliación obligatoria
AE110	Actividades auxiliares de servicios financieros, seguros y fondos de pensiones
AE111	Actividades de alquiler de vivienda y otros servicios inmobiliarios
AE112	Actividades jurídicas
AE113	Actividades de contabilidad, teneduría de libros, consultoría fiscal y otras actividades contables
AE114	Actividades de consultoría en gestión financiera, recursos humanos, mercadeo, oficinas principales y afines
AE115	Actividades de arquitectura e ingeniería; ensayos y análisis técnicos
AE116	Actividades de investigación científica y desarrollo

AE117	Publicidad y estudios de mercado
AE118	Otras actividades profesionales, científicas y técnicas
AE119	Actividades veterinarias
AE120	Actividades de alquiler y arrendamiento de vehículos automotores
AE121	Actividades de alquiler y arrendamiento de efectos personales y enseres domésticos
AE122	Actividades de alquiler y arrendamiento de otros activos tangibles e intangibles no financieros
AE123	Actividades de arrendamiento de propiedad intelectual y productos similares, excepto obras protegidas por derechos de autor
AE124	Actividades de empleo
AE125	Actividades de agencias de viajes, operadores turísticos, servicios de reservas y actividades conexas
AE126	Actividades de seguridad e investigación
AE127	Actividades limpieza general de edificios y de paisajismo
AE128	Actividades administrativas y de apoyo de oficina y otras actividades de apoyo a las empresas
AE129	Administración del estado y aplicación de la política económica y social de la comunidad
AE130	Prestación de servicios a la comunidad en general
AE131	Actividades de planes de seguridad social de afiliación obligatoria
AE132	Enseñanza
AE133	Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social
AE134	Actividades creativas, artísticas y de entretenimiento
AE135	Actividades de bibliotecas, archivos y museos y otras actividades culturales
AE136	Actividades de juegos de azar y apuestas
AE137	Actividades deportivas, de esparcimiento y recreativas
AE138	Actividades de asociaciones
AE139	Reparación de computadoras, efectos personales y enseres domésticos
AE140	Actividades de lavado y secado limpieza de prendas de tela y de piel
AE141	Actividades de peluquería y otros tratamientos de belleza
AE142	Actividades de funerales y actividades conexas
AE143	Otras actividades de servicios n.c.p.
AE144	Actividades de los hogares en calidad de empleadores de personal doméstico

Estas 144 actividades fueron categorizadas en 20 subsectores tal como lo realizó el Banco Central de Costa Rica (BCCR)<sup>11</sup>. De esta manera es posible simplificar el análisis en cuanto transacciones comerciales se refiere. Estos 20 subsectores se enlistan en la Tabla 45.

<sup>11</sup> [https://www.bccr.fi.cr/comunicacion-y-prensa/DocEventos/Matriz\\_Insumo\\_Producto\\_2011.pdf](https://www.bccr.fi.cr/comunicacion-y-prensa/DocEventos/Matriz_Insumo_Producto_2011.pdf) posición porcentual del valor agregado por industrias (2011)

Tabla 45 - Subsectores de la economía costarricense (Fuente: BCCR,2017)

Actividades profesionales, científicas y técnicas	Administración pública y defensa	Actividades financieras y de seguros	Atención de la salud humana y de asistencia social	Construcción
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	Enseñanza	Actividades inmobiliarias	Comercio; Reparación de vehículos	Manufactura
Minas y canteras	Agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos	Actividades artísticas de entretenimiento y recreativas	Actividades de los hogares como empleadores	Electricidad, gas, vapor y aire acondicionado
Información y comunicaciones	Actividades de servicios administrativos y de apoyo	Actividades de alojamiento y de servicios de comidas	Transporte y almacenamiento	Otras Actividades de servicios

Las actividades: Fabricación de los productos de la refinación del petróleo y de coque / Fabricación de sustancias químicas básicas, abonos, compuestos de nitrógeno, pesticidas y otros productos químicos de uso agropecuario / Fabricación de otros productos químicos n.c.p. y de fibras manufacturadas, no se categoriza en ninguno de los subsectores de la tabla anterior (en esencia debería estar en el subsector de manufactura). En cambio, se categoriza en un nuevo subsector propuesto por el grupo consultor. Este nuevo subsector se llamaría: **H2 (Industria química)**.

Del ejercicio anterior resulta que las 144 actividades quedan categorizadas en los 21 subsectores tal como muestra la siguiente tabla:

Tabla 46 - Categorización de actividades económicas en Costa Rica por subsector económico (Fuente: BCCR,2017).

	AE112	AE113	AE114	AE115	AE116	AE117	AE119	AE127	AE118
Administración pública y defensa	AE129	AE130	AE131	AE126					
Actividades financieras y de seguros	AE106	AE107	AE108	AE109	AE110				
Atención de la salud humana y de asistencia social	AE133								
Construcción	AE086	AE087	AE088	AE089	AE090				

Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	AE001	AE002	AE003	AE004	AE005	AE006	AE007	AE008	
	AE009	AE010	AE011	AE012	AE013	AE014	AE015	AE016	
	AE017	AE018	AE019	AE020	AE021	AE022	AE023	AE024	
	AE025	AE026	AE027	AE028	AE029				
Enseñanza	AE132								
Actividades inmobiliarias	AE121	AE122	AE123	AE111					
Comercio; Reparación de vehículos	AE092	AE120	AE091						
Manufactura	AE033 / AE034	AE035	AE036	AE037	AE038	AE039	AE040 / AE044	AE041	
	AE042	AE043	AE045	AE046	AE047	AE048	AE049 / AE050 / AE051	AE052	
	AE053	AE054	AE055	AE056	AE057	AE058	AE061 / AE067	AE062	
	AE063	AE065	AE066	AE068	AE069	AE070	AE071	AE072	
	AE073	AE074	AE075	AE076 / AE077	AE078	AE079	AE080		
H2 (Industria química)	AE059 / AE060 / AE064								
Minas y canteras	AE030	AE031	AE032						
Agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos	AE083	AE084	AE085						
Actividades artísticas de entretenimiento y recreativas	AE103	AE134	AE135	AE137	AE136				
Actividades de los hogares como empleadores	AE144								
Electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	AE082								
Información y comunicaciones	AE104	AE105							
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	AE128								
Actividades de alojamiento y de servicios de comidas	AE101	AE102	AE125						
Transporte y almacenamiento	AE093	AE094	AE095	AE096	AE097	AE098	AE099	AE100	

Otras Actividades de servicios	AE138	AE139	AE140	AE141	AE142	AE124	AE081	AE143	
--------------------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--

Bajo la categorización descrita, se simplifica la matriz insumo producto que el BCCR publicó en su última versión el 2017.

### Matriz insumo producto en costa Rica.

#### Definición de MIP:



La Matriz insumo producto (MIP) **refleja las relaciones económicas** que se llevan a cabo entre los diferentes sectores y agentes en todas las fases del ciclo económico en una economía (producción, comercialización, consumo y acumulación), así como la composición de la producción, utilización y **Producto Interno Bruto** por tipo de actividad.

**En términos simples**, la matriz insumo-producto es una **fotografía de la situación de la economía** en un año previamente seleccionado. Esta fotografía tiene que ser actualizada cada cierto número de años para poder detectar cambios relevantes en la estructura de producción y conductas de consumo.

La última versión de la MIP publicada por el BCCR fue el **2017**. Como se vio en la sección anterior, esta matriz está compuesta por **144 actividades** que, por motivos de simplicidad y agilidad en los cálculos, se ha reducido a **21 subsectores**.

Además de las transacciones entre los sectores de la economía costarricense, la MIP presenta filas y columnas auxiliares a esta matriz, las cuales permiten conocer la contribución de cada segmento de la economía a:

- Impuestos sobre productos.
- Subsidios a los productos.
- Impuestos sobre los productos netos de subsidios.
- Total de usos a precios comprador.
- Valor Agregado Bruto Economía Total.
- **Producción de la Economía Total a precios básicos.**
- **Producto Interno Bruto de la Economía Total.**
- Valor Agregado Bruto Economía Total.
- Remuneración de los asalariados.
- **Impuestos sobre la producción y las importaciones.**
- Subvenciones.
- Excedente de explotación, bruto.
- Ingreso mixto, bruto.
- Consumo de capital fijo sobre el excedente bruto de explotación.
- Consumo de capital fijo sobre el ingreso mixto.
- Excedente de explotación, neto.
- Ingreso mixto, neto.
- Personal Ocupado.
- **Asalariados.**

- Cuenta propia.
- Empresarios, empleadores, patronos.
- Trabajadores familiares no remunerados.
- Otros trabajadores no remunerados.
- Personal de otros establecimientos (servicios).

Las columnas con nombres señalados en negrilla en la lista anterior serán utilizadas a lo largo de la metodología propuesta para el análisis del impacto no solo en el PIB, sino también en generación de empleo e impuestos, en términos monetarios.

Los valores contenidos en la MIP están expresados en millones de colones. Durante este análisis se empleó el promedio de la TRM (Tasa representativa del mercado) para los últimos años en Costa Rica (574 colones/USD) para expresar la matriz en USD.

A partir de la TRM mencionada y de la información contenida en la fila auxiliar de la MIP llamada **Producto Interno Bruto de la Economía Total**, se calcula el PIB de Costa Rica que para 2017 asciende a 32,540,649 millones de colones **(56,691 MMUSD)**.

## ¿Para qué sirve la MIP?



La MIP tiene cinco usos principalmente:

- Realizar **mediciones de la actividad económica** (como por ejemplo el Producto Interior Bruto (PIB) por actividad económica, gasto e Inversión) de manera más precisa.
- Hacer **estimaciones a precios constantes** (valor real) y obtener un sistema de precios relativos coherente.
- Analizar el cambio estructural que **afecta a la economía de un país**.
- Modelar el **equilibrio general de una economía**.
- Proyectar la **actividad económica de un país**.

Con el paso del tiempo, la economía va cambiando debido a diversos factores tales como la **introducción de nuevas tecnologías**, cambios en el comportamiento del consumidor, desaparición y entrada de nuevos productos, nuevas tendencias empresariales, entre otros. De esta forma, se hace necesario actualizar cada cierto tiempo la fotografía que tenemos de la economía, siendo de particular importancia actualizar las funciones de producción y los precios relativos.

## Metodología para calcular la contribución del hidrógeno verde a la producción nacional (PIB).

### Limitaciones de la metodología:



Este es un ejercicio de orden de magnitud, con supuestos de **crecimiento similar de la economía en todos los sectores hasta el 2050**, que no refleja cambios tecnológicos en otros sectores, y que **asume sustitución perfecta entre el H2 y combustibles fósiles y electricidad**.

**Paso 1.** Se convierte la matriz insumo producto de 2017 (MIP 2017 original) en una matriz de 21 sectores, en la que todos los sectores se reagrupan excepto el sector de manufactura, que se divide en dos: (i) H2 (industria química) y (ii) manufactura sin industria química.

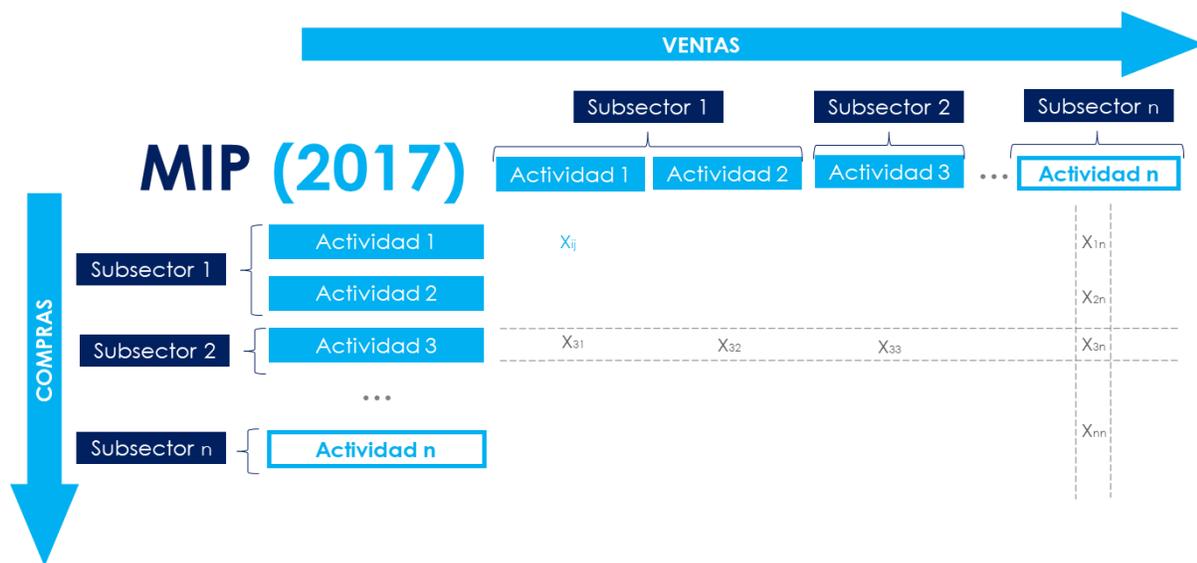


Figura 109- Estructura de la MIP (2017), presentada por el BCCR (Fuente: Hinicio, 2021).

### Definición:

$X_{ij}$

Es la cantidad vendida por la actividad  $i$  a la actividad  $j$  de una economía que tiene  $n$  sectores.

Para esta agrupación, se emplea lo mencionado en la Tabla 46 de la sección anterior. Se pasa de tener una matriz de  $144 \times 144$  a una de  $21 \times 21$ .

Se proyectan todos los valores de la MIP 2017 simplificada de 21 subsectores y se transformada a valores del 2021 con las tasas de crecimiento de la economía de los últimos 3 años, y luego se transforman a valores del 2050 con el promedio de la tasa de crecimiento de la economía en los años 2014-2019 (World\_Bank, 2021).

Debido a la pandemia del COVID19, hubo una contracción de la economía costarricense. Sin embargo, este es un fenómeno que se limita a la proyección de la MIP

hasta 2021, y luego es ignorado para proyectar el crecimiento económico de Costa Rica hasta 2050, representando la normalidad de la economía de este país

Para proyectar la MIP a 2050 se siguieron los siguientes pasos:

1. Se multiplican todos los elementos de **la MIP (2017)** por el factor  $G_{2017-2021}$

$$G_{2017-2021} = (1+2.06\%) * (1+2.17\%) * (1-4.54\%)$$

Se obtiene como resultado **la MIP (2021)**, la cual considera los efectos del COVID19.

2. Se multiplican todos los elementos de **la MIP (2021)** por el factor  $G_{2021-2050}$

$$G_{2021-2050} = (1 + P_{2014-2020})^{29}$$

Siendo:

$P_{2014-2020}$ : Promedio de crecimiento económico ignorando el efecto del COVID19

Los factores de crecimiento son abstraídos de la Figura 109.



Figura 110 - Histórico de crecimiento económico de Costa Rica. (Fuente: Elaboración propia con base a información del World Bank)

De lo anterior se obtiene:

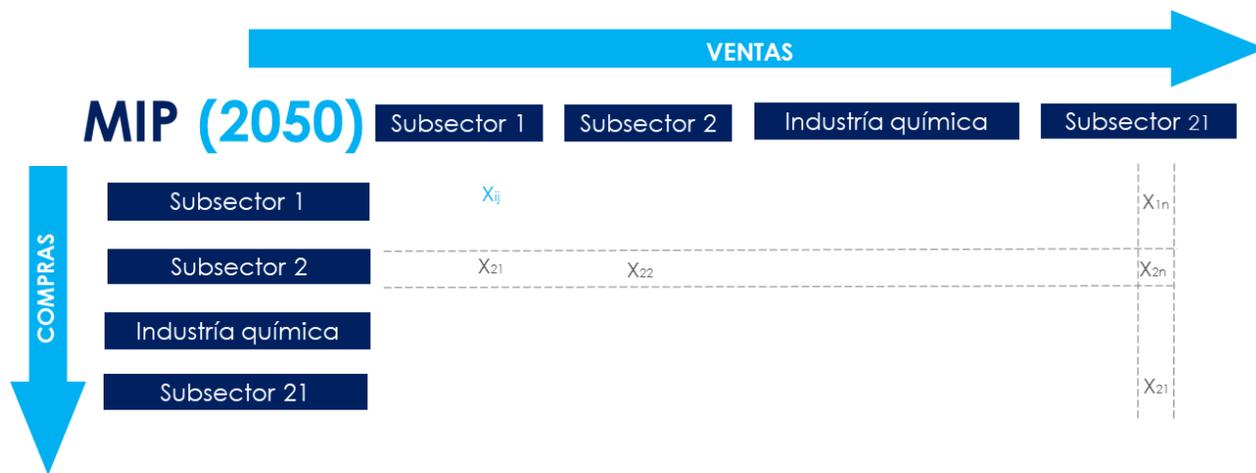


Figura 111 - Estructura de la MIP 2050 – Simplificada por subsectores y proyectada a 2050 (Fuente: (Hinicio,2021))

**Paso 2. Ajustes en producción.** Se transforma el vector columna de la **industria química** en un nuevo vector columna **industria química + H2V** en 2050. Para ello se agrega un margen de ganancias del 14% (con base en los márgenes típicos de los energéticos en Costa Rica reportados por ARESEP) a los costos totales de producción del H2V para la venta en los usos previstos, y se distribuye proporcionalmente este valor en cada celda de la columna de **industria química + H2**, dentro de la matriz de transacciones y en las filas de valor agregado.

Al vector columna de **comercio**, que incluye el comercio de combustibles, se le resta proporcionalmente la reducción de comercio de combustibles ocasionada por la producción de H2V. Ilustrativamente la Figura 112 muestra lo anteriormente descrito.

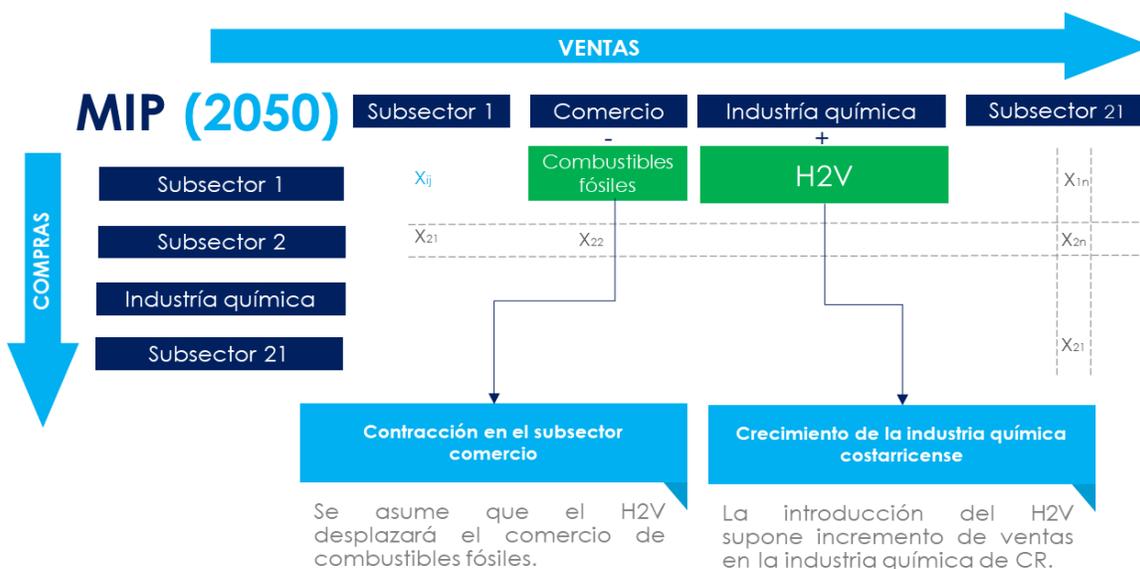


Figura 112 - Ajuste en los vectores columna, considerando la producción de H2V en la industria química (Fuente: (Hinicio,2021)).

**Ajuste en ventas:** Se transforma el vector fila de la **industria química** en un nuevo vector fila **industria química + H2 verde** en 2050. Para ello, se distribuyen las ventas previstas de H2V en las celdas de los sectores que lo adquieren, controlando las ventas intermedias y las ventas finales (por fuera de la matriz de transacciones, filas auxiliares a la MIP). Se transforma el vector fila de **comercio**, para que refleje la reducción de ventas en cada sector, ocasionada por el aumento de la venta de H2V. En la Figura 112, se vio el proceso de integración del H2V en la MIP del 2050, la Figura 113 hace lo mismo para mostrar el ajuste en ventas anteriormente descrito.

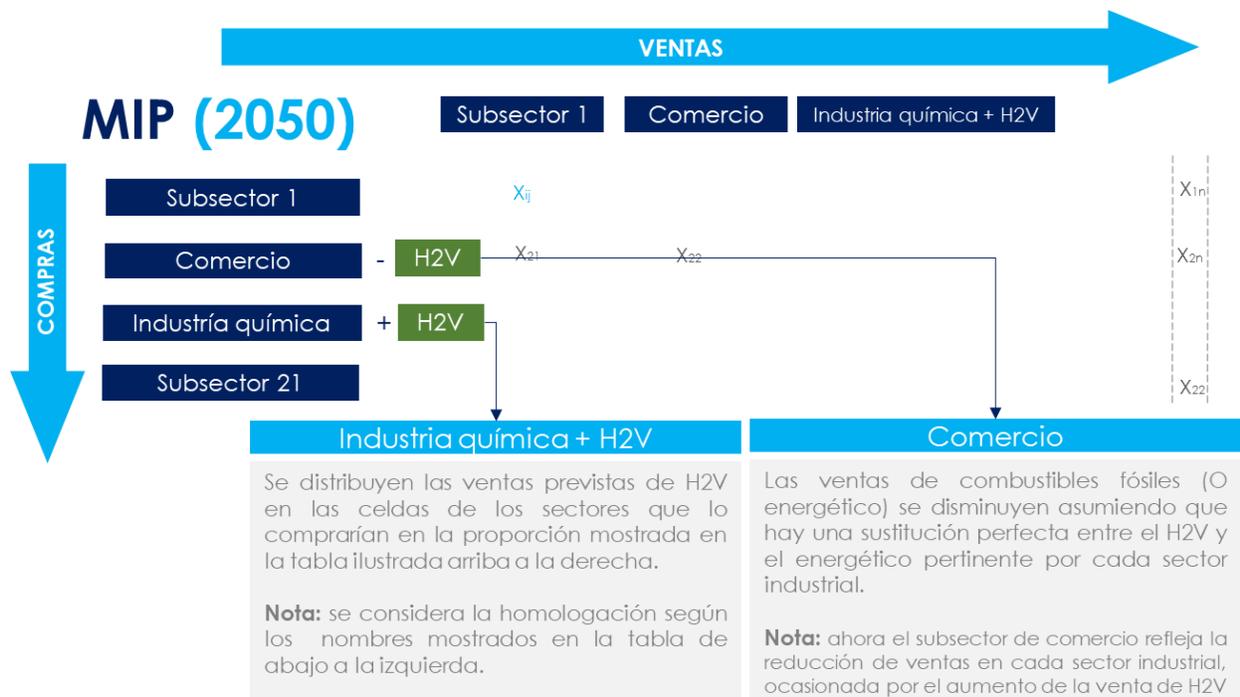


Figura 113 - Ajuste en los vectores fila, considerando la producción de H2V en la industria química (Fuente: Hinicio,2021).

Se ha tenido en cuenta en la sustitución de ventas y producción la homologación entre el sector industrial que se ha venido tratando a lo largo de este estudio con su equivalente en la clasificación que tiene BCCR en Costa Rica. La Tabla 47 muestra la respectiva homologación que ha sido empleada en esta metodología.

Tabla 47 - Homologación de sectores industriales con respecto a subsectores del BCCR. (Fuente: Hinicio,2021)

Nombre del sector industrial analizado	Nombre del Subsector (BCCR) equivalente
Insumo industrial	Manufactura
Calor industrial	Electricidad, gas, vapor y aire acondicionado

FCEV	Transporte y almacenamiento
Almacenamiento energético	Electricidad, gas, vapor y aire acondicionado
Montacarga	Otras Actividades de servicios
Combustibles sintéticos	H2 (Industria química)

Hasta este momento, la metodología que se ha llevado a cabo ha introducido las variaciones entre las transacciones comerciales entre la industria química (considerando la introducción del H2V en la economía costarricense) y los demás sectores industriales de los cuales el H2V podría reemplazar los energéticos que previamente al 2050 se empleaban.

El siguiente paso, permitirá calcular lo que se conoce en la literatura como los multiplicadores económicos. Con base a estos multiplicadores, se podrá medir el impacto macroeconómico del H2V en Costa Rica.

**Paso 3 - Cálculo de multiplicadores:** El modelo insumo-producto asume proporciones constantes entre insumos y producto en los diferentes sectores de la economía. El punto de partida para construir el modelo es tomar de la MIP, las cuentas nacionales, donde la cantidad  $x_{ij}$  es la cantidad vendida por el sector  $i$  al sector  $j$  de una economía que tiene  $n$  sectores. La fila  $i$  de esta matriz representa las ventas del sector  $i$  a todos los sectores de la economía, y la columna  $j$  representa las compras del sector  $j$  a todos los demás sectores para combinarlos.

Sea  $X_j$  la producción total del sector  $j$ . El cociente:

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{X_j}$$

Se denomina coeficiente técnico; muestra la proporción de insumos del sector  $i$  que se ha usado para producir una unidad del producto del sector  $j$ .

Sea  $f$  el vector de demanda final, y sea  $A$  la matriz de coeficientes técnicos. La producción final es idéntica a la suma del consumo final  $f$  y el consumo intermedio  $AX$ , asumiendo que esta proporcionalidad se mantiene ante cambios de nivel:

$$X = f + AX$$

Reagrupando:

$$(I - A) * X = f$$

Donde  $I$  es la matriz identidad. Si la matriz  $(I - A)$  es invertible, se puede calcular el PIB que es inducido por la demanda final:

$$X = \text{inv}(I - A) * f$$

La matriz  $\text{inv}(I - A)$  se denomina matriz inversa de Leontief, y es la base para calcular el impacto de cambios  $\Delta f$  del vector de demanda final sobre el aumento del producto total, tanto por efectos directos como indirectos, a través de las compras intermedias para la producción de bienes y servicios en todos los sectores de la economía. Es una primera aproximación en el contexto de los modelos de equilibrio general, que supone tecnologías de producción en proporciones fijas.

Cada elemento de la matriz inversa de Leontief  $L_{ij}$ , es calculado a través de la definición de la matriz  $A$ , obteniendo como resultado una matriz como la mostrada en la Figura 114.

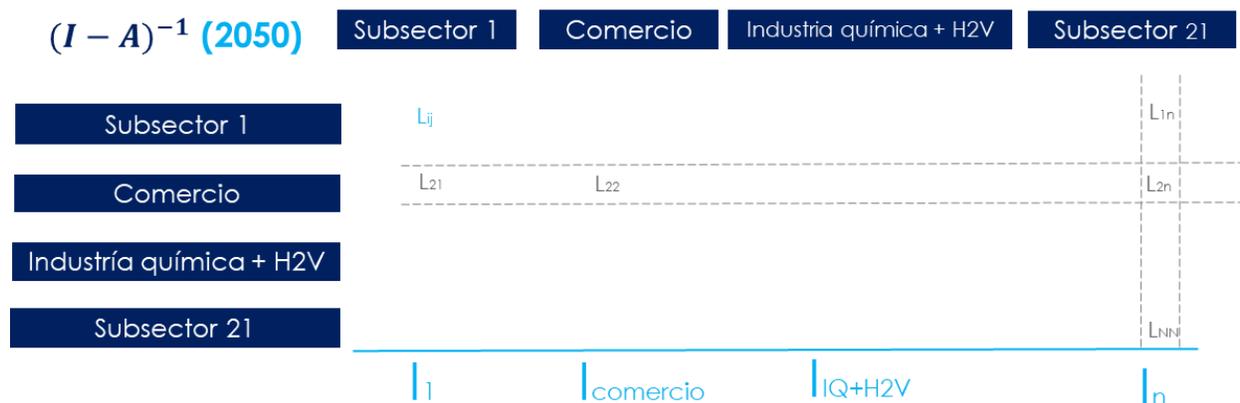


Figura 114 - Matriz inversa de Leontief (Fuente: Hinicio, 2021).

El multiplicador de producto de un sector es la suma de los valores de la columna de la matriz inversa de Leontief.

### Multiplicador de producto

Representa el aumento de ventas totales en la economía que resulta de un aumento de 1 unidad monetaria de demanda final. Este se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_n = \sum_{i=1}^N L_{ij}$$

Siendo  $N$  la cantidad de sectores económicos que compongan la matriz inversa de Leontief y  $L_{ij}$  cada elemento de la matriz que corresponde al elemento de la fila  $i$  y la columna  $j$ .

Los multiplicadores de PIB, empleo e impuestos son el producto del multiplicador de producto ( $I_j$ ), por un lado, y el cociente entre el valor agregado ( $PIBET_j$ ), el valor del empleo ( $ASA_j$ ) y el valor de los impuestos ( $IPSI_j$ ) con el producto total ( $PETPB_j$ ).

Estos valores se abstraen de columnas auxiliares a la MIP, los cuales fueron enlistados y señalados al principio de este capítulo.

Definiendo formalmente cada uno de estos valores tenemos:

$ASA_j$	<b>Aporte a los asalariados del subsector j (Asalariados):</b> Se lee en columnas auxiliares de la Matriz MIP, este mide el aporte a los asalariados de un subsector j. Este lo hace en términos monetarios, es decir, el dinero que se le paga a los asalariados en un subsector específico.
$ISPI_j$	<b>Impuestos sobre la producción y las importaciones aportado por el subsector j:</b> Se lee en columnas auxiliares de la matriz MIP, este mide el aporte de impuestos sobre la producción y las importaciones aportados por el subsector j.
$PETPB_j$	<b>Aporte del subsector j a la producción de la Economía Total a precios básicos:</b> Se lee en columnas auxiliares de la matriz MIP, este mide el aporte que hace un subsector j a la producción de la economía total a precios básicos
$PIBET_j$	<b>Aporte del subsector j al producto Interno Bruto de la Economía Total:</b> Se lee en columnas auxiliares de la matriz MIP, este mide el aporte de un subsector j al producto interno bruto de la economía total

Con estas definiciones, se puede calcular los multiplicadores económicos empleando las siguientes ecuaciones:

*Ecuación 8 - Cálculo del multiplicador del PIB (MPIB)*

$$MPIB_j = I_j * \frac{PIBET_j}{PETPB_j}$$

*Ecuación 9 - Cálculo del multiplicador de empleo (ME)*

$$ME_j = I_j * \frac{ASA_j}{PETPB_j}$$

*Ecuación 10 - Cálculo en multiplicador de impuestos (MI)*

$$MI_j = I_j * \frac{ISPI_j}{PETPB_j}$$

Este ejercicio puede ser realizado para los 21 subsectores que han resultado de esta metodología, cuyos resultados se verán en la siguiente sección.

### Multiplicadores económicos de la industria del H2V en Costa Rica para 2050.

Con base a lo expuesto en la metodología, los multiplicadores económicos fueron calculados empleando la MIP simplificada a 2050, considerando al H2V como parte de ella:



Figura 115 - Multiplicadores económicos de la industria química de Costa Rica considerando la venta del H2V en 2050 (Fuente: Hinicio,2021).

Con el ánimo de mostrar una perspectiva macroeconómica de los subsectores económicos de Costa Rica, la Figura 116, muestra las cifras de los multiplicadores de producto y multiplicadores del PIB para cada uno de los 21 subsectores en los que se clasificaron las 144 actividades económicas de Costa Rica.

Por otro lado, la Figura 117 muestra de la misma manera que lo hizo la Figura 116, la perspectiva de la economía costarricense en términos de sus multiplicadores de empleo y de impuestos.

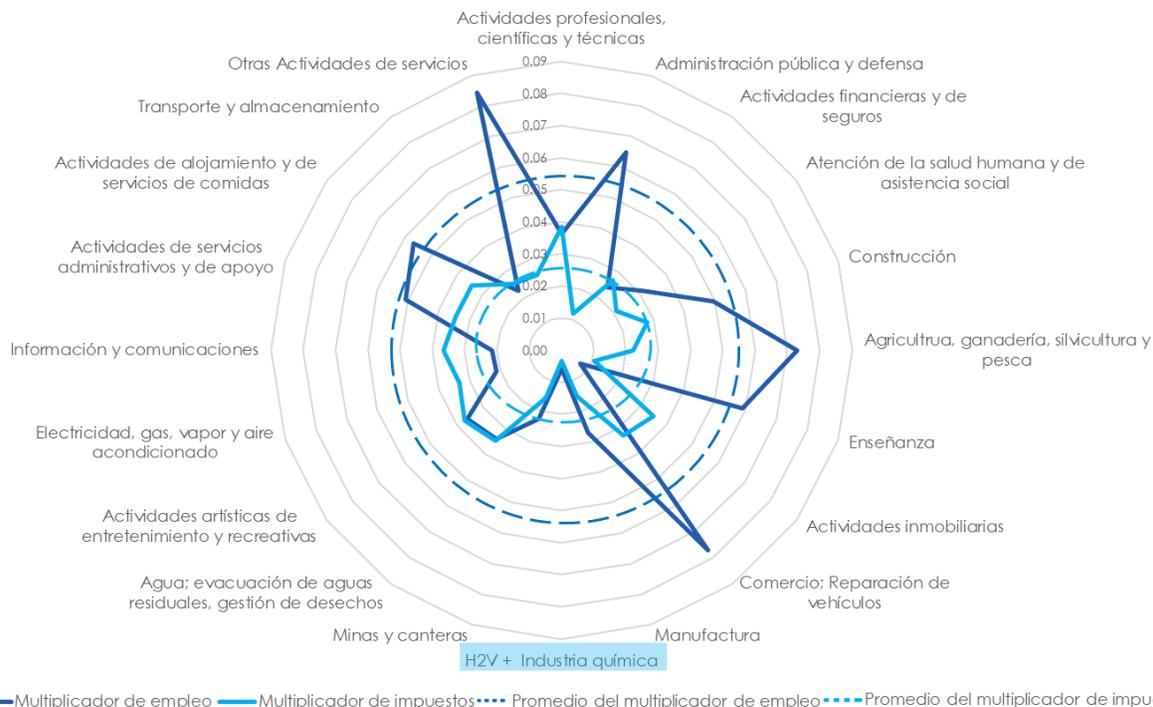


Figura 116 - Multiplicador de producto y de PIB para los 21 subsectores económicos de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

El promedio del multiplicador de producto en Costa Rica a 2050 es de **1.39**. La industria química conteniendo al H2V está por debajo de ese promedio **1.13** lo cual significa que existe una oportunidad de crecimiento para este sector en el país.

El promedio del multiplicador del PIB en Costa Rica para 2050 es de **0.85**, mientras que el de la industria química junto al H2V tienen un multiplicador de **0.17**. Lo anterior nos da la señal de incentivar no solo la producción y comercialización del H2V en el país, sino también una necesidad de agregar más valor a la cadena de producción de este elemento en actividades como: Manufactura de equipos, empresas de consultoría en esta materia, exportación de H2V, entre otras.

Aunque el multiplicador PIB de la industria química sea pequeño en comparación con los demás subsectores, la inclusión del H2V representa una oportunidad que impactaría positivamente a la economía costarricense.



**Figura 117 - Multiplicador de empleo y de impuestos para los 21 subsectores económicos de Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).**

Los países de la región Centro y Sudamericana, suelen comportarse de manera similar a Costa Rica, con una fuerte tendencia a tener economías ligadas a actividades de hogar, las cuales suelen asociarse a empleos informales. La adopción de tecnologías innovadoras como la del H2V supondrían la creación de nuevos empleos formales, fenómeno que traería una mejora en la calidad de vida de las personas.

Una economía del H2V en Costa Rica, significaría una oportunidad para este país en donde se podrían generar nuevos empleos a lo largo de toda su cadena de valor. Este tipo de empleos requerirán de mano de obra calificada lo cual incentivaría a otros sectores económicos en Costa Rica como es el de la enseñanza, el comercio y la reparación de vehículos.

Costa Rica encontraría una nueva oportunidad de recaudación de impuestos gracias a la producción y comercialización de H2V en el territorio nacional. Esta nueva fuente de ingresos para el estado costarricense supondría la consecución de nuevos recursos para financiar programas relacionados a la transformación energética, entre otros programas que podrían implementarse.

La industria química junto al H2V, tendría un multiplicador de impuesto muy similar al de actividades de los hogares como empleadores, quien a su vez es el subsector con mayor multiplicador de empleo.

Con base en los multiplicadores económicos calculados, se puede determinar en términos nominales, el aumento del PIB bajo los dos escenarios estudiados a lo largo de

este documento: 1.5 y 2.0°C. Es preciso recordar que, cada uno de los escenarios demandará diferentes volúmenes de H2V y, en consecuencia, cada escenario tendría diferentes impactos en la economía nacional.

Si consideramos el total del mercado de H2V en el escenario 1.5 °C (2,850 MMUSD) y lo multiplicamos por cada uno de los multiplicadores económicos de la industria química +H2V, tenemos que:

Tabla 48 - Impacto económico del H2V en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Indicador	Impacto económico [MMUSD]
Aporte al PIB	484
Aporte a los asalariados	1.6
Aporte al recaudo de impuestos	9.7

Mientras que para el escenario 2.0 °C (690 MMUSD), este ejercicio resultaría en:

Tabla 49 - Impacto económico del H2V en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio,2021).

Indicador	Impacto económico [MMUSD]
Aporte al PIB	117
Aporte a los asalariados	0.4
Aporte al recaudo de impuestos	2.5

Para 2050, la industria química vendería 3,060 millones de dólares (Sin contar al H2V). Gracias a la introducción del H2V esta suma ascendería a 4,714 millones de dólares. Lo anterior significa que la industria del H2V **haría crecer en un 54 % a la industria química** costarricense.

El aumento del PIB aportado por la industria del H2V en el escenario 1.5°C aumentaría en 484 MMUSD en 2050, esto **equivale al 0.3% del PIB proyectado a 2050**.

El aumento del PIB aportado por la industria del H2V en el escenario 2.0°C aumentaría en 117 MMUSD en 2050, esto **equivale al 0.1% del PIB proyectado a 2050**.

Los impuestos calculados hacen referencia a aquellos recaudados a través de la producción y comercialización del H2V y a su vez, los impuestos que recaudaría Costa Rica **podrían ser empleados para acelerar la transición energética del país**.

Los empleos generados en Costa Rica relacionados a la industria del H2V no solo incentivarían este sector económico en términos monetarios sino también **enriquecerían el capital humano del país**.

### Análisis de los resultados.

Países como Alemania, proyectan demandar H2V en el orden de magnitud mayores a los de Costa Rica, lo cual establece la principal diferencia en la creación de empleos entre estos dos países, por citar un ejemplo. Sin embargo, el know how en la fabricación

de partes y equipos necesarios para la producción y manejo de hidrógeno también son una explicación de la brecha que existe entre los países europeos y Costa Rica.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, atraer y formar talento especializado para que Costa Rica se convierta en referente tecnológico en la industria del H2V, sería clave para potencializar la generación de empleo, el aumento del PIB y la recaudación de impuestos, al mismo tiempo que se fomenta el desarrollo sostenible de la región.

Cuando se evalúa la capacidad de incrementar el PIB por cada unidad monetaria pagada a los empleados en una industria, el sector industrial químico, junto al H2V, llegan a ocupar el puesto número 7 entre todos los subsectores que componen la economía costarricense, (Figura 118).

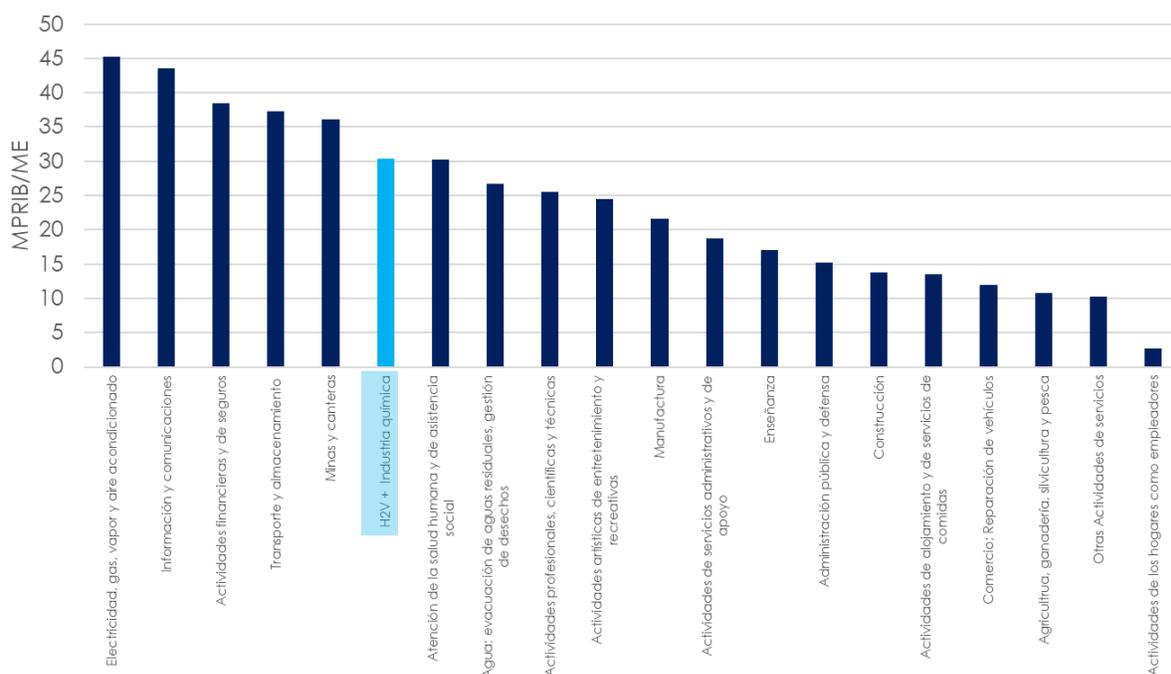


Figura 118 - Relación entre el multiplicador de PIB y el multiplicador de empleo (Fuente: Hinicio, 2021).

Lo anterior significa que, los empleos de la industria del H2V aportarían valor a la economía costarricense de manera tal que, el PIB podría ser beneficiado gracias a la creación de empleo en este sector.

El gobierno de Costa Rica debería incentivar el empleo relacionado a la industria del H2V con la intención de aumentar el PIB. Además, se espera que este empleo demande personal calificado, lo cual también incentivaría subsectores como el de la educación.

El análisis anterior puede llevarse a cabo también en términos de recaudación de impuestos. Cuando se evalúa la capacidad de incrementar la recaudación de impuestos por cada unidad monetaria pagada a los empleados en una industria,

particularmente el sector industrial químico, junto al H2V, llegan a ocupar el puesto número 13 entre todos los subsectores que componen la economía costarricense.

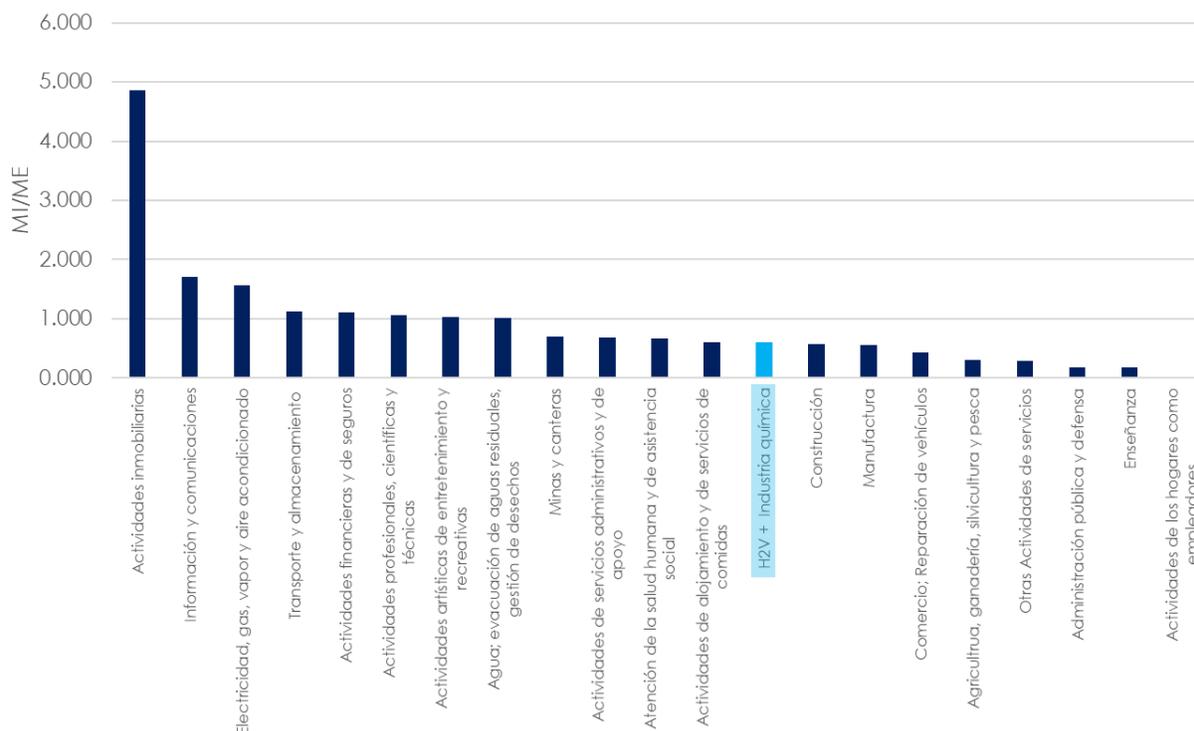


Figura 119 - Relación entre multiplicador de impuestos y multiplicador de empleo (Fuente: Hinicio, 2021).

Lo anterior significa que, los empleos de la industria del H2V aportarían no solo al crecimiento del PIB sino también en la recaudación de impuestos.

Una nueva industria del H2V en Costa Rica tendría la capacidad de generar impuestos cercanos a subsectores como el de actividades de alojamiento y de servicios de comidas.

### Conclusiones.

El modelo de la matriz insumo-producto presenta las **relaciones entre oferta y demanda intersectoriales**, lo que permite identificar los sectores que tienen mayor peso en la economía, o cómo afectan los cambios de un sector a la oferta y la demanda de los demás sectores o a la economía en su conjunto. En ese contexto, esta metodología fue utilizada para el análisis del impacto económico de la introducción de la industria del H2V en Costa Rica a 2050.

La industria química en Costa Rica comprende actividades como la fabricación de los productos de la refinación del petróleo y de coque, fabricación de sustancias químicas básicas, abonos, compuestos de nitrógeno, entre otras. Estas actividades tienen una participación reducida dentro de la economía costarricense debido a que la mayoría de los combustibles fósiles son importados en este país. Sin embargo, a 2050, **la industria**

## **del H2V podría representar una oportunidad de crecimiento para este subsector y en general para la economía costarricense.**

Si se realiza el cociente entre el multiplicador de PIB y el multiplicador de empleo, se puede reflejar la contribución al PIB por cada unidad monetaria pagada a los empleados de un subsector económico específico. Para la industria química incluyendo al H2V, el resultado de este análisis es satisfactorio pues a pesar de tener multiplicadores de PIB y de empleo bajos, comparados con el resto de los subsectores de la economía costarricense, la relación entre el PIB y el empleo ocupa el séptimo más alto. Esto significa que **los empleos generados por la industria del H2V generan un valor significativo para la economía nacional.**

Adicionalmente, se puede deducir que cada empleo de la industria del H2V aportaría en magnitudes similares al PIB como lo hace el subsector de las minas y canteras. Esto indica que **Costa Rica podría enfocar sus esfuerzos en desarrollar su economía local en actividades menos dependientes de los recursos naturales, como la minería, tal como puede ser la industria del H2V.**

Bajo los escenarios analizados, la industria química junto al H2V, ocuparía el puesto número 13 entre los subsectores que más aportan a la recaudación de impuestos por unidad monetaria pagada a los empleados de cada subsector. Esto quiere decir que, **fomentar la industria del H2V en la economía costarricense beneficiaría la recaudación de impuestos del gobierno costarricense.**

La industria química costarricense podría encontrar en el hidrógeno verde una oportunidad de **crecimiento de un 54 % a 2050.** Adicionalmente el crecimiento de esta industria requeriría del involucramiento de otros subsectores importantes de la economía costarricense como lo es el de comercio, venta y reparación de vehículos. Por otro lado, para conseguir el despliegue de la infraestructura de la economía del H2V hará falta mano de obra calificada que podría ser formada en este país, trayendo así **crecimiento en el sector de la enseñanza.**

Entre 2.5 MMUSD y 9.7 MMUSD podrían ser recaudados en impuestos gracias a la comercialización y producción de H2V en Costa Rica en 2050. Esta cifra podría aumentar si se crea un **ecosistema en el cual Costa Rica esté en la capacidad no solo de hacer uso de la tecnología, sino también de producirla.**

A 2050, el PIB proyectado para Costa Rica, podría verse aumentado entre el 0.1 y 0.3 %, gracias a la producción y venta de H2V en el territorio nacional.

La metodología de esta sección separa la industria química del sector de manufactura. Si bien esta aproximación se realiza con la intención de estimar los impactos del H2V en un subsector de similares características, **la manufactura de equipos también podría involucrarse en futuros estudios** en donde se pueda considerar a Costa Rica como un proveedor de equipos y repuestos de la infraestructura relativa a la economía del H2V.

*Para lo anterior se hace necesario que Costa Rica absorba el know how en materia de fabricación de estos equipos y fomente la creación de empresas nacionales con capacidades industriales de producción de equipos y partes.*

## Reducción de emisiones de GEI.

Una de las principales razones para incentivar el H2V a nivel mundial, es su capacidad de descarbonizar diferentes sectores de la economía.

En este capítulo se estima el rol del H2V en la descarbonización de Costa Rica.

### Metodología para calcular la reducción de GEI y el ahorro en impuestos al CO<sub>2</sub>.

La metodología para calcular la reducción de GEI y el ahorro en impuestos consta de cinco pasos, estos buscan estimar la cantidad de GEI que por consecuencia de la adopción de H2V en los diferentes sectores industriales estudiados en Costa Rica, logran reducir al descarbonizar sus procesos industriales.

También permite calcular los impuestos que la industria costarricense podría ahorrar bajo la consideración de la existencia de impuestos al carbono, en los dos escenarios propuestos.

1. **Calcular participación del H2V:** la participación de mercado hace referencia a la demanda de H2V estimada por sector en la sección titulada: **Proyecciones nacionales de demanda de hidrógeno verde**. El resultado de este paso consiste en la cantidad de H2V en ktonH<sub>2</sub>, que resultan como consecuencia de la participación porcentual que se proyecta para este energético en cada uno de los 6 segmentos industriales analizados en este trabajo.
2. **Calcular cantidad de energético reemplazado:** se dimensiona en términos energéticos la cantidad de combustibles fósiles sustituidos por el H2V, o en su defecto, la energía eléctrica sustituida. Lo anterior aprovecha las propiedades del H2V y de los combustibles fósiles que den lugar en cada segmento industrial.
3. **Multiplicar por factor de emisión:** considerando la cantidad de energía calculada en el paso anterior, se procede a multiplicar por el factor de emisión correspondiente a cada uno de los energéticos sustituidos por el H2V (EPA, *Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories*, 2015).
4. **Normalizar en CO<sub>2eq</sub>:** los valores anteriormente calculados se normalizan con su respectivo GWP, expresando dicha reducción de GEI en CO<sub>2eq</sub>.
5. **Calcular impuestos al carbono:** con base a la reducción de CO<sub>2eq</sub> calculados en el paso anterior, se multiplica por la tarifa de impuesto al carbono que dé lugar (dependiendo del escenario analizado). Como resultado, se tendrá una cifra en unidades monetarias que expresan la cantidad de impuestos al carbono que cada industria dejaría de pagar por consecuencia de la adopción del H2V.

La metodología anteriormente descrita, se realiza tanto para el escenario 1.5 °C como para el 2.0 °C, siendo la participación de mercado del H2V, el gran diferenciador entre sí (también cambia la tarifa del impuesto al carbono).

Adicionalmente, se puede agregar un sexto paso en la metodología para normalizar las cifras: se divide el resultado del paso 4 por la cantidad de H2V del paso 1, para así poder determinar la capacidad de descarbonización por cada kilogramo de H2V en un sector industrial determinado ( $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2$ ). Esto sirve para dar señales del sector con mayor capacidad de descarbonización y así tomar acciones al respecto.

Ilustrativamente, la Figura 120 muestra la metodología para el cálculo de la reducción de GEI y el ahorro en impuestos al  $\text{CO}_2$

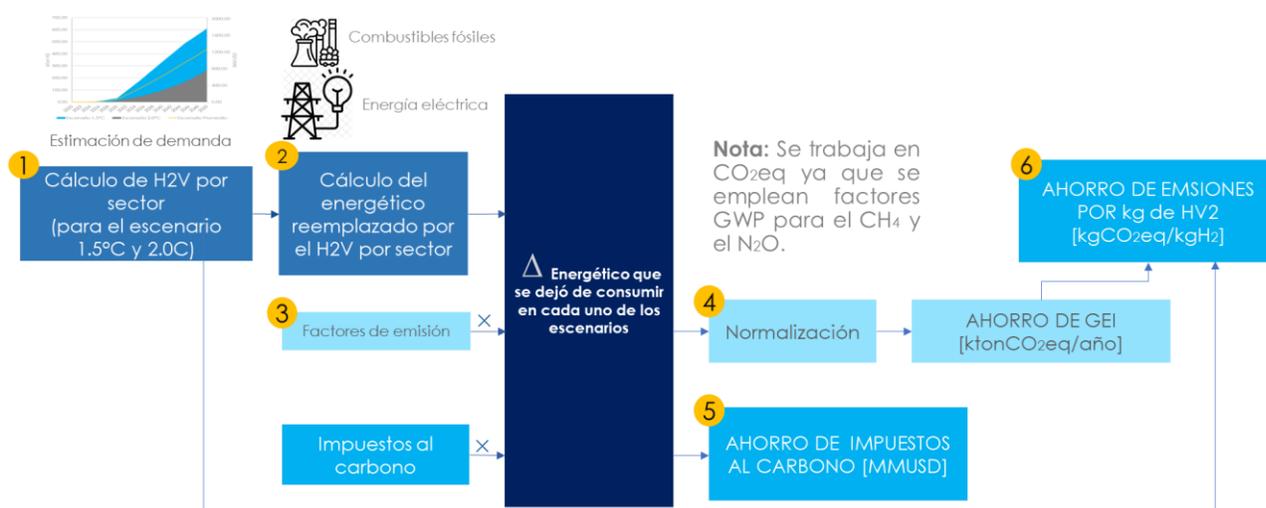


Figura 120 - Metodología para calcular la reducción de GEI y el ahorro en impuestos al  $\text{CO}_2$ . (Hinicio, 2021).

### Factores de emisión

Cada sector industrial en el que el H2V podría encontrar cabida, sustituye un energético principalmente, por ejemplo, en Costa Rica, el GLP es el combustible que mayor representación tiene en los procesos térmicos industriales. Conociendo los factores de emisión de cada combustible sustituido, las cantidades sustituidas y la aplicación específica, es posible conocer la cantidad de GEI (Gases de efecto Invernadero) que el H2V podría reducir.

En términos energéticos, los factores de emisión para la energía eléctrica y los combustibles empleados a lo largo de los 6 segmentos industriales analizados en este estudio pueden ser consultados en la Figura 121. (EPA, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, 2015).

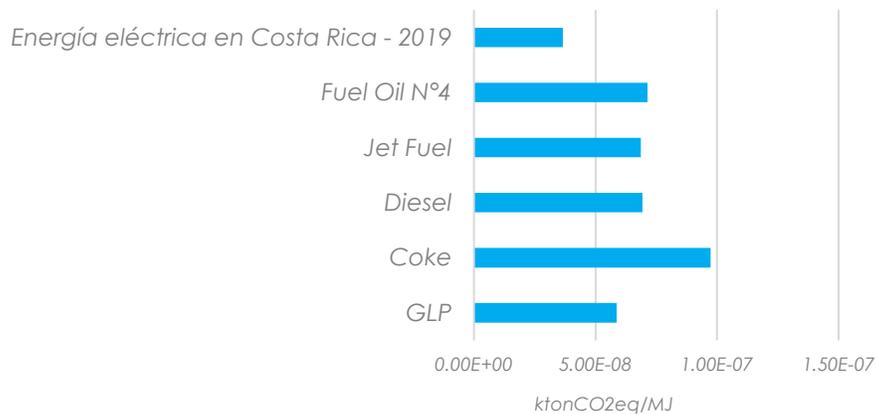


Figura 121 - Factores de emisión (IMN, 2015)

Los factores de emisión son expresados en CO<sub>2</sub>eq por unidad de energía, lo que tiene en cuenta los 3 gases de efecto invernadero más comúnmente estudiados (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O). Esto se hace a través de los GWP (Global Warming Potential) que cada gas tiene. Es decir que, se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O para cada aplicación en el que el H2V sustituye un energético específico, para luego multiplicar las cantidades calculadas de cada gas por su GWP respectivo. Esto permite expresar cada gas en términos de su capacidad de absorber energía, normalizándolo con respecto al CO<sub>2</sub>. Una vez normalizadas las cantidades, estas se suman y se expresan en CO<sub>2</sub>eq.

### Global Warming Potential



Es una medida de cuánta energía absorberán las emisiones de 1 tonelada de un gas durante un período de tiempo determinado, en relación con las emisiones de 1 tonelada de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

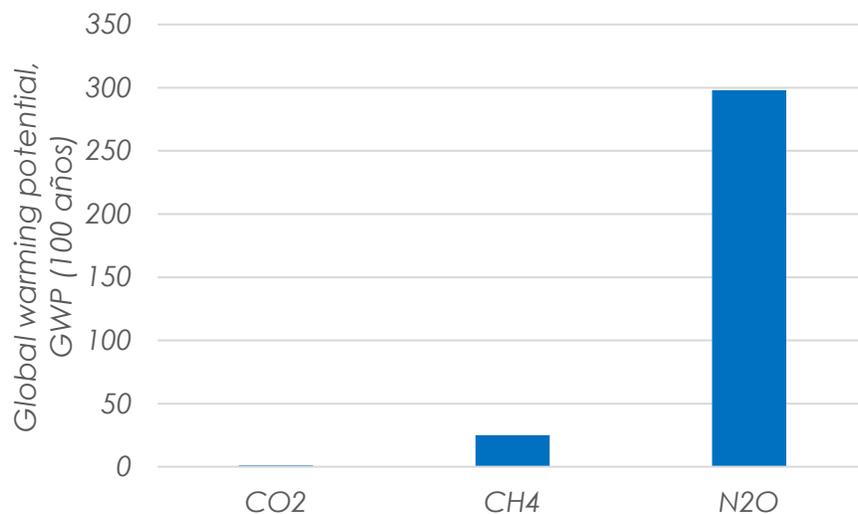


Figura 122 - GWP (Global Warming Potential) (Fuente: (Forster, Artaxo, & Berntsen, 2007))

El gobierno de Costa Rica ha declarado en su Plan Nacional de Descarbonización una reforma fiscal verde, mediante la que se busca gravar externalidades negativas como la contaminación del aire.

Por el momento, la reforma fiscal verde en Costa Rica se encuentra en elaboración, motivo por el cual se asumirá para este estudio los impuestos al CO<sub>2</sub> basados en los ya implementados o propuestos en otros países, para calcular los impuestos al carbono que cada segmento industrial ahorraría, en la medida que cumplan las proyecciones de descarbonización de sus procesos a través del H2V.

Países como Suecia y Suiza se encuentran entre los países con las políticas más estrictas para gravar el CO<sub>2</sub> en el mundo. Para calcular los ahorros en impuestos al carbono por industria, se emplearán los impuestos propuestos por estos países en el escenario 1.5 °C.

Por su parte, Corea del sur e Islandia, son países que también han adoptado políticas para gravar al CO<sub>2</sub>, con la diferencia que han sido más conservadores al respecto, por tal motivo se usarán como referencia en el escenario 2.0 °C.

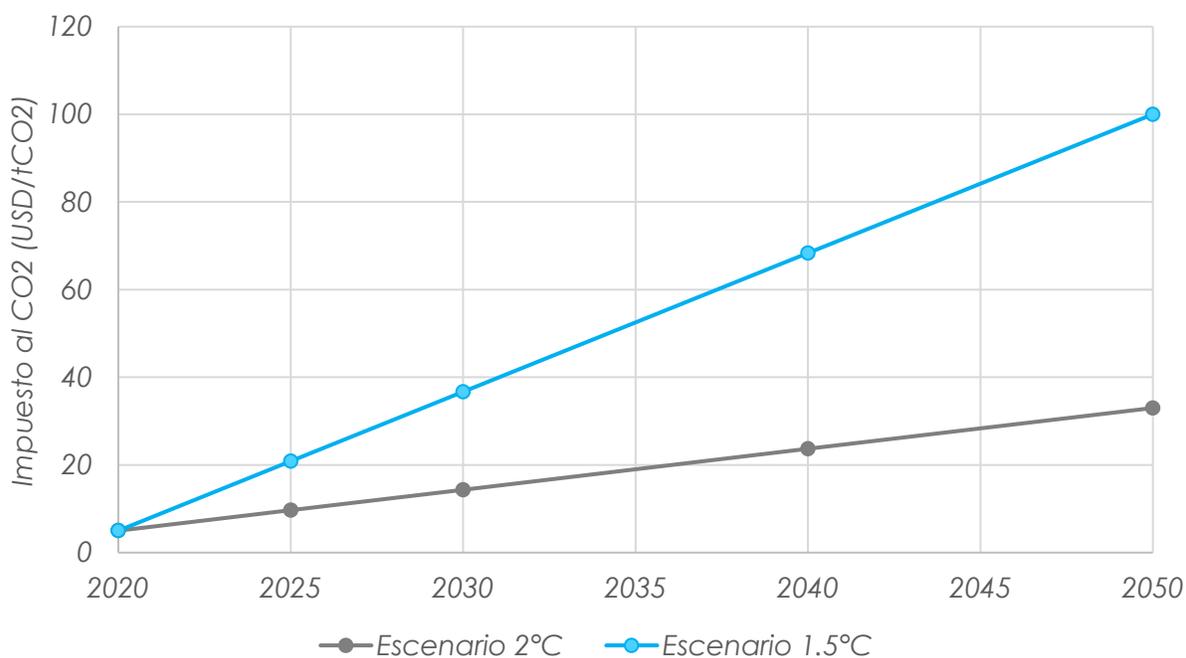


Figura 123 - Impuestos al CO<sub>2</sub>. (World Bank, 2021)

### Energéticos por sector industrial.

Los energéticos empleados en los diferentes sectores analizados varían según el tipo de procesos, tal como se muestra a continuación.

- ▶ **Insumo industrial:** Industrias como la producción de amoníaco, producción de aceites y vidrios, requieren de hidrógeno como materia prima. El hidrógeno verde puede reemplazar el actual uso de **hidrógeno gris** que gobierna actualmente dichas industrias.
- ▶ **Calor industrial:** Procesos industriales donde se requiere calefacción, dan la oportunidad de ser descarbonizados gracias al reemplazo o complemento del hidrógeno, gracias a sus propiedades caloríficas. En Costa Rica, las industrias como la comida & tabaco, textil & cuero, industria de la madera, papel y la industria química, emplean en preferencia el **GLP** como energético principal en sus procesos térmicos industriales. En otras industrias también se emplea el **Fuel Oil, el coke y el diésel**.
- ▶ **Movilidad:** El sector del transporte brinda una oportunidad de descarbonización gracias a la existencia de los vehículos eléctricos con celda de combustible (FCEV) que representan una alternativa ambientalmente sostenible frente al **diésel y la gasolina**. Se consideran seis tipos de vehículos, a saber: Vehículo de pasajeros particular, vehículo de pasajeros comercial, Mini bus, bus, LDV y HDV. La operación de cada tipo de vehículo y sus emisiones asociadas fueron tomadas usando los valores del modelo GREET 2013.
- ▶ **Almacenamiento energético:** La creciente integración de energías renovables crean la necesidad de sistemas de almacenamiento de energía. Entre las formas de almacenamiento está el H<sub>2</sub>, que través de una celda de combustible puede reconvertirse a energía eléctrica. En este segmento, se asume la sustitución de plantas **diésel**, las cuales son ampliamente utilizadas en aplicaciones off-grid.
- ▶ **Montacargas:** En espacios cerrados y donde la logística demanda el uso de montacargas, el reemplazo de estos equipos a combustión es necesario. Los montacargas con celda de combustible son una tecnología sustituta ideal para tal fin. En el cálculo de reducción de GEI se ha tomado en cuenta la totalidad de montacargas **eléctricas con batería** y las de **diésel**.
- ▶ **Combustibles sintéticos:** El combustible sintético es un tipo de carburante que se fabrica a partir de CO<sub>2</sub> e hidrógeno como únicas materias primas. Este tipo de combustibles tienen un menor impacto ambiental (siempre que el CO<sub>2</sub> sea capturado) y podrán sustituir a los combustibles fósiles convencionales. En este segmento, se sustituye el uso de **Jet Fuel A**, por combustibles sintéticos hechos a partir de H<sub>2</sub>V.

## Resultados

La metodología es aplicada en los 6 segmentos estudiados en la economía costarricense. Bajo la consideración del contexto anterior y partiendo de las proyecciones de demanda de la sección: **proyecciones nacionales de demanda de hidrógeno verde**, se estimó para escenario, la reducción de GEI en CO<sub>2eq</sub> anual.

Adicionalmente, de manera comparativa se expresa la representación porcentual en el ahorro de GEI que cada sector representa, dentro del total nacional.

Los resultados también calculan el ahorro de emisiones por cada kg de H<sub>2</sub>V empleado por industria y se estiman los ahorros en impuestos que cada sector industrial ahorraría en una eventual existencia de impuestos al carbono (las empresas dejarían de pagar impuestos al carbono por adoptar tecnologías de cero o bajas emisiones).

Seguidamente, se analizarán los resultados de manera global, dando algunos descubrimientos generales y analizando la incidencia del H<sub>2</sub>V como un elemento útil para la descarbonización de la economía costarricense.

**Insumo industrial:** Sustituir el H<sub>2</sub> gris para los procesos industriales, le permitiría a Costa Rica disminuir en **8 ktonCO<sub>2</sub> al año en 2050**, esto equivale al 0.1 % de las emisiones ahorradas por la economía del H<sub>2</sub>V en el país. Lo anterior se calcula considerando:

- Se utilizó el H<sub>2</sub> gris como elemento a sustituir en el segmento de insumo industrial.
- Podría existir un reemplazo de este elemento a un 100% para 2050 en ambos escenarios, esto equivale a 0.8 kton de H<sub>2</sub>V en ambos escenarios.
- Se considera una sustitución perfecta, es decir, 1kgH<sub>2</sub> gris equivale a 1kg de H<sub>2</sub>V
- El factor de emisión del H<sub>2</sub> obtenido por SMR es de 9 kTonCO<sub>2</sub>/kTonH<sub>2</sub>.

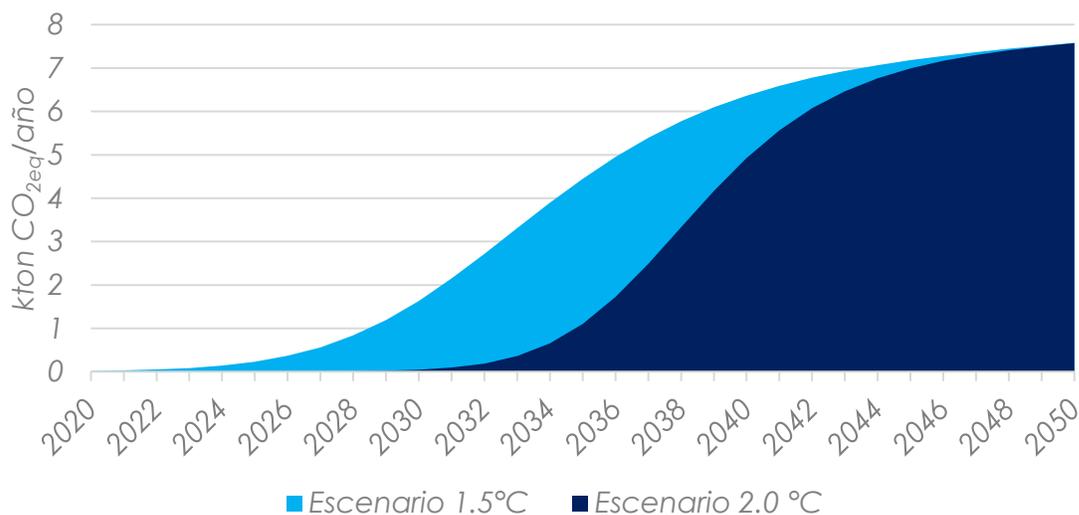


Figura 124 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector insumo industrial gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO<sub>2</sub>eq/año]



Nota: Valores para 2050, el 100 % en el escenario 1.5 °C es de 13.5 Mton CO<sub>2</sub>eq/año y en el escenario 2.0 °C es de 6.2Mton CO<sub>2</sub>eq/año

### AHORRO DE GEI POR USAR H<sub>2</sub>V EN ESTE SECTOR[kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>]



Nota: Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



Nota: Valores para 2050

Figura 125 - Indicadores y comparativa del sector de insumo industrial con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

**Calor para industria:** El GLP es el combustible más usado en Costa Rica para procesos industriales que necesitan calor. Sin embargo, también se hace uso de combustibles fósiles como: coke, diésel, Jet Fuel y Fuel Oil N°4.

El GLP representa el 45% del consumo de todos los energéticos dedicados a procesos térmicos industriales en Costa Rica.

Las cifras se dan en CO<sub>2</sub>eq, considerando ya los GWP del CH<sub>4</sub> y del N<sub>2</sub>O.

El H<sub>2</sub>V logra una participación del mercado de energéticos a 2050 para esta industria del 10 % en el escenario 1.5°C y 6% para el escenario 2.0°C.

Las **106 kTonCO<sub>2</sub>eq en 2050** equivalen al 0,8% del total de emisiones que podría ahorrar la industria del H<sub>2</sub>V en Costa Rica en el escenario 1.5°C

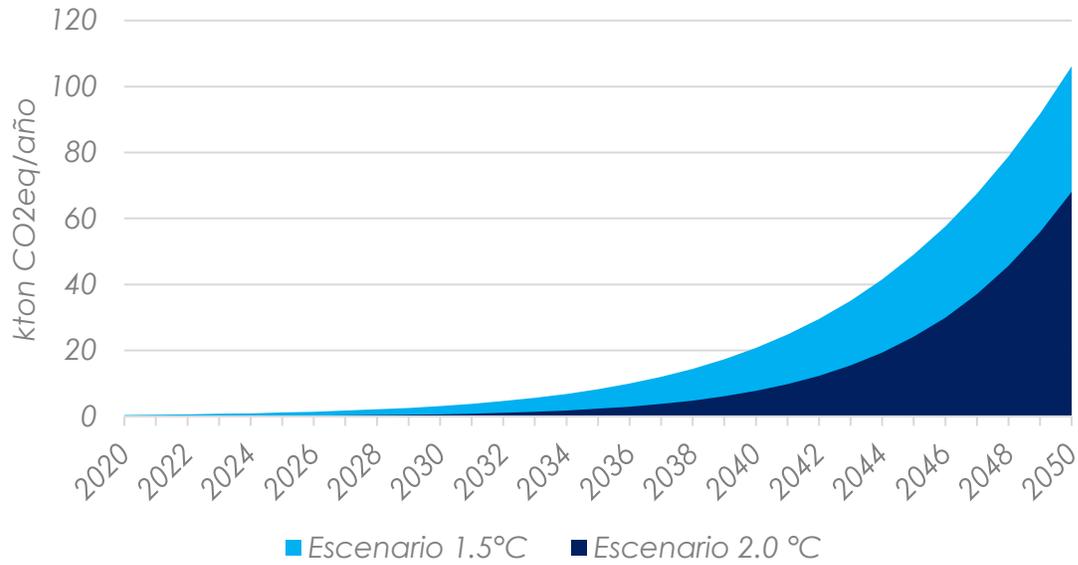


Figura 126 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector calor industrial gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO2eq/año]



Nota: Valores para 2050, el 100 % en el escenario 1.5°C es de 13.5 Mton CO<sub>2eq</sub>/año y en el escenario 2.0°C es de 6.2Mton CO<sub>2eq</sub>/año

### AHORRO DE EMISIONES POR kg de HV2 [kgCO2eq/kgH2]



Nota: Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



Nota: Valores para 2050

Figura 127 - Indicadores y comparativa del sector calor industrial con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente Hinicio, 2021).

**Movilidad:** El 91 % del H2V que demandaría Costa Rica pertenece al sector de transporte, lo que representa un total de ahorro en emisiones de GEI de **12,541 ktonCO2eq/año en 2050**, en el escenario 1.5°C. Esto es equivalente al 93 % de todas las emisiones que la industria del H2V podría ahorrar.

Seis tipos de vehículos fueron considerados: Vehículo de pasajeros particular, vehículo de pasajeros comercial, Mini bus, bus, LDV y HDV. La gran mayoría del parque automotor de Costa Rica está comprendido en estas 6 clases de vehículos.

La operación de cada tipo de vehículo y sus emisiones asociadas fueron tomadas usando los valores del modelo GREET 2013, esto implica modelos de operación de vehículos tanto públicos como privados promedio y recreando la operación real de los mismos.

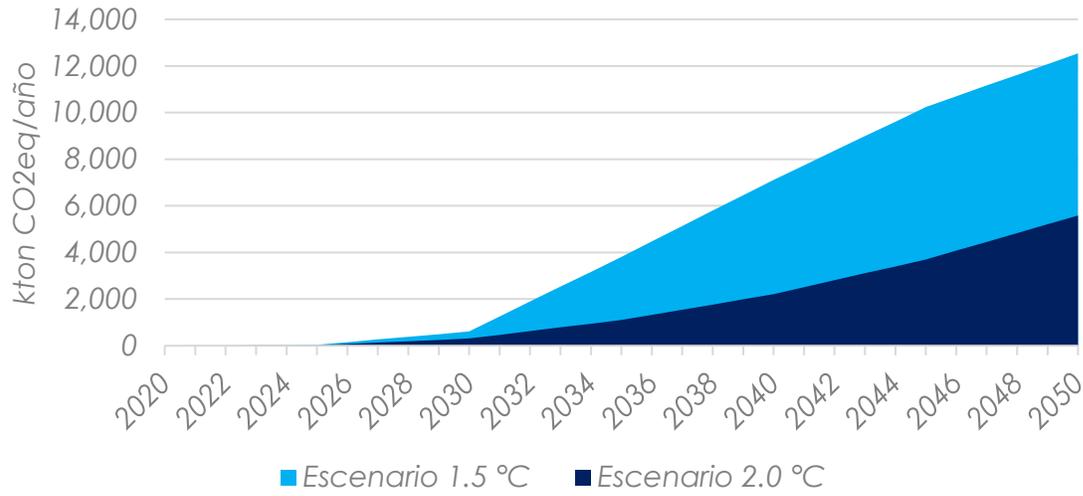


Figura 128 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector Movilidad gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO2eq/año]



Nota: Valores para 2050

### AHORRO DE EMISIONES POR kg de HV2 [kgCO2eq/kgH2]



Nota: Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



Nota: Valores para 2050

Figura 129 - Indicadores y comparativa del sector de Movilidad con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

**Almacenamiento energético:** Este sector sería el que menos contribuiría en el ahorro de GEI de los seis analizados durante este estudio, con **1.14 ktonCO2eq/año en 2050**.

Los usuarios que emplean la solución de almacenamiento comprenden a aquellos que no tienen acceso a la energía eléctrica proveída por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), menor al 1 % de la población costarricense.

Se asumió que el sistema de almacenamiento energético con H2V sería responsable del 60% de los consumos diarios de los usuarios, el 40% restante sería proveído por un sistema solar fotovoltaico.

Se asumió que los sistemas fotovoltaicos + H2V sustituirían a generadores diésel.

Se ha asumido que el/los generadores/es diésel para sustituir operarían en modo aislado a un 60% de su carga nominal.

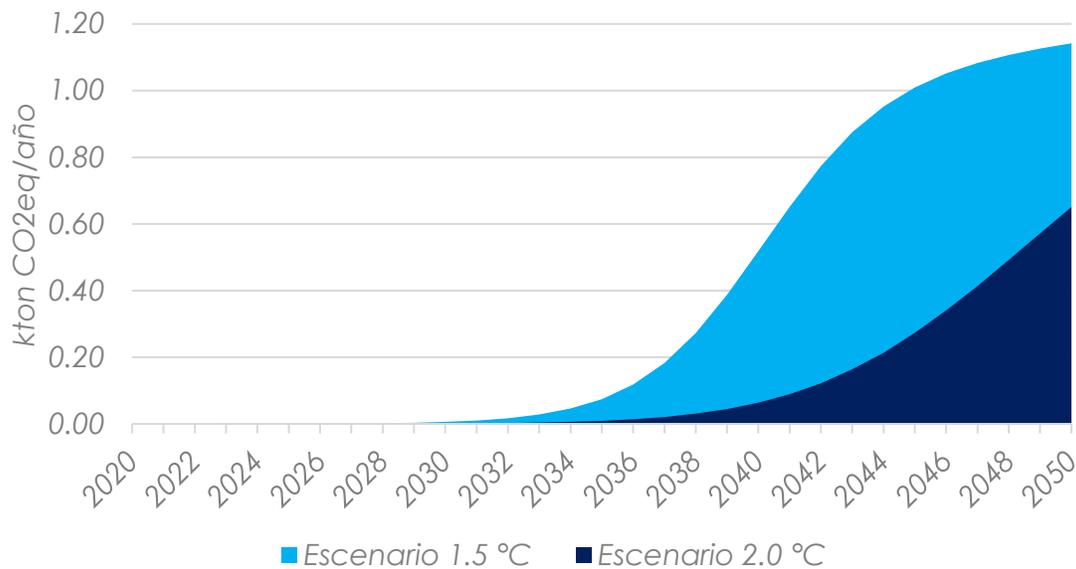


Figura 130 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector almacenamiento energético gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO2eq/año]



**Nota:** Valores para 2050, el 100 % en el escenario 1.5°C es de 13.5 Mton CO<sub>2eq</sub>/año y en el escenario 2.0°C es de 6.2Mton CO<sub>2eq</sub>/año

### AHORRO DE EMISIONES POR kg de HV2 [kgCO2eq/kgH2]



**Nota:** Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



**Nota:** Valores para 2050

Figura 131 - Indicadores y comparativa del sector de almacenamiento energético con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

**Combustibles sintéticos:** En este sector no se alcanza paridad de costos antes del 2050, pero Costa Rica podría aprovechar la tendencia mundial para descarbonizar la aviación ahorrando hasta **787 ktonCO2eq/año en 2050**.

Se considera que el proceso de producción de los combustibles sintéticos tiene una eficiencia del 90% según: <https://www.hif.cl/>. El energético a sustituir en este segmento sería el Jet Fuel A.

A 2050, la participación del mercado de combustibles sintéticos en Costa Rica podría sustituir 375 mil m<sup>3</sup> de Jet Fuel A en el escenario 1.5°C y 271 mil m<sup>3</sup> para el escenario 2.0°C.

Este sector podría ser responsable del 6% del ahorro de emisiones de por incorporación de H2V para 2050 en Costa Rica.

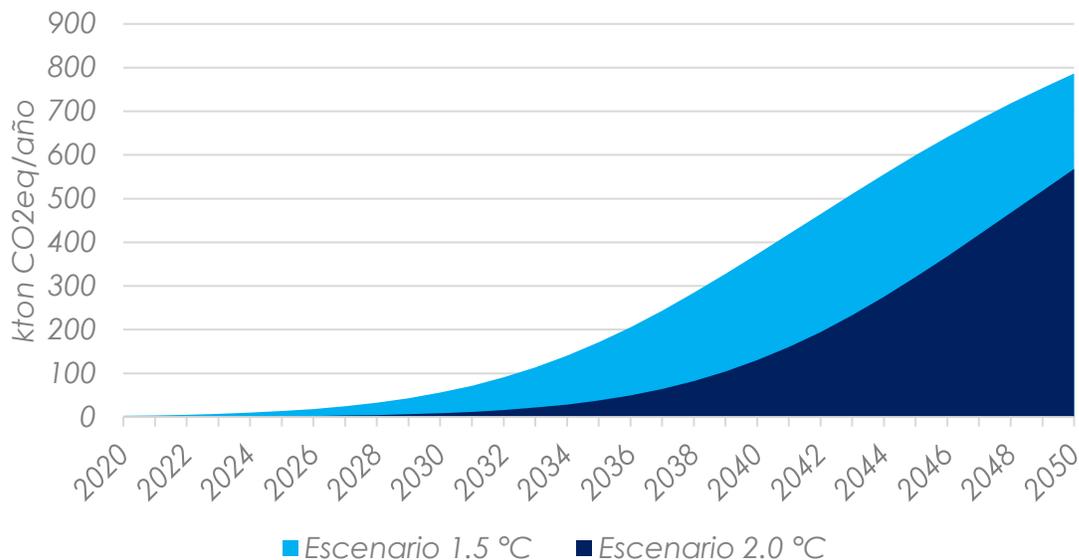
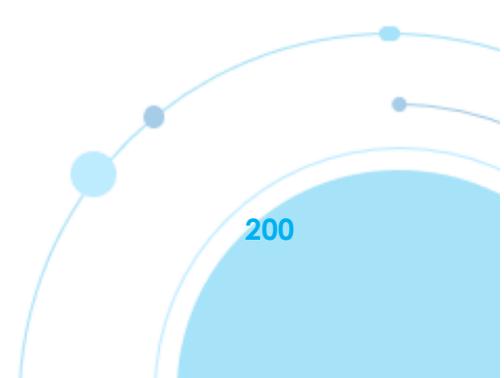


Figura 132 - Reducción de gases de efecto invernadero por combustibles sintéticos con H2V para aviación en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).



### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO2eq/año]



Nota: Valores para 2050, el 100 % en el escenario 1.5 °C es de 13.5 Mton CO<sub>2eq</sub>/año y en el escenario 2.0 °C es de 6.2Mton CO<sub>2eq</sub>/año

### AHORRO DE EMISIONES POR kg de HV2 [kgCO2eq/kgH2]



Nota: Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



Nota: Valores para 2050

Figura 133 - Indicadores y comparativa del sector combustibles sintéticos con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

**Montacargas:** La pronta paridad de costos en este segmento permite pronosticar que este sea uno de los sectores donde el H2V gane terreno rápidamente.

Se considera la sustitución de montacargas a combustión (con diésel) y montacargas eléctricos. Tanto los montacargas eléctricos como las de combustión operarían 5840 horas al año.

Se esperaría reemplazar 1,784 montacargas eléctricas y 5,159 a combustión para 2050, en el escenario 1.5°C

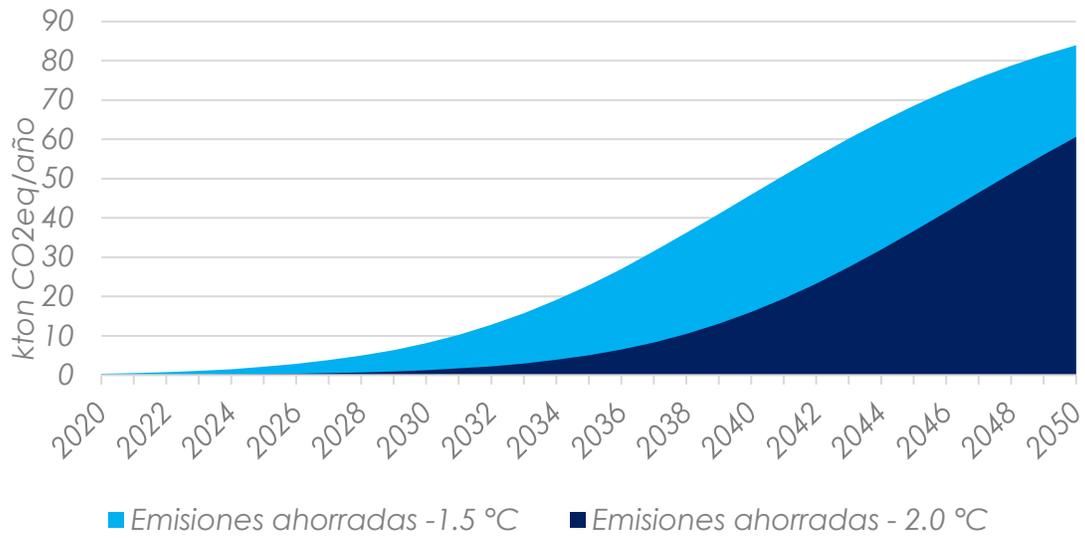


Figura 134 - Reducción de gases de efecto invernadero por parte del sector montacargas gracias a la adopción del hidrógeno verde en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### APORTE POR SECTOR AL AHORRO DE GEI [ktonCO<sub>2</sub>eq/año]



**Nota:** Valores para 2050, el 100 % en el escenario 1.5 °C es de 13.5 Mton CO<sub>2</sub>eq/año y en el escenario 2.0 °C es de 6.2Mton CO<sub>2</sub>eq/año

### AHORRO DE EMISIONES POR kg de HV2 [kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>]



**Nota:** Valores para 2050

### AHORRO DE IMPUESTOS AL CARBONO [MMUSD]



**Nota:** Valores para 2050

Figura 135 Indicadores y comparativa del sector montacargas con respecto al panorama nacional en Costa Rica (Fuente: Hinicio, 2021).

#### Resultados agregados

Si las emisiones de GEI siguieran la tendencia que han tenido desde el 2005 (IMN, 2015),

#### Escenario BAU:



El escenario BAU se define como el escenario en donde el inventario de GEI es proyectado a 2050 utilizando valores históricos de Costa Rica (Es una extrapolación lineal de sus valores históricos).

Costa Rica en el 2050 emitiría anualmente **21,664 ktonCO<sub>2</sub>eq** (escenario BAU). Esto no permitiría alcanzar las metas que el gobierno costarricense se ha propuesto en ahorros de GEI.

Como se vio anteriormente, tanto en el escenario 1.5 °C como 2.0 °C, habría una reducción de GEI por consecuencia de la participación del H2V en los diferentes procesos industriales. La Figura 136 muestra las reducciones de GEI por incorporación del H2V con respecto al escenario BAU.

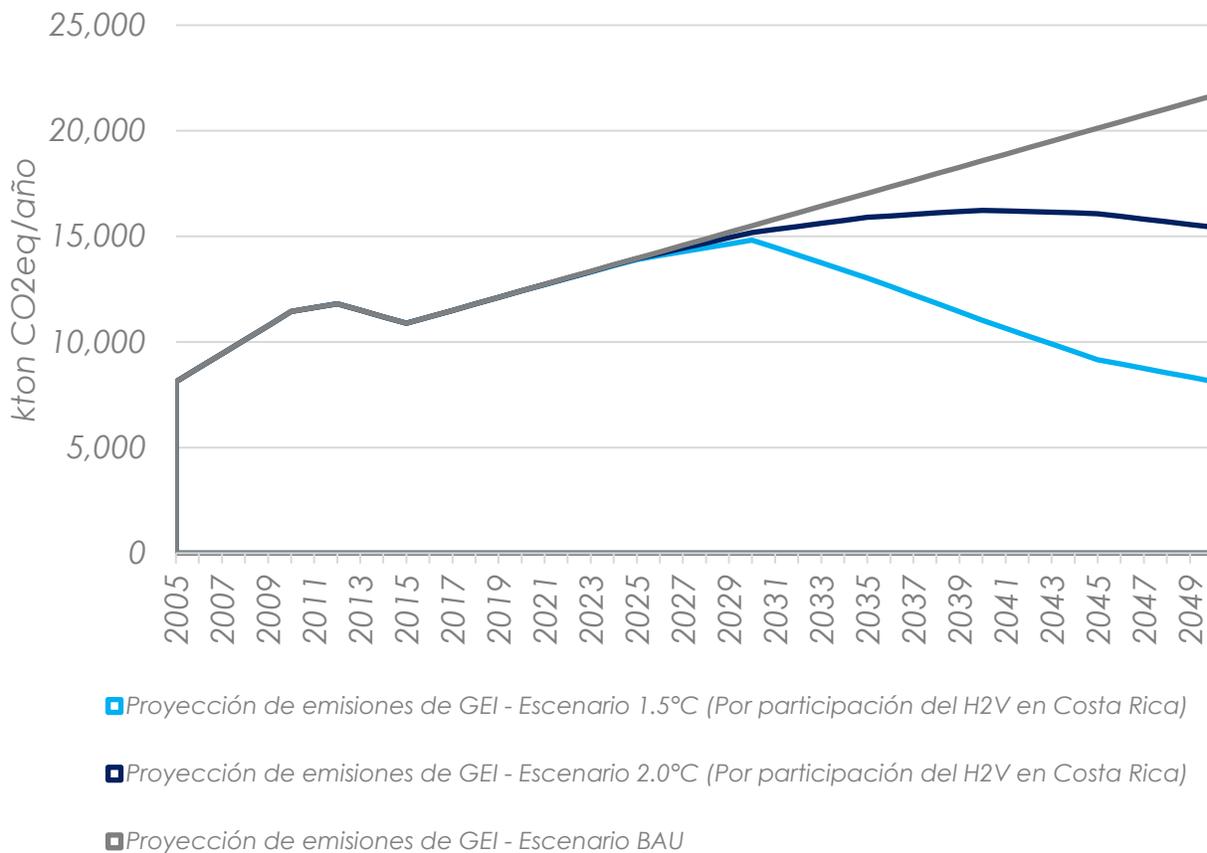


Figura 136 - Inventario de GEI en Costa Rica bajo los escenarios BAU, 1.5 °C y 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021)

La reducción por parte del **escenario 1,5 °C sería del 62% (13,527 ktonCO<sub>2eq</sub>/año)** mientras que del **escenario 2,0 °C sería del 28% (6,230 ktonCO<sub>2eq</sub>/año), a 2050.**

**La mayor parte de esta reducción la aportaría el sector de Movilidad,** con un 93 % de participación en el escenario 1.5 °C, y 89% en escenario 2.0 °C.

Un aporte porcentual por cada sector es mostrado en la, en el escenario 1.5 °C.

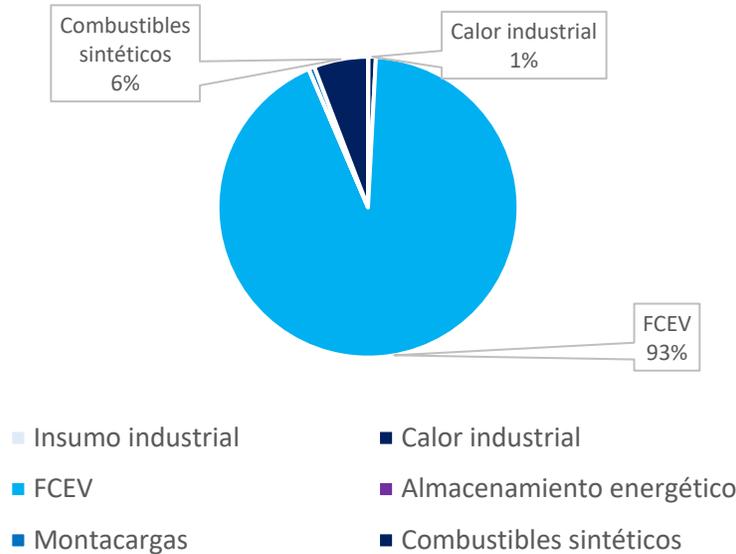


Figura 137 - Reducción de GEI por sector en 2050 – Escenario 1.5 °C (13,527 ktonCO<sub>2</sub>eq/año en 2050).

El plan Nacional de Descarbonización de Costa Rica (2018-2050) define, para los escenarios analizados, su estimación de reducción de emisiones a 2050. En la Figura 138, estas se comparan con las proyecciones de reducción de emisiones que aportaría el H2V, según los análisis realizados por el grupo consultor de Hinicio.

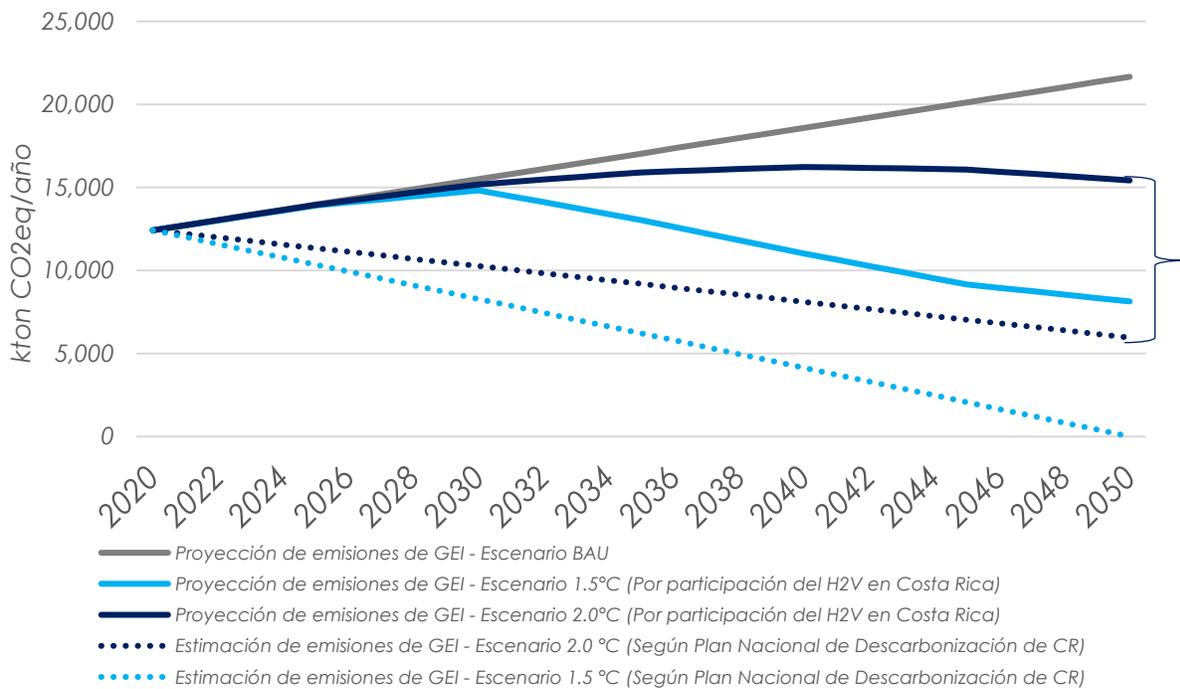


Figura 138 - Comparación en pronósticos de inventario de GEI en Costa Rica a 2050 para el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021)

La introducción del H2V en la economía costarricense bajo el escenario 2.0 °C, lograría un ahorro de emisiones de GEI del 28% con respecto al escenario BAU en 2050. El 43% restante deberán mitigarse por medio de otras tecnologías de descarbonización o aumentando de la participación del H2V en los diferentes sectores analizados en este trabajo.

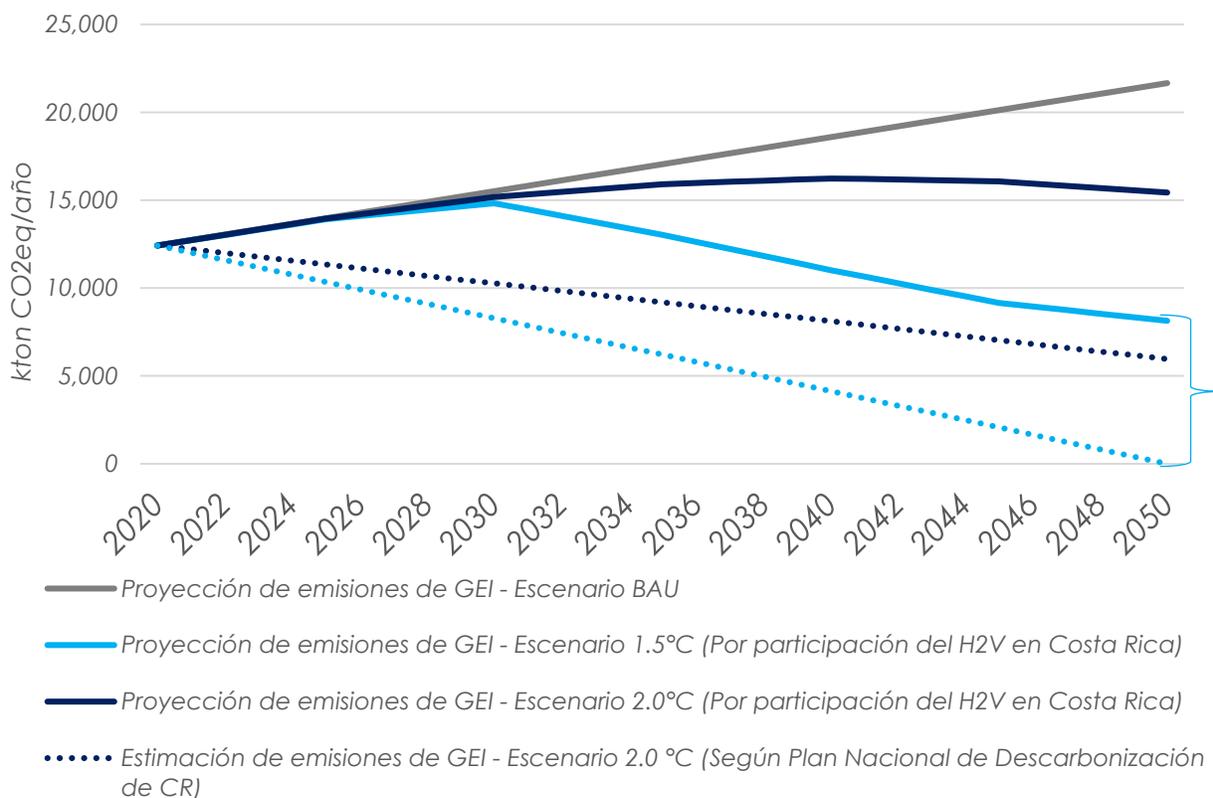


Figura 139 - Comparación en pronósticos de inventario de GEI en Costa Rica a 2050 para el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021)

La introducción del H2V en la economía costarricense bajo el escenario 1.5 °C, lograría un ahorro de emisiones de GEI del 62% con respecto al escenario BAU en 2050.

### Conclusiones

La incorporación de H2V en Costa Rica permitiría, en 2050, la mitigación de **13,527 ktonCO2eq/año** bajo el escenario 1,5 °C o de **6,230 ktonCO2eq/año** en el escenario 2,0 °C.

Existiría una diferencia en ahorros de GEI por introducir H2V de **7,297 kTonCO2eq/año** entre las proyecciones del escenario 1.5 °C y 2.0 °C en 2050.

Las 6 industrias costarricenses analizadas podrían ahorrar **104 MMUSD/año** por dejar de pagar en impuestos al carbono, en el escenario 2.0 °C.

El promedio de ahorro de  $\text{kgCO}_{2\text{eq}}$  por cada  $\text{kgH}_2$  verde producido en Costa Rica para las 6 industrias analizadas, es de **15.6  $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kgH}_2/\text{año}$** .

El **sector de movilidad es el que más potencial tiene para descarbonizar la economía de Costa Rica** a través del  $\text{H}_2\text{V}$ , entre los 6 sectores analizados en este informe.

## Reducción de contaminantes locales.

De manera similar a como se calculó la reducción de GEI en la sección anterior, se propone una metodología con base a los factores de emisión para cada uno de los energéticos que el H2V reemplazaría en los escenarios 1.5 °C y 2.0 °C.

### Metodología para calcular la reducción de contaminantes locales

1. **Calcular participación del H2V:** la participación de mercado hace referencia a la demanda de H2V estimada por sector en la sección titulada: **Proyecciones nacionales de demanda de hidrógeno verde**. El resultado de este paso consiste en la cantidad de H2V en ktonH<sub>2</sub>, que resultan como consecuencia de la participación porcentual que se proyecta para este energético en cada uno de los 6 segmentos industriales analizados en este trabajo.
2. **Calcular cantidad de energético reemplazado:** se dimensiona en términos energéticos la cantidad de combustibles fósiles sustituidos por el H2V, o en su defecto, la energía eléctrica sustituida. Lo anterior aprovecha las propiedades del H2V y de los combustibles fósiles que den lugar en cada segmento industrial.
3. **Multiplicar por factor de emisión:** considerando la cantidad de energía calculada en el paso anterior, se procede a multiplicar por el factor de emisión correspondiente a cada uno de los energéticos sustituidos por el H2V. En esta ocasión, por factores de emisión de contaminantes locales CO, NO<sub>x</sub>, PM<sub>total</sub>, SO<sub>2</sub> y COV.

La metodología es ilustrada en la Figura 140.

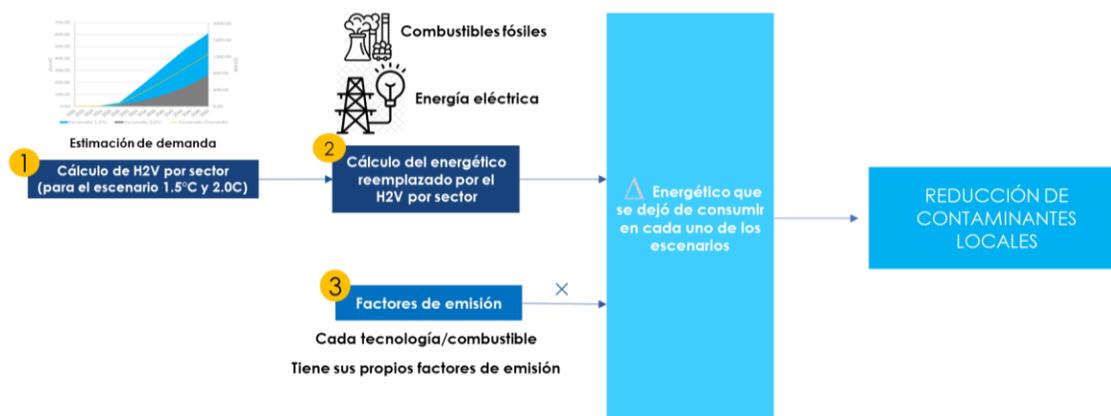


Figura 140 - Metodología para calcular la reducción de contaminantes locales (Fuente: Hinicio, 2021).

la Figura 141 y la Figura 142 muestran los factores de emisión para el GLP y el diésel, respectivamente.

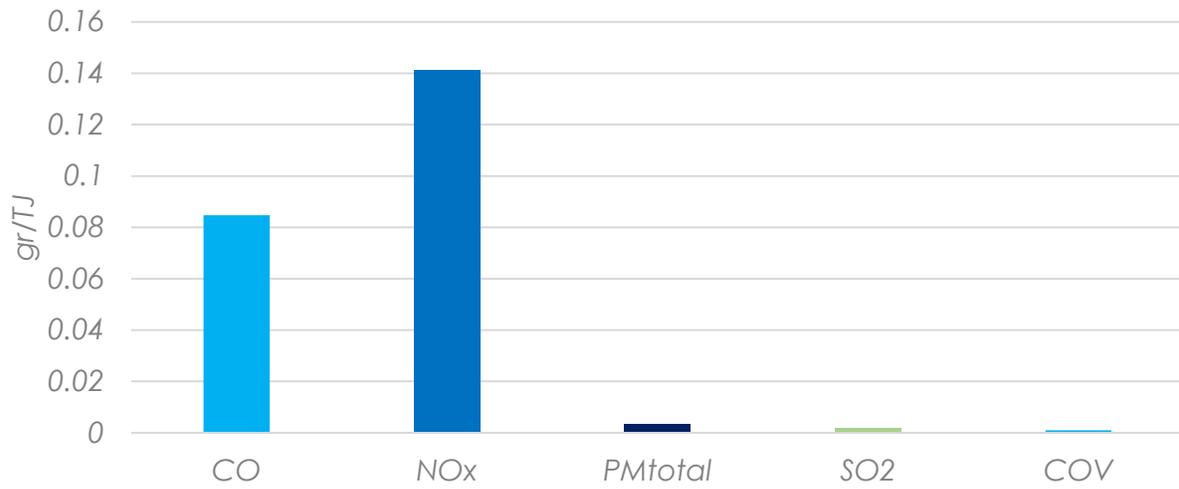


Figura 141 - Factores de emisión del GLP Fuente: (EPA, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, 2015)

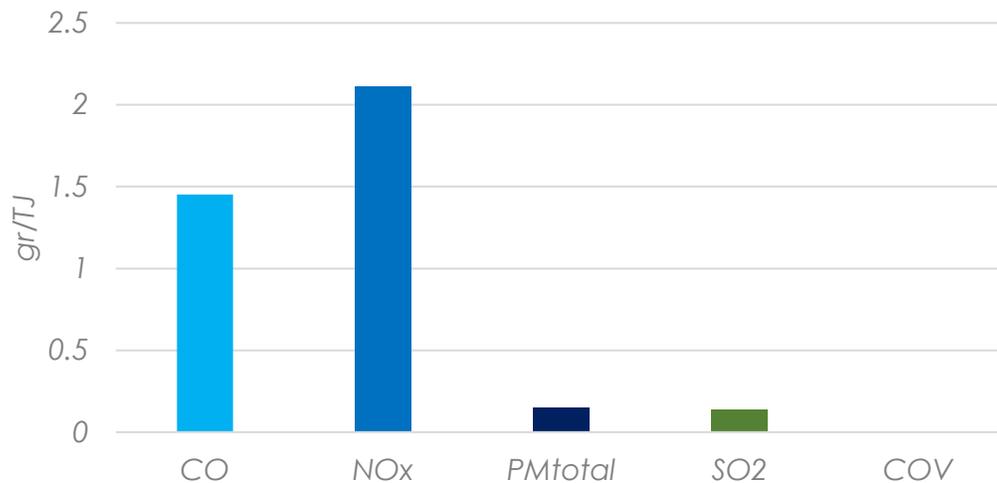


Figura 142 - Factores de emisión del diésel (EPA, Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, 2015)

Se toman consideraciones diferentes a las empleadas para reducción de GEI (sección anterior) para los dos de los segmentos industriales estudiados, así:

- 4. Insumo industrial:** En este segmento se sustituye el H2 gris por el H2V. Para producir hidrógeno gris se requiere del proceso de reformado de metano con vapor (SMR). En este proceso, si se asume una reacción completa, solo habría CO<sub>2</sub> como subproducto de la reacción, por lo tanto, no se considera la generación de gases contaminantes (CO, NO<sub>x</sub>, PM<sub>total</sub>, SO<sub>2</sub> y COV).

- ▶ **Combustibles sintéticos:** En este segmento no habría ahorros de gases contaminantes ya que el uso final del combustible sintético sería el mismo que un combustible convencional, es decir, el vehículo que utilice cualquiera que sea el combustible, emitirá gases contaminantes.<sup>12</sup>.

### Resultados por sector

Los resultados se muestran primero de manera individual por cada sector industrial. Seguidamente, se analizarán los resultados de manera global, dando algunos descubrimientos generales y analizando la incidencia del H2V como un elemento útil para la descarbonización de la economía costarricense.

**Calor para industria:** Este sector es el más contaminante entre todos los estudiados. Los NOx son el contaminante más abundante en el proceso de combustión de GLP.

Existe una diferencia de 270 kton en ahorro de contaminantes entre el escenario 1.5 °C y el escenario 2.0 °C.

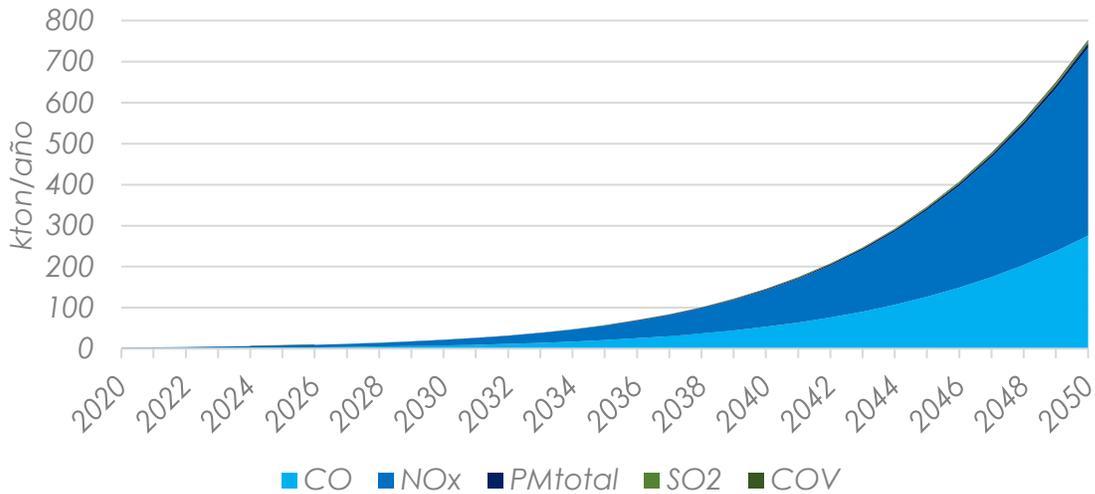


Figura 143 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector calor industrial en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

<sup>12</sup> En el ahorro de GEI si se tuvo en cuenta ya que la producción de este tipo de combustibles requiere de la captura de carbono

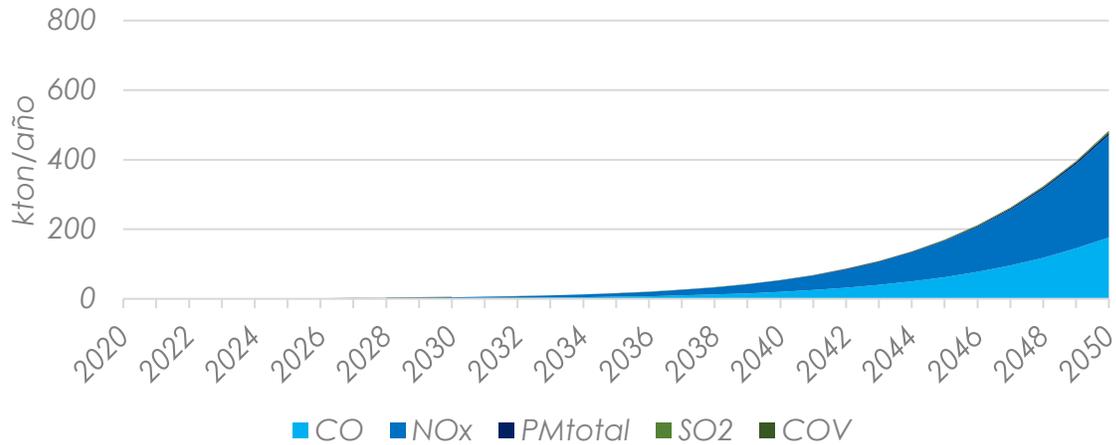


Figura 144 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector calor industrial en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

**Movilidad:** Es el segundo sector económico con mayor cantidad de contaminantes locales.

Se calculan los factores de emisión (en kg/vehículo-año) para todos los tipos de vehículos según el factor de emisión por km y el kilometraje anual.

Se considera que las emisiones de material particulado por el desgaste de frenos y llantas (non-exhaust emissions TBW) son equivalentes a los vehículos de tecnología convencional (ICEV).

Se calculan las emisiones de los demás contaminantes para ICEV (que es el único tipo de vehículo que los emite). Es importante notar que se calcula las emisiones del mismo número de FCEV, pero según su correspondiente ICEV.

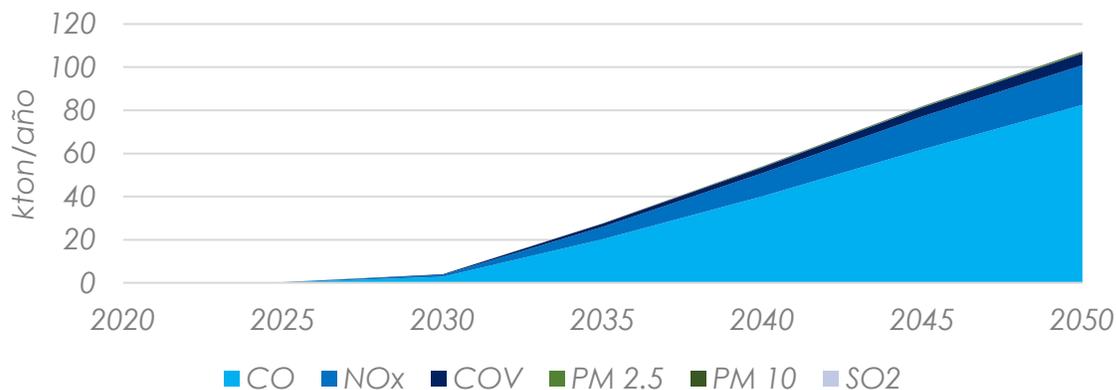


Figura 145 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector movilidad en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

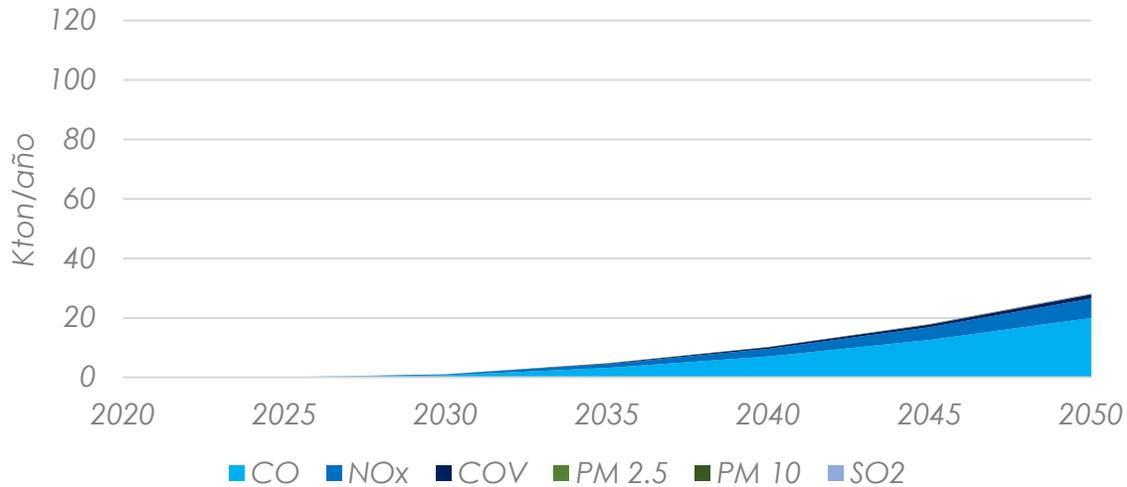


Figura 146 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector movilidad en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

**Almacenamiento energético:** Este sector sería el que menos contribuiría en el ahorro de GEI de los seis analizados durante este estudio.

Se producen 75 % más de ahorros en el escenario 1.5 °C con respecto a los ahorros que se podrían conseguir en el escenario 2.0 °C

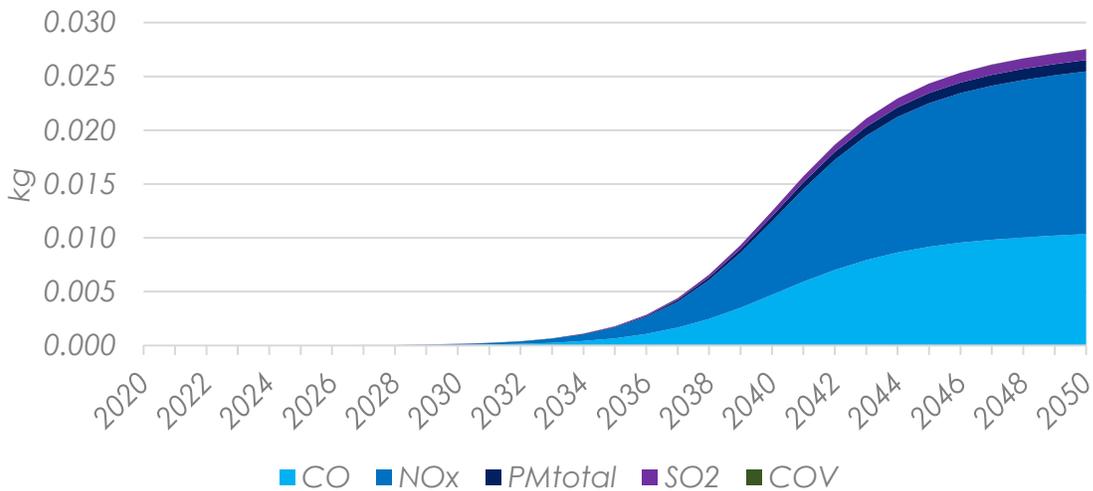


Figura 147 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector almacenamiento energético en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

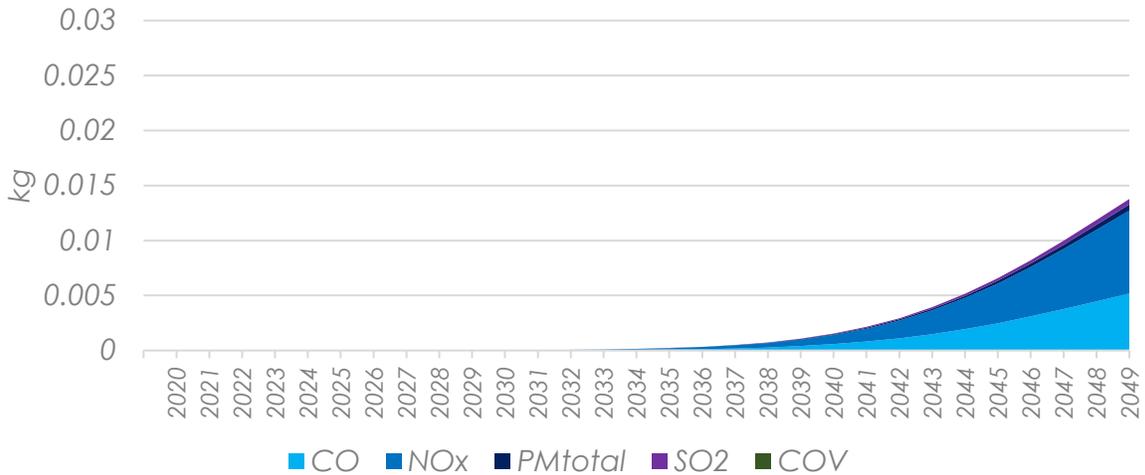


Figura 148 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector almacenamiento energético en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

**Montacargas:** Este segmento representa una oportunidad de mejorar la calidad de vida de los trabajadores al ahorrar alrededor de 4 ton/año de contaminantes que afectan la salud humana.

Según la United States Environmental Protections Agency, los factores de emisión del montacargas con motores de combustión (diésel en su mayoría), pueden ser aproximados con los factores de emisión de un generador diésel. Los montacargas eléctricos con baterías no supondrían contaminantes locales.

Se han asumido tiempos de operación de 8 horas por turno, dos turnos por día.

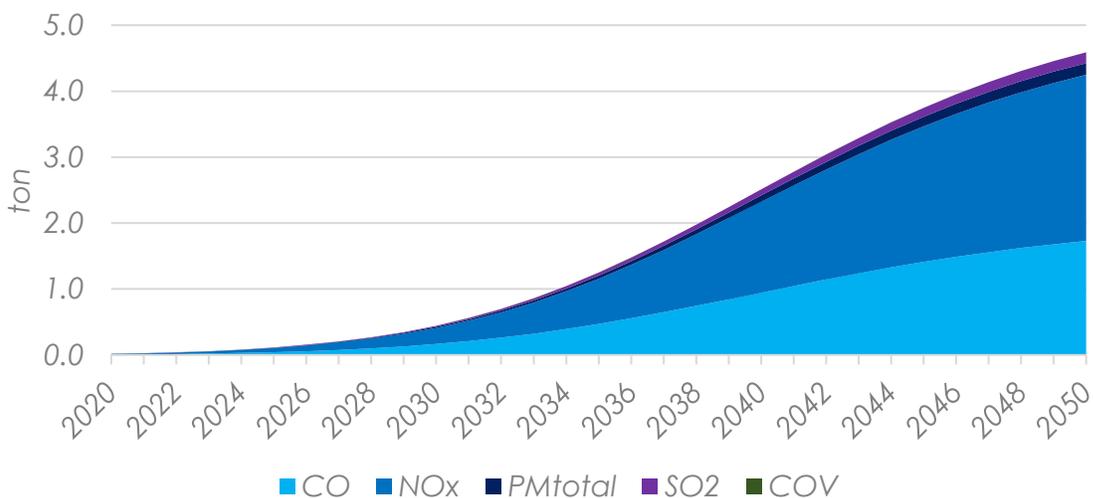


Figura 149 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector montacargas en el escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

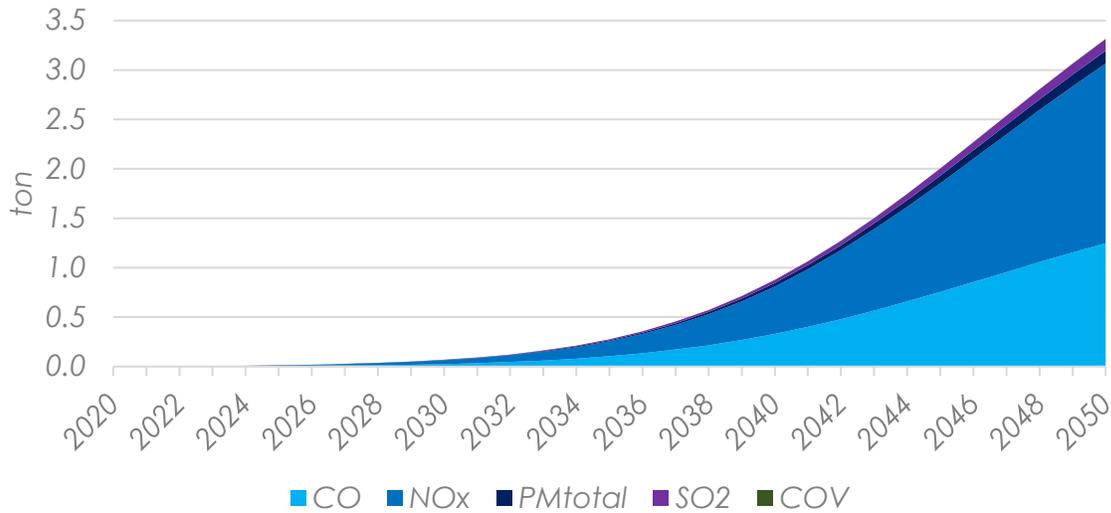


Figura 150 - Reducción de contaminantes locales por parte del sector montacargas en el escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

### Resultados agregados

Totalizando los resultados obtenidos en el escenario 1.5 °C se tiene que, bajo las consideraciones de cada sector industrial, en total se podrían reducir **861 kton de contaminantes locales en el año 2050**.

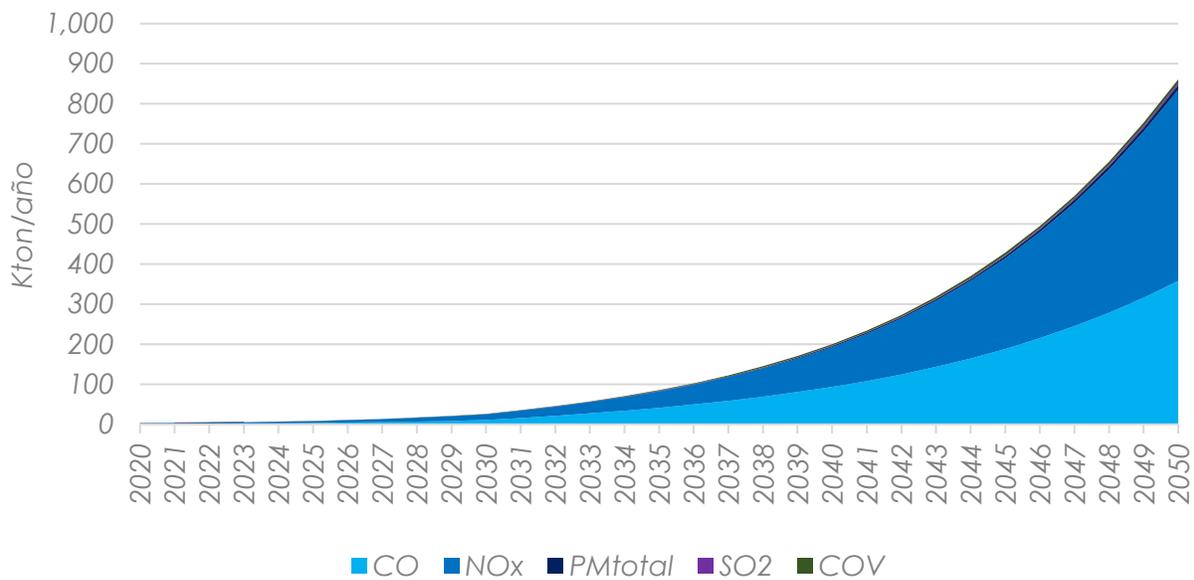


Figura 151 - Reducción de contaminantes locales- Escenario 1.5 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

El escenario 2.0 °C alcanza por su parte una reducción de contaminantes locales a 2050 de 510 kton.

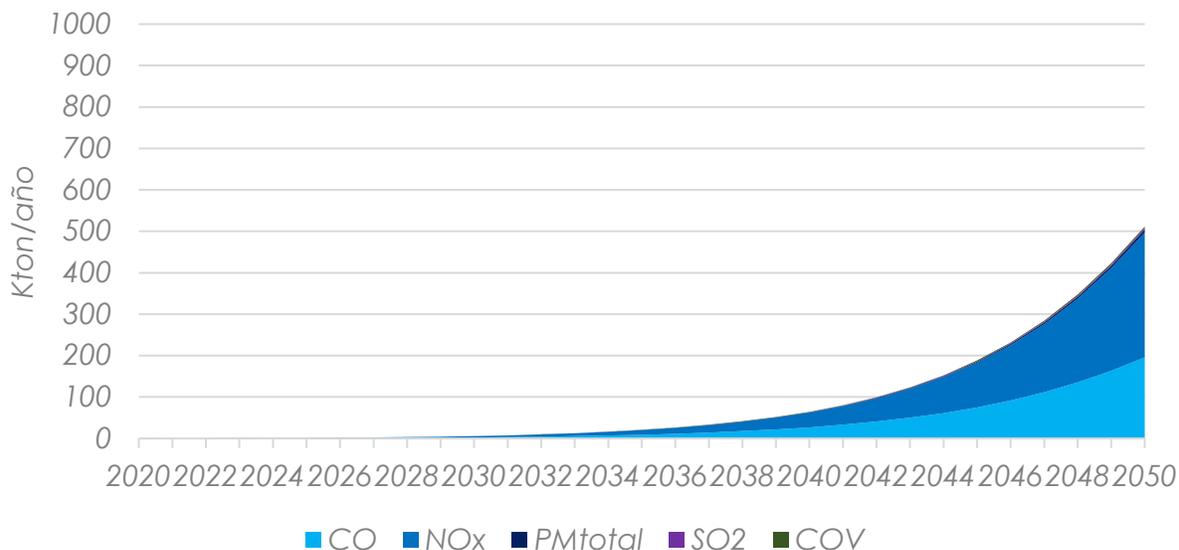


Figura 152 - Reducción de contaminantes locales- Escenario 2.0 °C (Fuente: Hinicio, 2021).

De manera general cada uno de los contaminantes aportan de manera diferente al total mostrado anteriormente. La Tabla 50 muestra la participación que cada contaminante tiene en el total calculado a lo largo de esta sección.

Tabla 50 - Participación por contaminante (Fuente: Hinicio, 2021).

Contaminante	Participación [%]
CO	41
NO <sub>x</sub>	55
PM <sub>total</sub>	1
SO <sub>2</sub>	1
COV	1

## Conclusiones

El plan nacional de descarbonización de Costa Rica se ha enfocado en las proyecciones de GEI y las reducciones necesarias por sector para cumplir su NDC.

La incorporación del H2V representa una oportunidad de **reducir 861 kton de contaminantes locales en Costa Rica**, bajo el escenario 1.5 °C. Esto representaría no solo un beneficio ambiental sino también una mejora en la calidad de vida de los costarricenses, reduciendo la exposición ante enfermedades respiratorias.

La mayor oportunidad de ahorro de gases contaminantes la tiene el sector industrial, con necesidades de procesos térmicos.

Los NO<sub>x</sub>, son el tipo de gas con mayor oportunidad de reducción bajo el escenario 1.5°C y 2.0°C. **La economía del H2V podría ahorrar 477 kton/año de NOx en 2050 bajo el escenario 1.5°C y 301 kton en el escenario 2.0 °C.**

El sector de **calor industrial tiene el mayor potencial de ahorro seguido por el de movilidad**, sectores que también tienen un alto potencial de reducción de GEI.

El segmento de montacargas tiene una especial connotación social debido a las condiciones de operación. Los montacargas, en ocasiones son empleadas en espacios cerrados como bodegas y almacenes, la concentración de gases contaminantes afecta la salud humana y por tal motivo el uso de montacargas con sistemas de propulsión eléctrico, representan una mejora para la calidad de vida de los operadores.

## Bibliografía

- Argonne National Laboratory. (2017). *Employment Impacts of Hydrogen and Fuel Cell Technologies*, Washington D.C., Washington DC, EEUU.
- bank, W. (2021). *Carbon Pricing Dashboard*. Retrieved from Carbon Pricing Dashboard: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>
- ClimateActionTracker, C. A. (2021, 08 11). *Climate Action Tracker*. Retrieved from <https://climateactiontracker.org/countries/costa-rica/>
- DOE. (2020). *Department of Energy Hydrogen Program Plan*. Washington D.C.: DOE.
- DOE, D. o. (2020). *Current Hydrogen Market Size: Domestic and Global*. Washington DC: DOE.
- Energy, E. (2019). *Hydrogen for economic growth - Unlocking jobs and GVA whilst reducing emissions in the UK*. UK.
- EPA. (1973). *Technical report data - Evaluation of the hydro-Catalyst corporation Pre-combustion Catalyst*. Estados Unidos.
- EPA. (1983). *Evaluation of the HYDRO-VAC Device Under Section of the Motor Vehicle Information and Cost Saving Act*. Estados Unidos.
- EPA. (2011). *Devices and additives to improve Fuel Economy and Reduce Pollution do The really Work? Estados unidos*.
- EPA. (2015). *Emission Factor November 2015*. Retrieved from Emission Factor November 2015: [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-09/documents/emission-factors\\_nov\\_2015\\_v2.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-09/documents/emission-factors_nov_2015_v2.pdf)
- EPA. (2015). *Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories*. Estados Unidos.
- EPA. (2021). *Test Reports for Aftermarket Retrofit Devices*. Estados unidos.
- FCH\_JU. (2016). *CertifHy— Developing a European guarantee of origin scheme for green hydrogen*. Bruselas, Bélgica: Hiicio.
- Financiero, E. (2016). *elfinancierocr.com*. Obtenido de <https://www.elfinancierocr.com/negocios/el-aceite-de-palma-es-oro-liquido-en-industria-cosmetica/MFZX7RCCKBC7715OO2IFZLB6QA/story/>
- Forster, P. R., Artaxo, P., & Berntsen, T. (2007). *The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. UK.
- GIZ. (2020). *Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo de H2 en Chile*. Chile.
- GREET. (2021). *Greet life cycle model*. Retrieved from <https://greet.es.anl.gov/>

- Heuser, P. M. (2019). Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO<sub>2</sub> free hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- ICE. (2016). *Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes de Energía Renovables no Convencionales*. San José, Costa Rica: ICE.
- ICE. (2018). *Plan De Expansión De La Generación Eléctrica 2018–2034*. San José, Costa Rica: ICE.
- ICE. (2018). *Proyecciones de la Demanda Eléctrica De Costa Rica 2018 - 2040*. San José, Costa Rica: ICE.
- IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. International energy Agency.
- IEA. (2020, september). *Energy Technology Perspectives 2020*.
- IEA. (2021). *Hydrogen in Latin America – from near-term opportunities to large-scale deployment*.
- IFC, d. d. (2012). *IFC Jobs Study*. Retrieved from IFC Jobs Study: [https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/a93ef4fe-8102-4fc2-8527-5aff9af7f74f/IFC\\_FULL+JOB+STUDY+REPORT\\_JAN2013\\_FINAL.pdf?MOD=AJPERES&CVID=jMRYe5J](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/a93ef4fe-8102-4fc2-8527-5aff9af7f74f/IFC_FULL+JOB+STUDY+REPORT_JAN2013_FINAL.pdf?MOD=AJPERES&CVID=jMRYe5J)
- IMN. (2015). *Inventario nacional de emisiones por fuentes y absorción por sumideros de gases de efecto invernadero en Costa Rica*. Costa Rica.
- INEC. (2013). *Instituto nacional de estadística y censos*. Retrieved from Instituto nacional de estadística y censos: <https://ccp.ucr.ac.cr/observa/CRnacional/pdf/Metodologia%20estimaciones%20y%20proyecciones%20resumida.pdf>
- Institute, E. P. (2019). *Updated construction employment multipliers*. UK.
- IRENA. (2017). *Renewable Energy Benefits: Leveraging Local Capacity for Onshore Wind*.
- IRENA. (2017). *Renewable Energy Benefits: Leveraging Solar Capacity for PV*.
- IRENA. (2019). *Future of Solar Photovoltaic and Future of Wind Power*. IRENA.
- IRENA. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*. IRENA.
- JetStar. (2004). *ReportERMD*. Canadá.
- L. Cameron, B. v. (2013). *Employment in renewables: a literature review and case study*.
- MINAE. (2020). *Contribución Nacional determinada 2020*. San José.
- Navigant. (2019). *Gas for Climate - Job Creation by Scaling Up Renewable Gas in Europe*.

Peña-Sanchez, E. U. (2019). *Techno-economical Analysis of the Production of CO<sub>2</sub> -free Hydrogen from Variable Renewable Energy Sources in Mexico.*

República, L. (2021). *La república.* Retrieved from *La república:* <https://www.larepublica.net/noticia/costa-rica-es-el-tercer-pais-con-mas-autos-electricos-en-latinoamerica>

Ryberg, D. S. (2017). *Methodological Framework for Determining the Land Eligibility of Renewable Energy Sources.*

Ryberg, D. S. (2018). *Evaluating land eligibility constraints of renewable energy sources in Europe.* *Energies.*

TrendEconomy. (s.f.). *trendeconomy.com.* Obtenido de <https://trendeconomy.com/data/h2/CostaRica/2814>

World\_Bank. (2021). *World Bank Data Indicator.* Retrieved from *World Bank Data Indicator:* <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?end=2020&locations=CR&start=1961&view=chart>



# Contacto

*Hinicio Latino América*

*Carrera 12a # 78 - 40*

*Bogotá, Colombia*

*[www.hinicio.com](http://www.hinicio.com)*

*<https://www.linkedin.com/company/hinicio>*

*<https://twitter.com/HinicioSA>*