

Transformación de Gas Natural a Hidrógeno:

Un Modelo Sostenible para Santander revisando las experiencias locales

Autor: Juan Carlos Cortes Pinzón

Trabajo de grado para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Petróleos

Director: Cesar Augusto Patiño Suarez

Magister en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Dedicatoria

A mi esposa e hijos.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Agradecimientos

A la Facultad de Ingeniería de Petróleos, por ofrecer esta excelente cátedra de maestría, de la cual solo tengo palabras de gratitud. A mi Universidad Industrial de Santander, a la que le debo en gran medida la formación profesional que hoy me define.

Tabla de contenido

Introducción	25
Justificación	28
1. Objetivos	32
2. Marco general de la investigación	33
2.1 Hipótesis.....	33
2.1.1. Hipótesis Central	33
2.1.2. Hipótesis Específicas	33
2.2. Alcance	34
2.2.1. Alcance Geográfico.....	34
2.2.2. Alcance Temporal.....	35
2.2.3. Alcance Tecnológico	35
2.2.4. Alcance Sectorial	35
2.3. Delimitaciones	36
3. Marco de referencia	36
3.1 Antecedentes Investigativos.....	36
3.2 Estudios Internacionales sobre Producción de Hidrógeno Azul.....	36
3.3.1. Proyectos de referencia de hidrógeno azul y CCS/CCUS.....	38
3.3.2. Investigaciones en América Latina y Colombia.....	38
3.3.3. Iniciativas regionales en Colombia: Antioquia como referente	40
3.3.4. Brechas de Conocimiento identificadas.....	40
3.4. Marco Teórico-Conceptual	41
3.4.1. Fundamentos del Hidrógeno como Energético	41
3.4.2. Clasificación del Hidrógeno por Color (Intensidad de Carbono).....	42

	5
TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO	
3.4.3.	Tecnologías de Producción de Hidrógeno a partir de Gas Natural 48
3.4.4.	Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) 51
3.4.4.1.	Tecnologías de captura de CO ₂ 53
3.4.4.2.	Transporte de CO ₂ 54
3.4.4.3.	Almacenamiento geológico permanente..... 54
3.4.4.4.	Utilización y tecnologías del CO ₂ en la refinería de Barrancabermeja 55
3.4.4.5.	Geología favorable para CCS en Colombia..... 58
3.4.5.	Otras Tecnologías de Producción de Hidrógeno (Contexto Complementario) 60
3.4.5.1.	Electrólisis del agua (Hidrógeno verde) 60
3.4.5.2.	Pirólisis de metano (hidrógeno turquesa)..... 61
3.5.	Marco Normativo y Regulatorio 62
3.5.1.	Regulación internacional sobre hidrógeno bajo en emisiones 62
3.5.2.	Marco legal colombiano para hidrógeno y CCS/CCUS 63
3.5.3.	Políticas departamentales y regionales 64
4	Metodología 65
4.1.	Enfoque y Diseño de la Investigación 65
4.2.	Justificación del Diseño Metodológico Mixto 65
4.3.	Tipo de Investigación 66
4.4.	Alineación Metodológica con Objetivos de Investigación 67
4.5.	Alcance Geográfico y Temporal..... 68
4.6.	Estrategia Metodológica: Secuencia de Fases..... 69
4.7.	Cronograma de Investigación 70
4.8.	Métodos y Técnicas de Recolección de Datos 71
4.8.1.	Datos secundarios (revisión documental) 71

	6
TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO	
4.8.2. Entrevistas Semi-Estructuradas	73
4.8.3. Taller Participativo SWOT	75
4.8.4. Análisis de Stakeholders	76
4.9. Métodos de Análisis Cuantitativo	77
4.9.1. Análisis Técnico-Económico (Techno-Economic Analysis - TEA)	78
4.9.2. Modelado de demanda de hidrogeno	83
4.9.3. Análisis espacial GIS para ubicación de infraestructura	83
4.10. Métodos de Análisis Cualitativo	85
4.10.1. Análisis temático de entrevistas	85
4.10.2. Estudios de caso comparativos (benchmarking internacional)	85
4.10.3. Integración de hallazgos cuantitativos y cualitativos.....	86
4.11. Validación y rigor científico	87
4.11.1. Criterios de validez en investigación cuantitativa.....	87
4.11.2. Criterios de rigor en investigación cualitativa.....	87
4.12. Consideraciones éticas	89
4.13. Manejo de conflicto de interés y transparencia	89
4.14. Limitaciones metodológicas	90
4.15. Síntesis metodológica.....	92
5. Diagnóstico y línea base del sector hidrógeno en Santander	93
5.1. Infraestructura de Gas Natural en Santander	93
5.1.1. Producción y Reservas de Gas Natural en Colombia	93
5.1.2. Infraestructura de gasoductos en Santander.....	95
5.2. Demanda Actual de Hidrógeno en Santander	96
5.2.1. Refinería de Barrancabermeja: Demanda Ancla	96

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

5.2.2.	Otras Fuentes de Demanda Actual y Potencial.....	98
5.3.	Potencial Geológico para Almacenamiento de CO ₂	99
5.3.1.	Cuencas Sedimentarias y campos agotados en Santander.....	99
5.3.2.	Estudios Previos de CCS en Colombia.....	101
5.4.	Contexto Socioeconómico de Santander.....	103
5.4.1.	Perfil Departamental.....	103
5.4.2.	Emisiones de CO ₂ en Santander.....	104
5.5.	Marco Institucional y Actores Clave.....	104
5.5.1.	Gobierno Nacional.....	105
5.5.2.	Gobierno Departamental y Municipal.....	106
5.5.3.	Sector privado.....	107
5.5.4.	Academia y sociedad civil.....	107
5.6.	Análisis SWOT de Hidrógeno Azul en Santander.....	108
5.7.	Síntesis del Diagnóstico.....	109
6.	Análisis técnico-económico comparativo de tecnologías.....	110
6.1.	Configuraciones Tecnológicas Evaluadas.....	110
6.2.	Cálculo de LCOH: Resultados.....	111
6.2.1.	Parámetros Base.....	111
6.2.2.	LCOH por Tecnología.....	112
6.2.3.	Desglose de Costos (SMR+CCS).....	113
6.3.	Análisis de Sensibilidad.....	114
6.3.1.	Sensibilidad a Precio de Gas Natural.....	114
6.3.2.	Sensibilidad a Precio de Carbono.....	115
6.4.	Proyecciones de Costos 2030–2050.....	118

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

6.4.1.	Curvas de Aprendizaje Tecnológico	118
6.5.	Evaluación financiera de un proyecto piloto en Barrancabermeja	120
6.5.1.	Flujo de caja y NPV en caso base	120
6.5.2.	Impacto de incentivos y precio de carbono.....	123
6.6.	Comparación con referentes internacionales.....	123
6.7.	Síntesis del análisis técnico-económico.....	124
7.	Análisis cualitativo y socio-institucional	125
7.1.	Síntesis de Entrevistas con Stakeholders	125
7.1.1.	Temas Emergentes	126
7.1.2.	Convergencias y Divergencias.....	127
7.2.	Resultados del Taller SWOT Participativo	128
7.3.	Análisis de Actores.....	129
7.3.1.	Principales grupos de actores	129
7.3.2.	Poder, interés e influencia relativa	131
7.3.3.	Posiciones frente al hidrógeno azul y CCS	132
7.3.4.	Riesgos de conflicto y oportunidades de cooperación	133
7.3.5.	Implicaciones para la hoja de ruta.....	134
8.	Hoja de ruta estratégica para el desarrollo del hidrógeno azul en santander	135
8.1.	Fundamentación conceptual de la hoja de ruta	137
8.1.1.	Hidrógeno azul como tecnología de transición.....	137
8.1.2.	Enfoque de clúster industrial y hubs de hidrógeno	137
8.2.	Metodología para la construcción de la hoja de ruta	140
8.3.	Visión y objetivos de la hoja de ruta.....	140
8.3.1.	Visión 2050 para Santander.....	140

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

8.3.2.	Objetivos por horizonte temporal	141
8.4.	Propuesta de fases de implementación.....	141
8.4.1.	Fase I (2026–2030): Preparación y demostración.....	141
8.4.2.	Fase II (2031–2040): Escalamiento y consolidación del clúster	142
8.4.3.	Fase III (2041–2050): Ajuste del mix y optimización de activos	143
8.5.	Discusión crítica: riesgos, condicionantes y flexibilidad.....	143
9.	Conclusiones y recomendaciones.....	145
9.1.	Síntesis integradora de resultados	145
9.1.1.	Dimensión técnica	145
9.1.2.	Dimensión económico-financiera	146
9.1.3.	Dimensión institucional y social.....	147
9.2.	Aportes de la tesis	147
9.3.	Recomendaciones	148
9.3.1.	Para el Gobierno Nacional.....	148
9.3.2.	Para la Gobernación de Santander y autoridades locales.....	149
9.3.3.	Para Ecopetrol y el sector empresarial	149
9.4.	Limitaciones del estudio y recomendaciones para trabajos futuros.....	149
9.5.	Consideraciones finales	150
10.	Propuesta preliminar de proyecto piloto de hidrógeno azul en Barrancabermeja	151
10.1.	Objetivo del proyecto piloto.....	152
10.2.	Configuración técnica propuesta.....	152
10.2.1.	Escala y tecnología de producción de hidrógeno	152
10.2.2.	Sistema de captura y compresión de CO ₂	154
10.2.3.	Transporte y sitio de almacenamiento	154

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO	10
10.3. Arreglo institucional y de gobernanza del piloto	155
10.3.1. Estructura de actores	155
10.4. Relación del proyecto piloto con la hoja de ruta y aportes a la política pública.....	158
Referencias Bibliográficas	160

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Lista de tablas

Tabla 1. Equivalencia energética Hidrogeno vs Metano.....	42
Tabla 2. intensidades típicas de carbono (kg CO ₂ eq/kg H ₂)	47
Tabla 3. Costos comparativos SMR vs ATR (sin CCS).....	51
Tabla 4. Alineación entre objetivos, métodos y fuentes de datos.....	67
Tabla 5. Cronograma de actividades de investigación.....	70
Tabla 6. Selección de participantes para entrevistas semiestructuradas	74
Tabla 7. Componentes de CAPEX (SMR+CCS como ejemplo)	79
Tabla 8. Componentes de OPEX	80
Tabla 9. Demanda potencial de hidrógeno bajo en carbono en Santander a 2030 por escenario	98
Tabla 10. Campos de gas y petróleo agotados relevantes en Santander	100
Tabla 11. Actores clave para el desarrollo de hidrógeno azul en Santander	105
Tabla 12. Parámetros Base	111
Tabla 13. LCOH por tecnología de producción de hidrógeno (planta 50 kt H ₂ /año).....	112
Tabla 14. Desglose de Costos (SMR+CCS)	114
Tabla 15. Sensibilidad a Precio de Gas Natural.....	115
Tabla 16. Efecto del precio del carbono en el LCOH de hidrógeno gris y azul	115
Tabla 17. Rangos de sensibilidad e impacto en el LCOH de SMR + CCS (planta 50 kt H ₂ /año).....	116
Tabla 18. Proyección indicativa de LCOH para SMR + CCS y electrólisis PEM.....	119
Tabla 19 . Comparación indicativa con proyectos internacionales de hidrógeno azul.....	124

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Lista de figuras

Figura 1 Cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia. Elaboración propia con base en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia (Minenergía, 2021)	46
Figura 2 Intensidad de carbono por ruta de producción de hidrógeno	47
Figura 3 Esquema simplificado de producción de hidrógeno azul por SMR/ATR con captura y almacenamiento de CO ₂	49
Figura 4 Cadena CCS asociada a una unidad de hidrógeno en refinería: módulos de proceso, captura-transporte en superficie y almacenamiento geológico en el subsuelo.....	52
Figura 5 Matriz de idoneidad para proyectos de hidrógeno azul y CCS en Santander.....	97
Figura 6 Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para las configuraciones.....	112
Figura 7 Diagrama de tornado del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para la configuración SMR + CCS en la planta de referencia de 50 kt H ₂ /año	117
Figura 8 Proyecciones de Costos 2030–2050	119
Figura 9 Esquema conceptual del proyecto piloto de hidrógeno azul y almacenamiento geológico de CO ₂ en Barrancabermeja.....	121
Figura 10 Esquema de la matriz SWOT y estrategias FO, FA, DO y DA.....	129
Figura 12 Hoja de ruta 2026–2050 para el desarrollo del hidrógeno azul y verde en Santander	144

Glosario

A

Acuífero salino profundo

Formación geológica saturada con agua salada no potable, ubicada típicamente a profundidades mayores de 800 m, con porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar CO₂ en fase supercrítica de forma permanente.

Acuerdos de compra a largo plazo (offtake agreements)

Contratos mediante los cuales un comprador se compromete a adquirir un volumen determinado de producto (por ejemplo, hidrógeno) durante un periodo prolongado, reduciendo el riesgo de mercado del proyecto.

Análisis de escenarios

Herramienta de planificación que explora distintos futuros plausibles (por ejemplo, escenarios conservador, moderado y optimista) a partir de supuestos alternativos sobre variables clave (precio de gas, carbono, demanda de H₂, etc.).

Análisis de sensibilidad

Técnica que evalúa cómo cambia el resultado de un modelo (por ejemplo, el LCOH) cuando se modifican uno o varios parámetros de entrada (precio de gas, CAPEX, WACC, etc.), identificando las variables más críticas.

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos)

Entidad estatal encargada de administrar los recursos de hidrocarburos de Colombia (petróleo y gas) y, potencialmente, de regular o participar en la asignación de derechos de almacenamiento geológico de CO₂.

B

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Backcasting

Enfoque de planificación que parte de una visión futura deseada y trabaja hacia atrás para identificar las acciones y hitos necesarios para alcanzar esa visión en el tiempo.

C

CAPEX (Capital Expenditure)

Gasto de capital. Inversión inicial necesaria para construir y poner en marcha los activos físicos de un proyecto (plantas, equipos, gasoductos, pozos, etc.).

CCS (Carbon Capture and Storage)

Captura y almacenamiento de carbono. Conjunto de tecnologías que permiten capturar CO₂ de corrientes de gases industriales o de combustión, comprimirlo, transportarlo e inyectarlo en formaciones geológicas profundas para su almacenamiento permanente.

CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage)

Variante de CCS en la que parte del CO₂ capturado se utiliza en procesos industriales (por ejemplo, en la fabricación de productos químicos o en recuperación mejorada de petróleo) antes o en lugar de su almacenamiento.

Ciclo de vida (LCA, Life Cycle Assessment)

Enfoque que evalúa los impactos ambientales (incluyendo emisiones de CO₂) considerando todas las etapas de la cadena de valor: producción de insumos, proceso industrial, transporte, uso y disposición final.

Clúster industrial

Concentración geográfica de empresas e infraestructuras interrelacionadas (refinerías, plantas químicas, gasoductos, etc.), que comparten insumos, servicios y conocimiento, y pueden descarbonizarse de manera conjunta (por ejemplo, mediante un hub de hidrógeno y CCS).

CO₂ supercrítico

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Estado termodinámico del dióxido de carbono por encima de su temperatura y presión críticas (~ 31 °C y 7.38 MPa), en el que se comporta como un fluido denso con características intermedias entre gas y líquido, ideal para su transporte y almacenamiento geológico.

Componente austenítico / acero inoxidable austenítico

Tipo de acero inoxidable (por ejemplo, 304L, 316L) con estructura cristalina cúbica centrada en las caras (FCC), alto contenido de níquel y buena resistencia a la fragilización por hidrógeno.

D

Demanda ancla

Demanda existente, relativamente estable y de gran volumen (por ejemplo, el hidrógeno de la refinería), que puede justificar inversiones iniciales en nueva infraestructura (plantas de H₂ azul, gasoductos de CO₂) y servir de base para el desarrollo de un hub.

E

Ecopetrol

Empresa Colombiana de Petróleos S.A., compañía estatal integrada de petróleo y gas, principal actor del sector de hidrocarburos en Colombia y operador de la refinería de Barrancabermeja. Lidera proyectos de hidrógeno y estudios de CCUS en el país.

Electrólisis del agua

Proceso electroquímico que separa el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) al aplicar una corriente eléctrica. Cuando se alimenta con electricidad renovable, se produce hidrógeno verde.

Electrólisis alcalina (AEL)

Tecnología de electrólisis que utiliza una solución acuosa alcalina (por ejemplo, KOH) como electrolito. Es una tecnología madura, con costos relativamente bajos y adecuada para operación continua.

Electrólisis PEM (Proton Exchange Membrane)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tecnología de electrólisis que emplea una membrana polimérica sólida como electrolito. Tiene alta densidad de corriente, buena respuesta dinámica y es adecuada para integración con renovables variables, aunque con costos de capital más elevados.

Electrólisis de óxido sólido (SOEC)

Tecnología de electrólisis de alta temperatura, en desarrollo, que opera con electrolitos cerámicos y puede alcanzar eficiencias superiores si se integra calor residual.

F

Factor de capacidad

Relación entre la producción real de una planta en un periodo determinado y la producción máxima teórica si operara a plena carga las 24 horas del día. Refleja la disponibilidad y el mantenimiento.

Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement, HE)

Fenómeno por el cual ciertos metales, especialmente aceros de alta resistencia, pierden ductilidad y tenacidad cuando absorben hidrógeno atómico, aumentando su susceptibilidad a la fractura.

G

Gasoducto de CO₂

Tubería diseñada para transportar dióxido de carbono, típicamente en fase densa o supercrítica, desde los puntos de captura hasta los lugares de almacenamiento o utilización.

Gasoducto de gas natural

Infraestructura de transporte de gas natural (principalmente metano) desde campos de producción hasta centros de consumo. Parte de esta infraestructura puede, en ciertos casos, adaptarse para mezclar hidrógeno o incluso reconvertirse para transporte de CO₂, tras estudios de integridad y compatibilidad.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

H

Hard-to-abate sectors (sectores de difícil abatimiento)

Sectores industriales y de transporte con emisiones de CO₂ difíciles de reducir solo con electrificación directa (por ejemplo, refino, cemento, acero, químicos, transporte pesado).

Hidrógeno azul

Hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles (normalmente gas natural) mediante procesos como SMR o ATR, en combinación con captura y almacenamiento de CO₂ que reduce sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al proceso.

Hidrógeno gris

Hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles (gas natural o carbón) mediante reformado o gasificación, **sin** captura de CO₂. Es la forma dominante de producción actual y tiene altas emisiones de CO₂ por kilogramo de H₂.

Hidrógeno verde

Hidrógeno producido por electrólisis del agua utilizando electricidad proveniente de fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica, etc.), lo que permite emisiones muy bajas o nulas si se considera un ciclo de vida adecuado.

Hidrógeno turquesa

Hidrógeno generado por pirólisis de metano, donde el metano se descompone térmicamente en hidrógeno y carbono sólido. El perfil de emisiones depende del origen del gas y de cómo se gestione el carbono sólido.

Hidrógeno blanco (natural)

Hidrógeno que se encuentra de forma natural en el subsuelo (por ejemplo, en trampas geológicas), susceptible de ser explotado. Es un campo de investigación emergente, con recursos potenciales aún poco cuantificados.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Hub de hidrógeno

Región o clúster donde se concentra la producción, uso y, en algunos casos, exportación de hidrógeno de bajas emisiones, con infraestructura compartida de transporte y almacenamiento.

I

IEA (International Energy Agency)

Agencia Internacional de la Energía, organismo internacional que produce análisis, estadísticas y escenarios sobre energía, incluyendo reportes específicos sobre hidrógeno.

Infraestructura compartida (shared infrastructure)

Instalaciones (por ejemplo, gasoductos de CO₂, sitios de almacenamiento geológico) que son utilizadas por múltiples proyectos o empresas, reduciendo costos unitarios y facilitando la entrada de nuevos actores.

L

LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)

Costo nivelado del hidrógeno. Indicador económico que expresa el costo promedio, por kilogramo de H₂, de producir hidrógeno a lo largo de la vida útil del proyecto, considerando CAPEX, OPEX, tasa de descuento y producción anual.

M

Magdalena Medio (Valle Medio del Magdalena)

Cuenca sedimentaria colombiana de gran relevancia para hidrocarburos, que presenta también potencial para almacenamiento geológico de CO₂ y sirve de base territorial para el clúster de hidrógeno azul propuesto en la tesis.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

MMV (Monitoring, Measurement and Verification)

Monitoreo, medición y verificación. Conjunto de actividades técnicas destinadas a asegurar que el CO₂ almacenado geológicamente permanece confinado de manera segura, y que las cantidades capturadas e inyectadas son correctamente cuantificadas.

MinEnergía (Ministerio de Minas y Energía)

Ministerio encargado de formular y adoptar la política pública del sector minero-energético en Colombia, incluyendo lineamientos sobre hidrógeno y CCUS.

N

NDC (Nationally Determined Contribution)

Contribución Determinada a Nivel Nacional. Compromiso presentado por cada país bajo el Acuerdo de París que recoge sus metas de reducción de emisiones y de adaptación al cambio climático.

O

OPEX (Operating Expenditure)

Gasto operativo. Costos recurrentes asociados a la operación y mantenimiento de un proyecto (insumos, energía, personal, repuestos, solventes, etc.).

P

Pirólisis de metano

Proceso termoquímico mediante el cual el metano (CH₄) se descompone en hidrógeno gas y carbono sólido, sin generación directa de CO₂, aunque con requerimientos energéticos significativos.

Pozo de observación (monitoring well)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Pozo perforado específicamente para monitorear la presión, composición de fluidos y otros parámetros en un reservorio donde se almacena CO₂, complementando la información de los pozos de inyección.

Precio al carbono

Instrumento económico (impuesto, mercado de emisiones o mecanismo equivalente) que asigna un costo a las emisiones de CO₂, incentivando tecnologías de menor carbono como el hidrógeno azul y verde.

R

Reformado con vapor de metano (SMR, Steam Methane Reforming)

Proceso industrial dominante de producción de hidrógeno a partir de gas natural. El metano reacciona con vapor de agua a alta temperatura sobre un catalizador, generando una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, que luego se convierte en CO₂ y más H₂ en una etapa de desplazamiento agua-gas.

Reformado autotérmico (ATR, Autothermal Reforming)

Proceso de producción de hidrógeno que combina oxidación parcial de metano con reformado con vapor en un único reactor, utilizando el calor generado por la oxidación para impulsar las reacciones endotérmicas. Suele integrarse de manera más eficiente con captura de CO₂.

Reservorio agotado / campo agotado

Yacimiento de petróleo o gas cuya producción económica ha finalizado o es muy reducida. Estos reservorios, por haber demostrado capacidad de confinar fluidos durante escalas de tiempo geológicas, son candidatos atractivos para almacenamiento de CO₂.

S

Santander (departamento)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Región administrativa colombiana donde se ubica la refinería de Barrancabermeja y buena parte de la infraestructura y el potencial geológico analizados en la tesis.

SMR+CCS / ATR+CCS

Configuraciones de planta de hidrógeno en las que el proceso básico de reformado (SMR o ATR) se integra con tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ para reducir la huella de carbono del hidrógeno producido.

Stakeholder (actor de interés)

Persona, grupo u organización que puede verse afectada o influir en un proyecto o política (por ejemplo, instituciones públicas, empresas, comunidades, ONGs, academia).

SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats)

Herramienta de análisis estratégico que identifica Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas de un proyecto o territorio.

T

Tecnologías de electrólisis

Conjunto de tecnologías (AEL, PEM, SOEC) que permiten producir hidrógeno a partir de agua y electricidad, con distintos niveles de madurez, eficiencia, costo y aplicabilidad.

Transición energética justa

Concepto que enfatiza que la transformación hacia sistemas energéticos bajos en carbono debe considerar la equidad social, el empleo y el desarrollo regional, evitando que comunidades dependientes de los combustibles fósiles queden rezagadas.

U

UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Entidad técnica adscrita al MinEnergía, responsable de la planificación a mediano y largo plazo del sector energético de Colombia, incluyendo escenarios de demanda y oferta de hidrógeno.

W

WACC (Weighted Average Cost of Capital)

Costo promedio ponderado del capital. Tasa que refleja el costo esperado de los recursos financieros (deuda y capital propio) empleados en un proyecto y que se utiliza como tasa de descuento en las evaluaciones financieras.

Well-to-gate / well-to-wheel

Enfoques de análisis de emisiones o energía desde el pozo (extracción de recursos) hasta la puerta de planta (gate) o hasta el uso final (wheel, por ejemplo, en transporte).

Z

Zona de influencia

Área geográfica y social sobre la cual un proyecto tiene impactos directos o indirectos (económicos, ambientales, sociales), que debe considerarse en las evaluaciones de impacto y en los procesos de participación.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Resumen

Título: Transformación de gas natural a hidrógeno: Un modelo sostenible para Santander revisando las experiencias locales *

Autor: Juan Carlos Cortes Pinzón**2

Palabras clave: *hidrógeno azul, gas natural, SMR, ATR, CCUS, LCOH.*

Esta tesis de maestría evalúa la viabilidad técnica, económica e institucional de producir hidrógeno azul a partir de gas natural en el departamento de Santander, Colombia, con horizonte temporal al año 2050. Ante la urgencia de descarbonizar sectores industriales de difícil transición, la investigación propone que Santander reúne condiciones excepcionales para liderar esta transformación: infraestructura gasífera consolidada, la refinería de Barrancabermeja como demanda ancla, potencial geológico para el almacenamiento de CO₂ en las cuencas sedimentarias del Valle del Magdalena, y un ecosistema institucional articulado en torno a Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander.

Mediante un diseño metodológico mixto que combina análisis técnico-económico (TEA), cálculo del Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH), análisis espacial GIS, entrevistas semiestructuradas con stakeholders y un taller participativo SWOT se evaluaron dos rutas tecnológicas principales: el reformado con vapor (SMR) y el reformado autotérmico (ATR), ambos acoplados a sistemas de Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS).

Los resultados indican que el LCOH para SMR+CCS se sitúa entre USD 1,8 y 2,4 por kilogramo de hidrógeno en condiciones base, alcanzando competitividad frente al hidrógeno gris cuando se internaliza un precio de carbono igual o superior a USD 30 por tonelada de CO₂. La tecnología ATR+CCS mostró ventajas adicionales al lograr tasas de captura superiores al 95 %. Las proyecciones basadas en curvas de aprendizaje tecnológico anticipan una reducción del LCOH de entre el 20 % y el 30 % para el año 2040.

El análisis socio-institucional reveló que, si bien los actores del sector energético reconocen el potencial estratégico del hidrógeno azul, la principal barrera no es tecnológica ni financiera sino regulatoria: Colombia carece de un marco normativo para CCS y de señales claras de precio al carbono. Como resultado integrador, la investigación propone una hoja de ruta en tres fases, demostración (2026–2030), escalamiento industrial (2031–2040) y optimización del mix con hidrógeno verde (2041–2050) con un piloto inicial de 5.000 toneladas anuales de hidrógeno acoplado a la refinería de Barrancabermeja.

La tesis concluye que el hidrógeno azul representa una tecnología de transición viable y estratégicamente necesaria para Santander, siempre que se establezcan los incentivos regulatorios y financieros adecuados a nivel nacional.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Cesar Augusto Patiño Suarez.

Abstract

Title: Natural gas to hydrogen transformation: A sustainable model for Santander reviewing local experiences*

Author: Juan Carlos Cortes Pinzón**4 .

Keywords: *Blue hydrogen, natural gas, SMR, ATR, CCUS, LCOH.*

Description: This master's thesis assesses the technical, economic, and institutional feasibility of producing blue hydrogen from natural gas in the department of Santander, Colombia, with a time horizon extending to 2050. Faced with the urgent need to decarbonize hard-to-abate industrial sectors, the research argues that Santander presents exceptional conditions to lead this transformation: consolidated gas infrastructure, the Barrancabermeja refinery as anchor demand, geological potential for CO₂ storage in the sedimentary basins of the Magdalena Valley, and an institutional ecosystem centered on Ecopetrol and Universidad Industrial de Santander.

Through a mixed-methods design combining Techno-Economic Analysis (TEA), Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) calculation, GIS spatial analysis, semi-structured stakeholder interviews, and a participatory SWOT workshop, two primary technological routes were evaluated: Steam Methane Reforming (SMR) and Autothermal Reforming (ATR), both coupled with Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) systems.

Results indicate that the LCOH for SMR+CCS ranges from USD 1.8 to 2.4 per kilogram of hydrogen under base conditions, becoming competitive with grey hydrogen when a carbon price of USD 30 per tonne CO₂ or higher is internalized. ATR+CCS demonstrated additional advantages by achieving capture rates exceeding 95%. Projections based on technology learning curves anticipate a 20–30% LCOH reduction by 2040.

The socio-institutional analysis revealed that, while energy sector stakeholders recognize the strategic potential of blue hydrogen, the primary barrier is neither technological nor financial but regulatory: Colombia lacks a normative framework for CCS and clear carbon price signals. As an integrating output, the research proposes a three-phase roadmap—demonstration (2026–2030), industrial scale-up (2031–2040), and energy mix optimization with green hydrogen (2041–2050), anchored by an initial pilot of 5,000 tonnes of hydrogen per year coupled to the Barrancabermeja refinery.

The thesis concludes that blue hydrogen represents a viable and strategically necessary transition technology for Santander, provided that adequate regulatory and financial incentives are established at the national level.

*Degree work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Cesar Augusto Patiño Suarez.

Introducción

La transición energética global se ha vuelto un proceso difícilmente reversible. El Acuerdo de París plantea limitar el aumento de la temperatura media global a 1,5 °C y alcanzar emisiones netas cero de CO₂ hacia mediados de siglo, lo que exige transformar de manera profunda la forma en que se produce, transporta y utiliza la energía en sectores como la generación eléctrica, la industria, el transporte y la edificación (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC, 2015). En los últimos años, las energías renovables han asumido un papel central en esa transformación: en 2024 la capacidad renovable mundial alcanzó alrededor de 4.448 GW, tras un crecimiento récord de 585 GW adicionales -más del 90% de la nueva capacidad eléctrica instalada-, impulsado casi en su totalidad por la expansión de la solar y la eólica (International Renewable Energy Agency (IRENA, 2025; ManagEnergy, 2025). Proyecciones recientes indican que, de mantenerse las tendencias actuales, la capacidad renovable global podría acercarse a 6.300 GW hacia 2025, con la fotovoltaica y la eólica explicando cerca del 95% del crecimiento esperado (International Energy Agency IEA, 2025).

A pesar de este avance, la electrificación directa no resulta suficiente para descarbonizar la totalidad del sistema energético. Sectores como el acero, el cemento, los químicos básicos, la refinación de petróleo, la aviación, el transporte marítimo y el transporte pesado por carretera presentan requerimientos de alta densidad energética, temperaturas extremas o condiciones operativas que hacen muy compleja su sustitución completa por electricidad renovable (Iberdrola, 2024; World Economic Forum WEF, 2024). Estos llamados “sectores de difícil abatimiento” concentran alrededor de un tercio de las emisiones energéticas globales y avanzan hacia la descarbonización a un ritmo insuficiente para alcanzar la neutralidad en 2050 (WEF, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

En este contexto, el hidrógeno ha emergido como un vector energético clave para apoyar la descarbonización de esos sectores. Su versatilidad es notable: el hidrógeno (H_2) puede producirse a partir de gas natural, carbón, biomasa o electricidad renovable; almacenarse como gas comprimido, líquido criogénico o en portadores químicos como el amoníaco; y utilizarse como materia prima en la refinación y la producción de amoníaco y metanol, o como combustible en celdas de combustible y sistemas de combustión directa (IEA, 2024a; Joint Research Centre JRC, 2021). A escala global, la demanda de hidrógeno alcanzó alrededor de 97 millones de toneladas en 2023, de las cuales más del 95% se cubrió con hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles sin captura de carbono, principalmente hidrógeno gris (IEA, 2024a; RealHyFC, 2025).

El hidrógeno gris, producido por reformado con vapor (SMR) de gas natural o por gasificación de carbón sin captura de CO_2 , presenta una huella climática elevada: diferentes evaluaciones de ciclo de vida sitúan sus emisiones típicas entre 10 y 12 kg de CO_2 por kilogramo de H_2 para el SMR, y en valores que pueden superar los 13-14 kg $CO_2eq/kg H_2$ cuando se consideran rutas asociadas al GNL y al gas importado (IEA, 2024a; Jolly, 2025). Este patrón de producción genera del orden de 830 a 1.300 millones de toneladas de CO_2 al año, equivalentes a aproximadamente un 2-3% de las emisiones energéticas globales (IEA, 2024a; Climate Change Committee, 2023).

Para diferenciar las rutas de producción según su huella de carbono se ha extendido el uso de una clasificación por “colores”:

- Hidrógeno gris: producido a partir de gas natural o carbón sin captura de CO_2 , con la mayor intensidad de emisiones.
- Hidrógeno azul: obtenido también a partir de gas natural (mediante SMR o ATR), pero combinado con tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCS/CCUS) que permiten capturar típicamente entre el 90 y el 98% del CO_2 del proceso, reduciendo la intensidad de carbono a valores de 0,4 a 2,1 kg $CO_2/kg H_2$ (IEAGHG, 2022; IEA, 2024a).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- Hidrógeno verde: generado mediante electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, con emisiones de ciclo de vida cercanas a cero cuando el mix eléctrico es 100% renovable (Ministerio de Minas y Energía, 2021).
- Hidrógeno turquesa: producido por pirólisis de metano, en la que el carbono se obtiene en forma sólida, con intensidades estimadas del orden de 0,77 a 1,1 kg CO₂eq/kg H₂ al incorporar las posibles fugas de metano (Hauglustaine, 2025).

Para países que, como Colombia, disponen de reservas de gas natural e infraestructura gasífera consolidada, el hidrógeno azul se perfila como una opción de transición particularmente relevante. Esta ruta permite aprovechar gasoductos, plantas y capacidades industriales ya existentes, evitando parte de las inversiones que exigirían tecnologías que parten desde cero; facilita reducir emisiones al sustituir paulatinamente el hidrógeno gris por hidrógeno de menor huella de carbono sin desarticular de forma abrupta las cadenas de suministro industrial; y obliga a desarrollar capacidades en CCS/CCUS que posteriormente pueden transferirse a otros procesos intensivos en carbono, como la generación térmica, la producción de cemento o de acero (Global CCS Institute, 2021; AZO CleanTech, 2025). Además, contribuye a crear tempranamente un mercado de hidrógeno de bajas emisiones que puede facilitar, en el futuro, la penetración del hidrógeno verde a medida que continúe la reducción de costos de las energías renovables y de la electrólisis (Hydrogen Council & McKinsey, 2024; WEF, 2025).

En este marco, la tesis se enfoca en el rol del hidrógeno azul como vía prioritaria de descarbonización vinculada al gas natural, la refinación y las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, con especial atención al contexto colombiano y a la Refinería de Barrancabermeja como caso de estudio.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Justificación

Esta tesis nace dentro de una maestría en Petróleos y Gas, y eso marca desde el inicio su orientación. No se trata de un estudio genérico sobre hidrógeno, sino de un trabajo que parte de un proceso industrial concreto -la producción de hidrógeno gris a partir de gas natural en refinerías y plantas petroquímicas- y explora cómo transformarlo en hidrógeno azul utilizando tecnologías que el propio sector conoce y domina: reformado con vapor (SMR), reformado autotérmico (ATR), captura de CO₂, transporte de gases y almacenamiento geológico (IEA, 2023). Lo que se propone, en el fondo, es reutilizar y revalorizar la infraestructura y las competencias acumuladas durante décadas en el sector de petróleo y gas, en lugar de descartarlas, alineando la transición energética con la realidad industrial y laboral del país (IEA, 2023). La tesis funciona, así como un puente conceptual y práctico a la vez, entre el mundo de los hidrocarburos y la economía emergente del hidrógeno, mostrando que el sector de Petróleos y Gas tiene la posibilidad de pasar de ser fuente del problema a convertirse en parte activa de la solución (AZO CleanTech, 2025)

Justificación Científica y Tecnológica

Desde el punto de vista científico, el estudio responde a un vacío concreto: la ausencia de análisis profundos y actualizados sobre la producción de hidrógeno azul a partir de gas natural en el contexto colombiano y santandereano, que integren tecnologías de CCS/CCUS con las condiciones locales de recursos, infraestructura, geología y demanda (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025). Para llenar ese vacío, el trabajo sistematiza y compara las principales tecnologías de reforma de gas natural (SMR y ATR), las alternativas de captura de carbono y opciones complementarias como la pirólisis de metano, evaluándolas bajo criterios consistentes de eficiencia, emisiones, costos y madurez tecnológica (IEAGHG, 2022). A partir de esa comparación, propone una metodología de evaluación y priorización de rutas tecnológicas pensada para un país que produce gas, cuenta con infraestructura madura y enfrenta recursos limitados, pero tiene necesidades urgentes de descarbonización (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

El trabajo no desconoce el papel que el hidrógeno verde tendrá en el largo plazo; sin embargo, sostiene que en el corto y mediano plazo la mayor ganancia en reducción de emisiones del sector industrial colombiano proviene de optimizar el hidrógeno gris que ya existe y convertirlo en azul mediante CCS/CCUS (Global CCS Institute, 2021).

Justificación Económica e Industrial

La Refinería de Barrancabermeja es, al mismo tiempo, un activo estratégico para la seguridad energética de Colombia, una fuente importante de empleo directo e indirecto en Santander y regiones vecinas, y uno de los consumidores más concentrados de hidrógeno gris del país, lo que la convierte en un candidato natural para ser el primer gran mercado de hidrógeno azul.

Convertir gradualmente ese hidrógeno gris en azul permitiría descarbonizar un proceso intensivo en emisiones sin sacrificar la competitividad ni la seguridad de suministro de combustibles, al tiempo que genera economías de escala capaces de reducir costos y facilitar después el uso de hidrógeno azul en otros sectores como fertilizantes, transporte pesado o industria (AZO CleanTech, 2025). A eso se suma el efecto multiplicador que trae consigo la inversión en CCS/CCUS: ingeniería, construcción, operación y mantenimiento de sistemas que generan empleo calificado y atraen capital tecnológico a la región (World Economic Forum WEF, 2024).

En un escenario de transición energética, el hidrógeno azul le ofrece al sector de Petróleos y Gas algo que pocas alternativas ofrecen: una ruta de transformación y permanencia en la economía, no una simple contracción.

Justificación Ambiental y Climática

La producción de hidrógeno gris en refinerías y plantas químicas aporta de manera significativa a las emisiones de CO₂ del sector industrial colombiano. Integrar CCS/CCUS a esa producción para obtener hidrógeno azul puede recortar entre un 80 y un 95% de esas emisiones, dependiendo de la tasa de captura

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

alcanzada y de qué tan bien se controlen las fugas de metano a lo largo de la cadena de gas natural (Hauglustaine, 2025; Davids, 2025).

El estudio se justifica en términos ambientales porque identifica opciones concretas de reducción de emisiones asociadas a procesos que ya existen, no a instalaciones futuras hipotéticas, con resultados cuantificables en el corto plazo (IEAGHG, 2022). Al mismo tiempo, evalúa de qué manera el hidrógeno azul puede contribuir al cumplimiento de las metas fijadas en la NDC 3.0 y al horizonte de carbono-neutralidad a 2050, sin eludir la discusión sobre emisiones de ciclo de vida ni la necesidad de minimizar las fugas de metano para que los beneficios climáticos del hidrógeno azul sean reales y no solo contables (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2025).

Justificación Territorial y de Política Pública

Santander aloja la principal refinería de Colombia, posee infraestructura gasífera relevante y un potencial geológico que podría ser apto para almacenamiento de CO₂, y cuenta con universidades y centros de investigación con trayectoria en ingeniería, petróleo y gas (UIS, ICEPET, GIT, CAMBUC ETC). A pesar de todo eso, y a diferencia de regiones como Antioquia, donde ya funciona la iniciativa Hidrógeno Antioquia, el departamento carece de una hoja de ruta específica para el hidrógeno que articule su potencial energético, industrial y de conocimiento (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025).

Este trabajo busca contribuir a cerrar esa brecha, ofreciendo una base técnico-estratégica sobre la cual Santander pueda construir una política departamental de hidrógeno azul alineada con la Estrategia Nacional de Hidrógeno y la NDC 3.0, facilitando la toma de decisiones informadas por parte de la Gobernación, Ecopetrol, empresas de gas, academia y demás actores, y orientando el uso de recursos de inversión pública, como las regalías, hacia proyectos con alto impacto en descarbonización e innovación (Ministerio de Minas y Energía, 2021; WEF, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Justificación Social y de Transición Justa

La transición hacia una economía baja en carbono no es solo un cambio tecnológico; implica transformaciones laborales, territoriales y sociales profundas. En regiones cuya identidad económica ha girado durante décadas alrededor del petróleo y el gas, como ocurre en Santander, una transición mal gestionada podría provocar pérdida masiva de empleos, desvalorización de activos industriales y conflictos sociales ligados a la percepción de que industrias enteras se abandonan de un día para otro (Ministerio de Minas y Energía, 2025; DNP, 2024).

El hidrógeno azul ofrece una alternativa distinta: una ruta de reconversión progresiva en la que las competencias de quienes hoy trabajan en el sector de Petróleos y Gas resultan altamente transferibles a la operación de plantas de hidrógeno y sistemas de CCS, en la que la infraestructura existente se reutiliza en lugar de desmantelarse, y en la que es posible articular programas de formación y capacitación que fortalezcan el capital humano local en tecnologías de transición (IEA, 2021; WEF, 2024). La propia Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) ha definido la Transición Energética Justa como un proceso que debe integrar reconversión laboral, participación social vinculante y un enfoque diferencial de derechos (UPME, 2025). En ese sentido, el estudio se justifica como un aporte concreto a la construcción de una transición que sea justa para Santander y para las personas que dependen del sector de petróleo y gas.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar si es posible y conveniente transformar el hidrógeno gris que hoy se produce a partir de gas natural en Colombia en hidrógeno azul, poniendo el foco en Santander y en la Refinería de Barrancabermeja, y diseñar una hoja de ruta que indique cómo hacerlo mediante la integración de tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCS/CCUS) dentro del marco de la transición energética del país, sin perder de vista el papel futuro del hidrógeno verde y del hidrógeno turquesa.

Objetivos Específicos

- Reconstruir el estado del arte internacional sobre producción de hidrógeno azul a partir de gas natural, identificando qué tecnologías de reforma (SMR, ATR), qué esquemas de CCS/CCUS, qué formas de integración en refinerías y plantas químicas y qué estrategias de implementación han resultado más exitosas y podrían adaptarse al contexto colombiano y santandereano.
- Poner en perspectiva las principales rutas de producción de hidrógeno -gris, azul, verde y turquesa- comparando su eficiencia, sus costos, su intensidad de emisiones y su grado de madurez tecnológica, con el objetivo de entender en qué condiciones tiene más sentido reconvertir el hidrógeno gris existente en hidrógeno azul y cómo se complementan la electrólisis y la pirólisis en el mediano y largo plazo.
- Levantar un diagnóstico detallado sobre cómo se produce y se usa hoy el hidrógeno gris en Colombia, con especial atención a la Refinería de Barrancabermeja y a otras instalaciones relevantes, y revisar el avance de estudios y pilotos de CCS/CCUS en el país para identificar qué barreras, oportunidades y condiciones habilitantes definen la viabilidad de desplegar hidrógeno azul a escala comercial en Santander.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- Construir una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno azul a partir de gas natural en Santander que, de manera ordenada en el tiempo, plantee metas de sustitución de hidrógeno gris, fases de implementación, proyectos prioritarios, requerimientos de infraestructura y de CCS/CCUS, necesidades de inversión y arreglos de gobernanza, y que al mismo tiempo deje espacio para integrar, más adelante, otras formas de hidrógeno de bajas emisiones.

2. Marco general de la investigación

2.1 Hipótesis

2.1.1. *Hipótesis Central*

Esta tesis parte de la idea de que transformar la producción de hidrógeno gris en hidrógeno azul a partir de gas natural en Colombia, con énfasis en Santander y en la Refinería de Barrancabermeja, no solo es técnicamente posible, sino también económicamente razonable, y que esa transformación puede reducir de manera importante las emisiones de CO₂ sin perder competitividad en el sector de Petróleos y Gas. Esta hipótesis se sostiene bajo cuatro condiciones: que se seleccionen e implementen configuraciones adecuadas de reforma de gas natural, principalmente SMR y ATR, combinadas con sistemas de CCS/CCUS de alta eficiencia; que exista un andamiaje de políticas públicas, incentivos económicos y reglas claras que reduzcan el riesgo de invertir en hidrógeno azul y CCS/CCUS; que se aprovechen al máximo los activos y la infraestructura de gas y refinación ya existentes en Santander; y que se integren, de manera gradual, otras tecnologías de hidrógeno bajo en emisiones -como el verde y el turquesa- en función de su madurez y competitividad futura, sin posponer por ello la optimización del hidrógeno gris actual.

2.1.2. *Hipótesis Específicas*

- H1 - Viabilidad técnica. La combinación de tecnologías de reforma de gas natural (SMR y ATR) con sistemas de captura, utilización y almacenamiento de carbono en el contexto de Santander puede

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

alcanzar tasas de captura iguales o superiores al 90% y operar de forma confiable utilizando la infraestructura de gas natural y las capacidades técnicas que ya existen en la región.

- H2 - Viabilidad económica condicionada. Bajo supuestos realistas de precios de gas natural, costos de capital, niveles de precio de carbono y esquemas de incentivos, el costo nivelado del hidrógeno azul producido en Santander puede ubicarse en un rango competitivo frente al hidrógeno gris importado o producido sin captura, especialmente cuando se internalizan los costos asociados a las emisiones de CO₂.
- H3 - Impacto en emisiones. La sustitución progresiva del hidrógeno gris que actualmente utiliza la Refinería de Barrancabermeja por hidrógeno azul puede reducir en, al menos, un 70–90% las emisiones directas de CO₂ asociadas a la producción de hidrógeno en la instalación.
- H4 - Rol habilitador del sector de Petróleos y Gas. El conocimiento acumulado, la infraestructura y la capacidad de inversión del sector de Petróleos y Gas en Colombia permiten que Santander funcione como un laboratorio de referencia nacional para la implementación de proyectos de hidrógeno azul y CCS/CCUS, generando aprendizajes que puedan replicarse después en otras regiones y tecnologías.
- H5 - Complementariedad tecnológica. Aunque el hidrógeno verde y el hidrógeno turquesa serán cada vez más relevantes en el mediano y largo plazo, la estrategia óptima para Santander en el corto y mediano plazo pasa por descarbonizar primero el hidrógeno gris existente mediante hidrógeno azul, creando así las bases de mercado, infraestructura y gobernanza que facilitarán la adopción posterior de otras tecnologías de hidrógeno bajo en emisiones.

2.2. Alcance

2.2.1. Alcance Geográfico

El estudio se concentra en Colombia, con un foco principal en el departamento de Santander y, dentro de este, en la Refinería de Barrancabermeja como caso emblemático de consumo de hidrógeno gris y potencial consumidor ancla de hidrógeno azul. Cuando aporta valor al análisis comparativo, se incorporan

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

referencias y experiencias de otras regiones del país, como Antioquia, la Costa Caribe o La Guajira, especialmente en lo relativo a iniciativas de hidrógeno, infraestructura de gas e iniciativas de transición energética regional

2.2.2. Alcance Temporal

El trabajo abarca tres horizontes de tiempo: el periodo reciente 2020–2025, que sirve para entender la evolución global y nacional del hidrógeno y del CCS/CCUS; el corto y mediano plazo 2026–2035, considerado crítico para la implementación inicial de proyectos de hidrógeno azul en Santander; y el largo plazo 2036–2050, que permite ubicar la estrategia de hidrógeno azul dentro del marco más amplio de la transición hacia tecnologías de hidrógeno de cero emisiones netas y de las metas de carbono-neutralidad fijadas por Colombia

2.2.3. Alcance Tecnológico

La tesis se centra prioritariamente en tecnologías de producción de hidrógeno a partir de gas natural -en particular SMR y ATR, combinadas con sistemas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, aplicadas a instalaciones de producción de hidrógeno y a refinerías. De forma complementaria se incluyen tecnologías de electrólisis (hidrógeno verde) y de pirólisis de metano (hidrógeno turquesa), con el propósito de situar el hidrógeno azul dentro de un abanico más amplio de opciones tecnológicas y de entender posibles trayectorias de convergencia y sustitución en el tiempo. No se profundiza en tecnologías de hidrógeno a partir de biomasa ni en rutas fotocatalíticas o biológicas, debido a su menor madurez o a su menor relevancia directa respecto al objetivo central de optimizar el hidrógeno gris existente.

2.2.4. Alcance Sectorial

El análisis se focaliza en los sectores donde el hidrógeno azul a partir de gas natural puede tener un impacto directo o inmediato: la refinación de petróleo, con énfasis en Barrancabermeja, la industria química y de fertilizantes que ya utiliza hidrógeno como insumo, y la infraestructura de gas natural en sus

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

etapas de producción, transporte y distribución. Otros sectores intensivos en energía, como el transporte, la siderurgia o la generación eléctrica, se consideran en la medida en que puedan beneficiarse en el futuro de la disponibilidad de hidrógeno azul, pero no constituyen el foco primario del estudio.

2.3. Delimitaciones

En coherencia con el carácter de una tesis de maestría y con los recursos disponibles, el estudio establece las siguientes delimitaciones: no se realiza diseño de ingeniería de detalle ni evaluación financiera a nivel de proyecto individual, sino que se trabaja en el nivel de pre-factibilidad y planificación estratégica; no se desarrollan estudios de impacto ambiental específicos por sitio, sino que los impactos y beneficios se discuten de forma agregada; no se lleva a cabo un proceso de consulta amplia con comunidades, sino que se recurre principalmente a fuentes documentales y a entrevistas con expertos del sector que, en algunos casos, pueden preferir el anonimato; y no se aborda la transición completa hacia un sistema basado exclusivamente en hidrógeno verde o turquesa, sino que estas tecnologías se tratan como complementos futuros, manteniendo el énfasis en el hidrógeno azul como prioridad aplicada al contexto de una maestría en Petróleos y Gas.

3. Marco de referencia

Este capítulo reúne la base investigativa, conceptual y normativa que sostiene la tesis. Se organiza en tres partes: primero se revisan los antecedentes más relevantes sobre hidrógeno azul y CCS/CCUS a nivel internacional, regional y nacional; luego se desarrolla el marco teórico-conceptual sobre el hidrógeno como vector energético y las principales tecnologías de producción; y, finalmente, se presenta el marco normativo que está dando forma al desarrollo del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia.

3.1 Antecedentes Investigativos

3.2 Estudios Internacionales sobre Producción de Hidrógeno Azul

La combinación de gas natural con captura y almacenamiento de carbono para producir hidrógeno ha pasado, en pocas décadas, de ser una idea de laboratorio a un eje central de los escenarios de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

descarbonización profunda. El informe *The Future of Hydrogen* de la Agencia Internacional de Energía (IEA) planteó al hidrógeno azul como un “puente” necesario para descarbonizar los sectores que hoy dependen de hidrógeno gris, y estimó que más del 95% de la oferta mundial sigue proviniendo de combustibles fósiles sin captura, con emisiones cercanas a 830 Mt de CO₂ al año (International Energy Agency IEA, 2019, 2024a). En escenarios compatibles con el Acuerdo de París, la IEA prevé que el hidrógeno podría cubrir una porción significativa de la demanda energética final hacia 2050, con el hidrógeno azul ocupando un rol estacado en las próximas décadas mientras el hidrógeno verde reduce costos y se masifica (IEA, 2024a, 2024b).

En paralelo, el Hydrogen Council ha seguido de cerca la dinámica de proyectos a escala mundial. Sus reportes *Hydrogen Insights* muestran una cartera de cientos de iniciativas de hidrógeno de bajas emisiones anunciadas hacia 2030, con inversiones comprometidas que ya superan los 200–300 mil millones de dólares, y una fracción importante de esos proyectos asociada a hidrógeno azul en regiones con infraestructura gasífera consolidada, como América del Norte, el Mar del Norte y Oriente Medio (Hydrogen Council, 2021, 2024).

En la literatura académica, los estudios tecno-económicos y de análisis de ciclo de vida han afinado la comprensión de esta ruta. Las revisiones sobre captura de CO₂ aplicada a plantas de reformado de metano coinciden en que las tasas de captura comercialmente viables se ubican entre el 85% y el 95%, según la configuración del proceso y el grado de captura en corrientes de proceso y Al mismo tiempo, trabajos críticos como los de Howarth y Jacobson han puesto sobre la mesa el efecto de las fugas de metano en la cadena del gas natural, mostrando que, con tasas de fuga superiores a 3–3,5%, la ventaja climática del hidrógeno azul se reduce de forma considerable (Howarth & Jacobson, 2021; Hauglustaine, 2025). Esto ha impulsado nuevas investigaciones sobre medición, reporte y mitigación de emisiones fugitivas

Los organismos públicos también han aportado evidencia. El National Energy Technology Laboratory (NETL) de Estados Unidos, por ejemplo, ha desarrollado modelos tecno económicos detallados para

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

plantas de hidrógeno azul a gran escala, con estimaciones recientes de costos en el rango de 1,5–2,5 USD/kg para instalaciones mayores a 100 kt/año bajo condiciones estadounidenses y con apoyo de incentivos como el crédito fiscal 45Q (NETL, 2022).

3.3.1. *Proyectos de referencia de hidrógeno azul y CCS/CCUS*

Más allá de los modelos, ya existen proyectos que muestran cómo se ve el hidrógeno azul en el terreno. Quest CCS (Shell, Alberta, Canadá) es uno de los casos emblemáticos: desde 2015 captura alrededor de 1 Mt de CO₂ al año originado en la producción de hidrógeno por reformado de metano para mejorar arenas bituminosas, e inyecta ese CO₂ en un acuífero salino profundo; para 2023 había superado los 7 Mt acumulados, con tasas de captura sostenidas por encima del 90% y un programa robusto de monitoreo y verificación (Global CCS Institute, 2021)

En Estados Unidos, el proyecto de Air Products en Port Arthur (Texas) captura del orden de 1 Mt de CO₂/año de una planta SMR que abastece de hidrógeno a refinerías locales, utilizando el CO₂ en esquemas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) y generando así un flujo de ingresos adicional (Global CCS Institute, 2021). A mayor escala, la infraestructura Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) en Canadá funciona como un “colector” de CO₂ para varios emisores industriales, con un gasoducto de más de 200 km y capacidad de hasta 14–15 Mt/año, reduciendo costos unitarios de transporte y almacenamiento (Global CCS Institute, 2021).

Estos ejemplos muestran que la producción de hidrógeno con captura de CO₂ no solo es técnicamente viable, sino que puede sostener altas tasas de captura de manera estable y apoyarse en modelos de negocio que combinan venta de CO₂ para usos industriales, esquemas de precios al carbono e incentivos fiscales (Global CCS Institute, 2021; IEAGHG, 2022).

3.3.2. *Investigaciones en América Latina y Colombia*

En América Latina, el despliegue de hidrógeno de bajas emisiones se encuentra en una fase de arranque, pero varios países han avanzado en estrategias y estudios que sirven de referencia. Chile se ha posicionado

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

como líder regional a partir de su Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de 2020, que fija metas ambiciosas de producción por electrólisis, aunque reconoce el rol complementario del hidrógeno producido a partir de gas natural con captura en ciertas regiones (Ministerio de Energía de Chile, 2020). Brasil, por su parte, ha impulsado estudios sobre hidrógeno a partir de gas natural offshore y etanol, con fuerte énfasis en hidrógeno verde apalancado en su matriz hidroeléctrica (World Economic Forum WEF, 2024).

En Colombia, el punto de partida institucional es la Hoja de Ruta del Hidrógeno publicada por el Ministerio de Minas y Energía en 2021, que prioriza el hidrógeno verde a partir de renovables, pero reconoce explícitamente al hidrógeno azul como opción de transición en sectores como la refinación y la industria química (Ministerio de Minas y Energía, 2021). Ecopetrol ha complementado esta visión con estudios internos y pilotos: ha anunciado proyectos de hidrógeno verde en sus refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, y ha señalado su interés en desarrollar proyectos de hidrógeno azul apoyados en el acceso a gas natural y en su experiencia en procesos de refinación y captura de CO₂ (World Energy Trade, 2021; Ecopetrol, 2025).

En el ámbito académico, grupos de la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad de los Andes y otras instituciones han estudiado el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en cuencas como el Valle Medio del Magdalena, estimando capacidades de almacenamiento de varios cientos de Mt de CO₂ en campos petroleros agotados y formaciones salinas profundas, con implicaciones directas para proyectos de hidrógeno azul en Santander (Montes et al., 2021; IEA, 2023). El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ha desarrollado desde hace más de una década pilotos de captura postcombustión en instalaciones industriales, acumulando experiencia en tecnologías y operación de sistemas de captura que puede transferirse a futuros esquemas de hidrógeno azul (Ecopetrol, 2025)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

3.3.3. *Iniciativas regionales en Colombia: Antioquia como referente*

A escala subnacional, Antioquia ha construido la iniciativa más articulada del país en torno al hidrógeno mediante el programa Hidrógeno Antioquia, un esfuerzo que reúne a empresas, universidades y autoridades territoriales. Este programa ha financiado estudios de prefactibilidad para proyectos de hidrógeno verde, ha impulsado pruebas piloto de buses de celda de combustible en el sistema de transporte de Medellín y ha avanzado en el diseño de una hoja de ruta departamental para el hidrógeno (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025).

La Universidad de Antioquia creó en 2022 un Centro de Investigación en Hidrógeno y Energías Sostenibles que trabaja en caracterización de electrolizadores, integración con fuentes renovables y análisis normativo; aunque su énfasis principal es el hidrógeno verde, el centro reconoce la necesidad de investigar CCS/CCUS como condición para viabilizar hidrógeno azul en regiones con recursos de gas natural (World Economic Forum, 2024). La experiencia de Antioquia es relevante para Santander porque muestra cómo un departamento puede articular actores públicos, privados y académicos alrededor de una agenda de hidrógeno, aunque sus condiciones energéticas y su matriz industrial sean diferentes.

3.3.4. *Brechas de Conocimiento identificadas*

La revisión de estos antecedentes permite identificar varias brechas específicas que esta tesis busca abordar. En primer lugar, falta un análisis integral y contextualizado para Santander que evalúe el potencial de hidrógeno azul considerando simultáneamente la refinería de Barrancabermeja, la disponibilidad de gas natural, la infraestructura existente y las características geológicas locales para almacenamiento de CO₂. En segundo lugar, los estudios tecnoeconómicos disponibles utilizan, en muchos casos, parámetros de costos y precios de otras regiones (Estados Unidos, Europa), por lo que se requiere una parametrización más fina con costos de capital, operación, gas natural y electricidad propios de Colombia.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

En tercer lugar, aunque existe literatura sobre CCS en refinerías y sobre hidrógeno azul por separado, son escasos los trabajos que analicen la integración óptima de ambos en el contexto particular de refinerías colombianas, tanto desde la perspectiva técnica como regulatoria. Finalmente, no se ha formulado todavía una hoja de ruta regional específica para hidrógeno azul que establezca fases, proyectos prioritarios, esquemas de gobernanza y opciones de financiamiento a nivel departamental. Esta tesis se plantea como un primer esfuerzo para cerrar parcialmente esas brechas, generando insumos aplicables a la toma de decisiones en Santander y replicables en otras regiones del país.

3.4. Marco Teórico-Conceptual

3.4.1. *Fundamentos del Hidrógeno como Energético*

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo y, en la Tierra, se encuentra principalmente combinado en moléculas como el agua o los hidrocarburos. En condiciones estándar forma moléculas diatómicas (H_2), que constituyen un gas incoloro, inodoro y altamente inflamable. Desde el punto de vista energético, su rasgo más llamativo es su muy alta densidad energética por unidad de masa -del orden de 120 MJ/kg en poder calorífico inferior-, aproximadamente tres veces mayor que la de la gasolina o el gas natural (IEA, 2024a). Esa característica lo vuelve atractivo para aplicaciones donde el peso es crítico, como aviación o transporte pesado de larga distancia.

Sin embargo, su densidad energética por volumen a presión ambiente es muy baja, lo que obliga a comprimirlo a altas presiones, licuarlo a temperaturas criogénicas o convertirlo en portadores químicos como el amoníaco para poder almacenarlo y transportarlo de forma eficiente (IEA, 2024a). Además, el hidrógeno presenta un rango de inflamabilidad en aire muy amplio y una energía mínima de ignición baja, lo que exige estándares de seguridad estrictos en el diseño y operación de equipos e instalaciones (Iberdrola, 2024). Por otra parte, puede inducir fenómenos de fragilización en ciertos metales, por lo que la selección de materiales en tuberías, tanques y componentes debe realizarse con criterios específicos para servicio con hidrógeno (Joint Research Centre JRC, 2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 1. Equivalencia energética Hidrogeno vs Metano.

Magnitud	Hidrógeno H ₂ (LHV)	Metano CH ₄ (LHV)
Energía por kg (MJ/kg)	≈ 120 MJ/kg	≈ 50 MJ/kg
Energía por kg (BTU/kg)	≈ 113.700 BTU/kg	≈ 47.400 BTU/kg (50 MJ/kg × 947,8 BTU/MJ)

En la actualidad, el hidrógeno se utiliza principalmente como materia prima industrial. Las mayores demandas provienen de la refinación de petróleo, donde se usa para hidrotratamiento e hidrocraqueo de combustibles; de la producción de amoníaco para fertilizantes mediante el proceso Haber-Bosch; y de la producción de metanol para la industria química. Más del 95% de este hidrógeno se obtiene a partir de combustibles fósiles -sobre todo mediante reformado con vapor de gas natural y gasificación de carbón- sin captura de carbono, lo que explica su peso en las emisiones globales del sector energético.

Desde una perspectiva de sistema energético, el hidrógeno no es una fuente primaria, sino un vector: siempre debe ser producido a partir de otras fuentes, almacenado, transportado y luego convertido en energía útil o insumo químico. Cada etapa implica pérdidas, de modo que la eficiencia global de la cadena depende tanto de la ruta de producción como del uso final. Por ejemplo, cuando se produce hidrógeno verde por electrólisis para alimentar celdas de combustible en vehículos, la eficiencia global suele ser menor que la de la electrificación directa de esos mismos vehículos; en cambio, en procesos industriales que requieren altas temperaturas o en la producción de insumos químicos, el hidrógeno puede ofrecer ventajas claras frente a otras alternativas (IEA, 2024a; JRC, 2021).

3.4.2. Clasificación del Hidrógeno por Color (Intensidad de Carbono)

La clasificación del hidrógeno basada en **emisiones** tiende hoy a priorizar el desempeño climático de cada ruta de producción a lo largo de su cadena de valor, más que una denominación estrictamente cromática, por lo que en la literatura reciente se consolidan categorías como hidrógeno de bajas emisiones o bajo

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

carbón. No obstante, el uso de la nomenclatura por **colores** sigue siendo ampliamente aceptado como una convención práctica y pedagógica que facilita la diferenciación entre alternativas tecnológicas según su fuente energética, su proceso de producción y su intensidad de emisiones. En el alcance de este estudio, centrado en el hidrógeno azul, se adopta esta clasificación por colores como herramienta de codificación analítica para comparar las opciones presentes en el ecosistema de la refinería de Barrancabermeja, sin desconocer que el criterio técnico de fondo para su evaluación es el nivel de emisiones asociado a cada ruta.

En la práctica, industria y academia utilizan un sistema de “colores” para referirse a las distintas formas de producir hidrógeno según su origen y huella de carbono. Es una simplificación, pero ayuda a comunicar con rapidez qué tan limpio es un determinado proyecto de hidrógeno (IEA, 2024a; Jolly et al., 2024).

Hidrógeno gris. Corresponde al hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles -sobre todo gas natural mediante reformado con vapor (SMR) y carbón mediante gasificación- sin captura de CO₂. Representa más del 95% de la producción mundial y presenta intensidades de emisión típicas de entre 10 y 12 kg CO₂ por kilogramo de H₂ para SMR de gas natural, y de 18 a 20 kg CO₂/kg H₂ en el caso de gasificación de carbón (IEA, 2024a; Jolly et al., 2024). Estas emisiones se originan tanto en la combustión necesaria para generar calor de proceso como en las propias reacciones químicas.

Hidrógeno azul. Se produce también a partir de gas natural (SMR o ATR) o de carbón, pero incorporando tecnologías de captura, utilización y/o almacenamiento de carbono (CCS/CCUS). Las tasas de captura que hoy se consideran comercialmente viables se sitúan entre el 85% y el 95% del CO₂ generado (IEAGHG, 2022). Con capturas cercanas al 90%, la intensidad de carbono del SMR puede reducirse a alrededor de 1–2 kg CO₂/kg H₂, mientras que configuraciones modernas de ATR con capturas del orden del 95% permiten alcanzar rangos de 0,4–1 kg CO₂/kg H₂ (IEAGHG, 2022; Atomfair, 2023). El hidrógeno azul se

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

considera una tecnología de transición especialmente relevante en regiones con infraestructura gasífera consolidada y donde el hidrógeno verde aún no es competitivo en costos. Su aporte climático, sin embargo, depende de mantener tanto altas tasas de captura como niveles muy bajos de fugas de metano en toda la cadena de gas natural; cuando las fugas superan aproximadamente 3–3,5% del gas producido, el beneficio climático se reduce de manera importante (Howarth & Jacobson, 2021; Hauglustaine, 2025).

Hidrógeno verde. Es el hidrógeno generado mediante electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes renovables como la solar, eólica o hidroeléctrica. Su intensidad de emisiones depende de la mezcla eléctrica utilizada: con electricidad 100% renovable se sitúa típicamente entre 0,3 y 1,0 kg CO₂eq/kg H₂, asociada sobre todo a la fabricación de equipos y a la infraestructura; con mezclas eléctricas de baja intensidad de carbono (por ejemplo, nuclear más renovables) puede estar entre 1 y 3 kg CO₂eq/kg H₂, mientras que con redes con alta participación fósil puede superar los 10 kg CO₂eq/kg H₂ (Ministerio de Minas y Energía, 2021; IEA, 2024a). Hoy es la ruta de menor emisión en ciclo de vida cuando la electricidad es genuinamente renovable, pero sus costos (del orden de 3–7 USD/kg H₂) siguen siendo superiores a los del hidrógeno gris y, en muchos casos, a los del hidrógeno azul (IEA, 2024a; Hydrogen Council, 2024). Diversos escenarios prevén que hacia 2030–2035 podría alcanzar paridad de costos con el hidrógeno gris en regiones con excelentes recursos renovables.

Hidrógeno turquesa. Se obtiene mediante pirólisis de metano, un proceso que descompone el CH₄ en hidrógeno y carbono sólido, evitando la formación directa de CO₂ si el aporte de energía procede de fuentes bajas en carbono. Considerando el efecto de las fugas de metano, la literatura sitúa su intensidad de emisiones en un rango aproximado de 0,77–1,1 kg CO₂eq/kg H₂, siempre que el carbono sólido se maneje adecuadamente (Hauglustaine, 2025). Este carbono puede tener ciertos usos industriales (por ejemplo, negro de carbón o materiales compuestos), pero la escala potencial de producción de hidrógeno hace que la absorción de ese carbono por mercados existentes sea un desafío. Se trata de una tecnología en etapa de demostración (TRL 5–7), con pilotos en Europa y Estados Unidos.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Hidrógeno blanco o geológico. Es el hidrógeno que se encuentra de forma natural en el subsuelo, asociado a procesos geológicos como la serpentinización de rocas ultramáficas o la radiólisis de agua en profundidad. Descubrimientos recientes en Mali, Australia y Francia han reavivado el interés por este recurso, cuya huella de carbono podría ser muy baja al depender solo de la energía necesaria para su extracción y transporte; no obstante, su abundancia, distribución y viabilidad económica están aún en evaluación (WEF, 2024).

En la literatura también aparecen otros “colores” menos utilizados, como el hidrógeno rosado o rojo (electrólisis alimentada por generación nuclear), el amarillo (electrólisis con electricidad de mezcla de fuentes) o el marrón (gasificación de lignito o carbón sin captura, con la peor intensidad de carbono). La tabla.1 resume las intensidades de carbono típicas de las principales rutas, expresadas en kg CO₂eq por kilogramo de hidrógeno, incluyendo emisiones asociadas a insumos y procesos de producción (IEA, 2024a; Jolly et al., 2024; Hauglustaine, 2025)

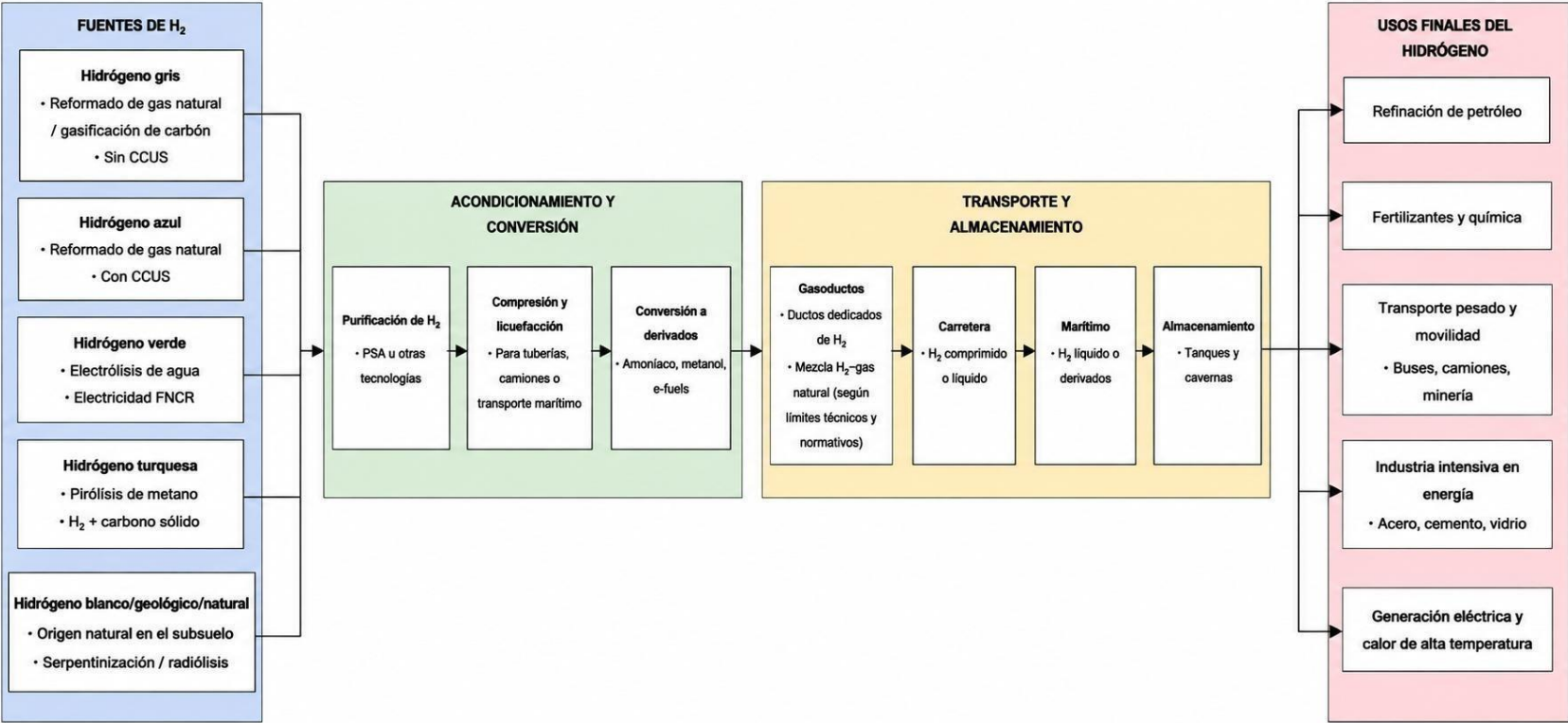
La ilustración 1 resume la cadena de valor del hidrógeno desde las rutas de producción gris, azul y verde hasta sus principales aplicaciones en refinación, fertilizantes, transporte e industria intensiva en energía

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Figura 1

Cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones en Colombia. Elaboración propia con base en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia

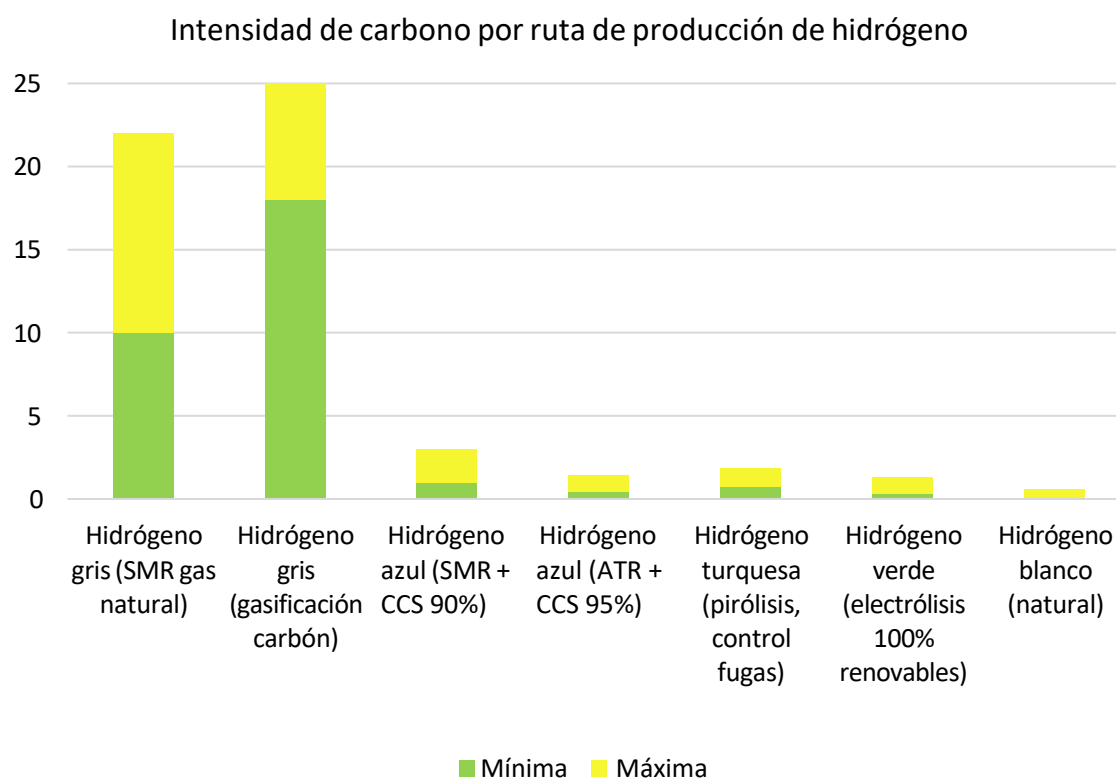
(Minenergía, 2021)



TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 2. intensidades típicas de carbono (kg CO₂eq/kg H₂)

Ruta tecnológica	Intensidad de carbono (kg CO ₂ eq/kg H ₂)
Hidrógeno gris (SMR gas natural)	10--12
Hidrógeno gris (gasificación carbón)	18--20
Hidrógeno azul (SMR + CCS 90%)	1--2
Hidrógeno azul (ATR + CCS 95%)	0.4--1
Hidrógeno turquesa (pirólisis, control fugas)	0.77--1.1
Hidrógeno verde (electrólisis 100% renovables)	0.3--1.0
Hidrógeno blanco (natural)	0.1--0.5

Figura 2**Intensidad de carbono por ruta de producción de hidrógeno.**

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Nota. Elaboración propia a partir de Jolly et al. (2024), IEAGHG (2022), Hauglustaine (2025), IEA (2024) y de la Tabla 1 de esta tesis.

Regulaciones emergentes, como los esquemas de certificación de hidrógeno bajo en emisiones de la Unión Europea, fijan umbrales máximos de intensidad de carbono en torno a 3,4 kg CO₂eq/kg H₂ para poder ser clasificado como “renovable” a efectos de incentivos y acceso a mercado (European Commission, 2023). En la misma línea, Colombia, mediante el Decreto 1597 de 2024, ha adoptado criterios de intensidad de emisiones para la certificación de hidrógeno azul y verde, lo que condiciona desde ahora el diseño de proyectos y la elegibilidad a beneficios regulatorios.

3.4.3. Tecnologías de Producción de Hidrógeno a partir de Gas Natural

Dado el peso que tiene el gas natural en la matriz energética colombiana y el foco de esta tesis en hidrógeno azul, resulta necesario detenerse en las principales tecnologías termoquímicas que parten de este recurso, en particular el reformado con vapor de metano (SMR) y el reformado autotérmico (ATR) (IEA, 2024a).

En el caso del reformado con vapor de metano (Steam Methane Reforming, SMR), se trata de la ruta clásica y más extendida para producir hidrógeno a gran escala: cerca de la mitad del hidrógeno que se genera en el mundo proviene de esta tecnología (IEA, 2024a). En términos sencillos, el proceso combina tres pasos encadenados. Primero, el metano reacciona con vapor de agua sobre un catalizador de níquel a temperaturas muy altas, del orden de 800–900 °C, produciendo una mezcla de monóxido de carbono e hidrógeno. Después, en una o dos etapas de reacción de desplazamiento agua-gas, ese monóxido de carbono se transforma en CO₂ y se genera hidrógeno adicional al reaccionar con más vapor de agua. Por último, la mezcla de gases se purifica, normalmente mediante sistemas de adsorción por oscilación de presión (PSA), hasta obtener un hidrógeno con purezas cercanas al 99,9–99,999% (JRC, 2021; Eurostat, 2023).

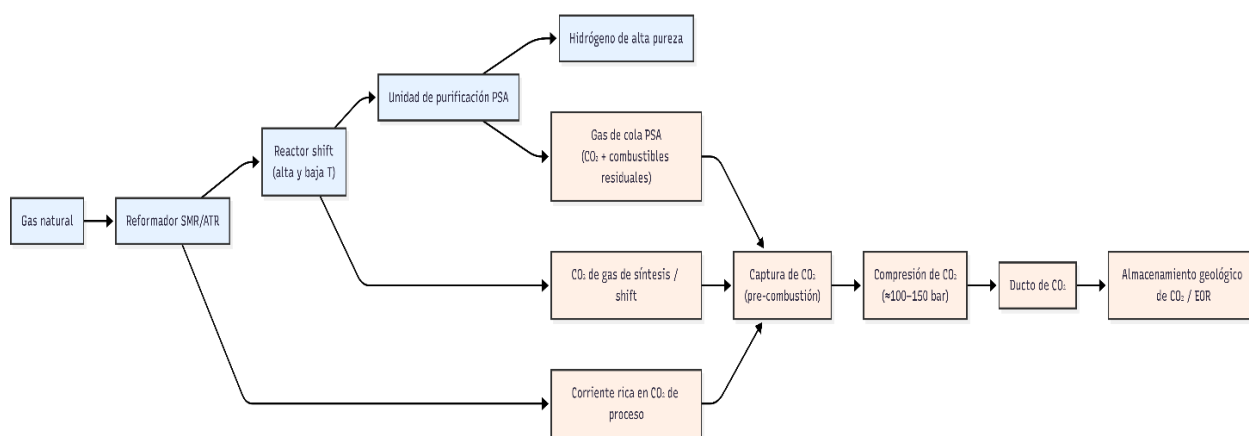
TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Cuando se mira el proceso desde la perspectiva energética y de emisiones, los órdenes de magnitud son claros: la eficiencia térmica del SMR suele ubicarse en torno al 70–75% en base al poder calorífico inferior, la producción de 1 kg de hidrógeno requiere alrededor de 3–3,3 kg de metano y, si no se captura el CO₂, cada kilogramo de H₂ generado está asociado a unas 10–12 kg de CO₂ emitidas, considerando tanto las reacciones químicas como el combustible quemado para suministrar calor (IEA, 2024a; Jolly et al., 2024; Hydrogen Newsletter, 2023). Estos valores explican por qué el SMR sin captura se asocia de forma directa al concepto de “hidrógeno gris” y también por qué la integración de CCS/CCUS es una condición necesaria si se quiere que esta tecnología juegue un papel en escenarios de descarbonización profunda (IEAGHG, 2022).

La ilustración 3 muestra de manera esquemática el flujo del proceso SMR/ATR integrado con captura pre-combustión de CO₂ y su cadena de transporte y almacenamiento geológico.

Figura 3

Esquema simplificado de producción de hidrógeno azul por SMR/ATR con captura y almacenamiento de CO₂.



Nota. Elaboración propia a partir de IEAGHG (2023) y del Shell Blue Hydrogen Process.

Sus principales ventajas son su alto grado de madurez (TRL 9), la amplia disponibilidad de equipos y experiencia de ingeniería, los costos de capital relativamente moderados para plantas de gran escala y la

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

flexibilidad para adaptarse a rangos amplios de producción. Sus limitaciones más relevantes son la alta intensidad de emisiones sin CCS, la dependencia del precio y disponibilidad de gas natural y el hecho de que las corrientes de CO₂ se encuentren a baja presión, lo que encarece la captura.

Reformado autotérmico (Autothermal Reforming, ATR). El ATR combina en un solo reactor el reformado con vapor y la oxidación parcial del metano. En este esquema, una mezcla de gas natural, vapor y oxígeno (o aire enriquecido en oxígeno) se introduce en el reactor, donde ocurren simultáneamente reacciones endotérmicas de reformado y reacciones exotérmicas de oxidación parcial. El calor necesario para el reformado se genera in situ, de manera que el proceso es “autotérmico” y no requiere hornos externos. Desde la perspectiva de integración con CCS, el ATR presenta varias ventajas frente al SMR: genera corrientes de CO₂ más concentradas y a mayor presión, lo que reduce el costo específico de captura; puede alcanzar tasas de captura globales del orden del 95–98% en configuraciones avanzadas; y permite diseños de mayor capacidad por unidad de reactor (IEAGHG, 2022; Atomfair, 2023). A cambio, requiere una planta de separación de aire (ASU) para producir oxígeno, lo que incrementa el CAPEX y el consumo energético auxiliar, y aunque es una tecnología madura, cuenta con menos plantas operativas que el SMR. En términos de costos, los análisis comparativos muestran que, sin CCS, el ATR tiende a tener costos de capital algo mayores y eficiencias ligeramente inferiores que el SMR; sin embargo, cuando se incorpora captura de CO₂, el ATR suele resultar más competitivo por la facilidad para capturar una fracción muy alta de las emisiones a menor costo específico (IEAGHG, 2022; NETL, 2022). La tabla 2 resume de forma orientativa algunos parámetros típicos reportados para ambas tecnologías en configuración sin captura de carbono en plantas de gran escala.

Tabla 3. Costos comparativos SMR vs ATR (sin CCS)

Parámetro	SMR	ATR
CAPEX (USD/kW H ₂)	500--800	700--1,000
OPEX (USD/kg H ₂)	0.3--0.5	0.4--0.6
Eficiencia (% LHV)	70--75	65--70

Fuente: IEAGHG (2022); NETL (2022); JRC (2021).

Cuando se añade captura de CO₂, la diferencia cambia de signo: el ATR tiende a resultar más competitivo porque la corriente de CO₂ del gas de síntesis es más concentrada y se encuentra a mayor presión, de modo que el costo por tonelada de CO₂ separada y comprimida es más bajo que en el caso del SMR, donde buena parte del CO₂ está diluido en gases de combustión a baja presión (IEAGHG, 2022; Hydrogen Forward, 2022).

3.4.4. Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS)

El concepto de CCUS agrupa todos los procesos necesarios para capturar CO₂ de fuentes industriales o energéticas, moverlo hasta un sitio adecuado y, finalmente, utilizarlo como insumo o almacenarlo de manera permanente en formaciones geológicas, evitando así su liberación a la atmósfera (IEA, 2020; Global CCS Institute, 2021). En términos funcionales, la cadena de CCUS puede descomponerse en cuatro etapas:

Captura, que consiste en separar el CO₂ de otras especies presentes en la corriente gaseosa de la planta (gases de combustión o gas de síntesis).

Transporte, típicamente con el CO₂ en fase densa (100–150 bar), a través de gasoductos, barcos o camiones, según el volumen y la distancia.

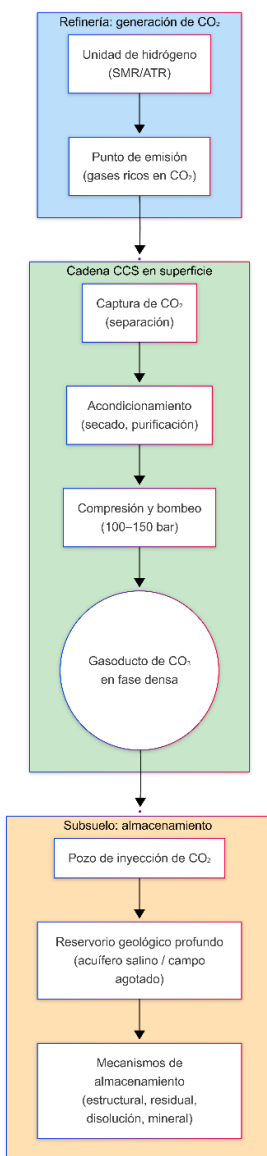
Utilización, cuando el CO₂ se emplea como materia prima en procesos industriales o para recuperación mejorada de petróleo (EOR), entre otros usos.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Almacenamiento geológico, mediante la inyección del CO₂ en formaciones profundas adecuadas (campos agotados de petróleo y gas, acuíferos salinos, capas de carbón no explotables) donde queda confinado de forma duradera.

Figura 4

Cadena CCS asociada a una unidad de hidrógeno en refinería: módulos de proceso, captura-transporte en superficie y almacenamiento geológico en el subsuelo.



Nota. Elaboración propia a partir de IEAGHG (2022) y Global CCS Institute (2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

3.4.4.1. Tecnologías de captura de CO₂:

Las tecnologías de captura se agrupan según el punto del proceso donde se realiza la separación (IEAGHG, 2017; NREL, 2001).

Captura post-combustión. Se aplica sobre los gases de combustión una vez se ha quemado el combustible, en mezclas con CO₂ relativamente diluido (3–15% en volumen), a presión cercana a la atmosférica. La solución más extendida es la absorción química con solventes a base de aminas (como la monoetanolamina), que capturan el CO₂ en una torre de absorción y lo liberan en una columna de regeneración al aplicar calor. Esta tecnología puede alcanzar eficiencias de captura del orden del 85–95%, pero implica una penalización energética significativa -del 25–35% de la producción útil de la planta- y costos de inversión en el rango de 60–100 USD por tonelada capturada, además de requerir manejo de solventes y sus residuos (IEAGHG, 2017; Hydrogen Production and Storage, 2006). Su principal ventaja es que se puede adaptar a instalaciones existentes (retrofit).

Captura pre-combustión. En este enfoque, el combustible se reforma primero para generar un gas de síntesis rico en H₂ y CO, se hace reaccionar el CO con vapor de agua para producir CO₂ e hidrógeno, y luego se separa el CO₂ de una corriente a presión relativamente alta y mayor concentración que en post-combustión. Es el esquema propio de plantas IGCC y de producción de hidrógeno por SMR o ATR. La captura pre-combustión permite eficiencias también del orden del 85–95%, con penalizaciones energéticas más bajas (10–20%) y costos de captura en el orden de 40–80 USD/t CO₂ (IEAGHG, 2017; NETL, 2022).

Captura por oxicomcombustión. Consiste en quemar el combustible con oxígeno casi puro en lugar de aire, lo que produce un gas de combustión con una fracción de CO₂ muy elevada (normalmente superior al 80% en volumen) que puede purificarse mediante condensación y separación relativamente simples. Logra tasas de captura de 90–99%, con penalizaciones energéticas asociadas principalmente a la producción de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

oxígeno en plantas de separación de aire y costos de captura en el orden de 50–90 USD/t CO₂ (IEAGHG, 2017). Su madurez comercial es algo menor que la de la captura post-combustión y la pre-combustión. En el caso específico del hidrógeno azul, la captura pre-combustión es particularmente adecuada. En plantas SMR, es posible capturar el CO₂ generado en la reacción de desplazamiento agua-gas y, adicionalmente, aplicar captura post-combustión sobre los gases del horno de reformado para alcanzar tasas globales de captura en el rango del 90–95% (IEAGHG, 2022). En esquemas ATR, la elevada concentración y presión del CO₂ en el gas de síntesis facilitan capturas del 95–98% con penalizaciones energéticas menores y costos específicos de captura más bajos (IEAGHG, 2022; Hydrogen Forward, 2022).

3.4.4.2. Transporte de CO₂:

Una vez capturado, el CO₂ se comprime normalmente hasta la zona de 100–150 bar, donde se comporta como un fluido denso (fase supercrítica), más fácil de transportar y manejar que un gas a baja presión (Global CCS Institute, 2021). Para grandes volúmenes y distancias medias, el transporte por gasoducto es la opción preferida, con costos de inversión que dependen fuertemente del diámetro, la geografía y la escala, pero que para diámetros típicos de 12–20 pulgadas y distancias de algunos cientos de kilómetros se encuentran en rangos de decenas a centenas de miles de dólares por kilómetro (IEA, 2020). Los barcos especializados en CO₂ se plantean como opción para distancias largas o exportación, mientras que el transporte por camiones cisterna se limita a volúmenes pequeños, principalmente en proyectos piloto o aplicaciones industriales de nicho.

3.4.4.3. Almacenamiento geológico permanente

El almacenamiento geológico consiste en inyectar CO₂ en formaciones profundas, típicamente a más de 800 metros, donde la presión y la temperatura mantienen el CO₂ en fase supercrítica. Las opciones más estudiadas son los campos agotados de petróleo y gas, los acuíferos salinos profundos y, en menor medida, las capas de carbón no explotables (IEA, 2020; Global CCS Institute, 2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Los campos petroleros y gasíferos agotados son atractivos porque han demostrado su capacidad de retener fluidos durante millones de años y están relativamente bien caracterizados geológicamente. Además, parte de la infraestructura existente -como pozos y facilidades de superficie- puede reutilizarse. Los acuíferos salinos profundos, por su parte, ofrecen capacidades de almacenamiento muy grandes y se consideran la principal opción para almacenamiento masivo a largo plazo a nivel global, aunque suelen estar menos caracterizados que los campos de hidrocarburos (IEAGHG, 2017).

El CO₂ almacenado queda confinado por distintos mecanismos que actúan a distintas escalas de tiempo: atrapamiento estructural bajo rocas sello impermeables; atrapamiento residual, en el que el CO₂ queda inmovilizado en la red de poros por fuerzas capilares; disolución progresiva del CO₂ en el agua salina del acuífero; y, en horizontes de tiempo más largos, mineralización parcial mediante reacción con minerales de la roca para formar carbonatos estables (IEA, 2020).

Para garantizar que el CO₂ permanece almacenado de manera segura, se requieren programas de monitoreo, medición y verificación (MMV) que pueden incluir sísmica 4D para seguir la evolución de la pluma, medición de presiones en pozos de inyección y observación, muestreo de aguas subterráneas y campañas de medición de flujos de CO₂ en superficie, apoyados en modelos numéricos de flujo y transporte (Global CCS Institute, 2021).

3.4.4.4. Utilización y tecnologías del CO₂ en la refinería de Barrancabermeja

La captura de CO₂ en la refinería de Barrancabermeja abre dos grandes vías de aprovechamiento: primero la utilización del CO₂ como insumo en cadenas industriales existentes y emergentes, y segundo su valorización indirecta a través de esquemas CCUS que combinan almacenamiento geológico con servicios energéticos o de recobro mejorado de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). En el corto plazo, la utilización directa del CO₂ capturado se orientaría principalmente a aplicaciones de nicho de volumen moderado, como la producción de bebidas carbonatadas, hielo seco, refrigeración de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

alimentos o usos industriales en la región Caribe y el Magdalena Medio, aprovechando la experiencia reciente de Ecopetrol en el reuso de corrientes de CO₂ en otros activos. Aunque estos usos no absorben más que una fracción de las emisiones anuales de la refinería (del orden de 1,5–2,0 Mt CO₂/año), permiten ganar experiencia operativa en captura, purificación, compresión, contratos de suministro y sistemas de medición y verificación, elementos fundamentales para una futura cadena CCUS a escala.

A escala industrial, la opción con mayor sinergia para Barrancabermeja es la integración del CO₂ capturado con proyectos de recobro mejorado de petróleo (CO₂-EOR) y/o almacenamiento geológico permanente en campos agotados de la cuenca VMM, que ofrecen capacidades del orden de ~100 Mt de CO₂, muy superiores a los volúmenes que generaría un proyecto de hidrógeno azul en la refinería durante varias décadas. El Atlas de Almacenamiento de CO₂ en Colombia plantea explícitamente un escenario donde las emisiones de la refinería, estimadas en aproximadamente 3,56 Mt CO₂/año, se capturan, purifican y comprimen para su transporte mediante un ceoducto de unos 19 km hacia yacimientos petroleros cercanos, con una inversión total de alrededor de 230 millones de USD para captura, transporte e inyección, y 39 pozos dedicados a la inyección de CO₂. En este esquema, el CO₂ se comporta simultáneamente como agente de desplazamiento miscible o semimiscible que mejora el factor de recobro y como fluido que queda almacenado de manera permanente en la roca reservorio, generando flujos adicionales de caja por mayor producción de petróleo que compensan parcialmente los costos de captura y transporte. [presentacion_tesis.pptx+2](#)

Más allá del EOR, el desarrollo de hidrógeno azul en Barrancabermeja permitiría explorar sinergias entre el CO₂ capturado en las unidades SMR/ATR y otros usos energéticos avanzados, como sistemas geotérmicos mejorados con CO₂ supercrítico, en línea con propuestas internacionales que utilizan el CO₂ almacenado como fluido de trabajo para generación eléctrica geotérmica antes de su confinamiento definitivo. Aunque esta ruta aún es incipiente en Colombia, la presencia de estructuras sedimentarias

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

profundas en el VMM y el interés de Ecopetrol en soluciones integradas de CCUS sugieren un potencial a mediano plazo para integrar almacenamiento geológico, recobro mejorado e incluso aprovechamiento geotérmico, reduciendo el costo neto de mitigación de la cadena de hidrógeno azul. (*Techno-Economic-storage-CO2-geothermal-power-generation-2026*)

En síntesis, la utilización del CO₂ en la refinería de Barrancabermeja debe entenderse como un espectro: desde usos industriales convencionales de menor escala, útiles para aprender haciendo, hasta esquemas CCUS integrados con EOR y almacenamiento geológico en el VMM que pueden manejar volúmenes del orden de millones de toneladas por año y anclar el proyecto piloto de hidrógeno azul propuesto para 2028–2030. La elección de la combinación óptima de tecnologías dependerá de la evolución regulatoria de CCS/CCUS, de los precios del carbono y del gas natural, y de la capacidad de articular a Ecopetrol, ANH y las autoridades territoriales en torno a un hub de hidrógeno y CO₂ en el Magdalena Medio. (Atlas_CO2_Espanol_Interactivo)

A corto plazo, se recomienda que Ecopetrol, el Gobierno Nacional y las autoridades territoriales prioricen un conjunto articulado de acciones orientadas al uso y almacenamiento del CO₂ asociado a la refinería de Barrancabermeja. Primero desplegar un proyecto piloto integrado de producción de hidrógeno azul por SMR/ATR con captura, utilización y almacenamiento geológico de CO₂, acoplado a la refinería y a un sitio cercano en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, que permita generar evidencia local sobre costos, tasas de captura, desempeño operativo y volúmenes efectivamente almacenados.

Segundo impulsar ensayos demostrativos de uso del CO₂ en rutas CCUS seleccionadas, incluyendo recuperación mejorada de petróleo (CO₂-EOR) en campos maduros, síntesis química (urea, metanol, carbonatos) y procesos de mineralización/carbonatación de residuos industriales, con trazabilidad de emisiones y de mercado.

Tercero acelerar la expedición de una regulación específica de CCS/CCUS que defina licenciamiento, derechos de poro, responsabilidades post-cierre y lineamientos de monitoreo, reporte y verificación,

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

complementada con instrumentos económicos de apoyo (créditos por tonelada capturada/almacenada, contratos de compra de hidrógeno de bajas emisiones, incentivos tributarios focalizados) que hagan bancables los proyectos.

Cuarto consolidar institucionalmente el Hub Hidrógeno Santander–Magdalena Medio como espacio de coordinación entre Estado, empresa, academia y comunidades, encargado de planear infraestructura compartida de CO₂ (ductos y sitios de almacenamiento), articular pilotos CCUS y asegurar esquemas de participación y veeduría social sobre los impactos y beneficios de estas iniciativas.

3.4.4.5. Geología favorable para CCS en Colombia

Colombia dispone de varias cuencas sedimentarias con potencial para proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. La cuenca del Valle Medio del Magdalena -donde se ubica Santander y parte importante de la infraestructura petrolera del país- alberga campos petroleros en declinación y formaciones porosas profundas que estudios preliminares han identificado como posibles sitios de almacenamiento, con capacidades estimadas de cientos de millones de toneladas de CO₂ (Montes et al., 2021; IEA, 2023). Los Llanos Orientales, con campos maduros de petróleo pesado como Rubiales y Castilla, se perfilan como candidatos para esquemas de recuperación mejorada con CO₂, mientras que el Caribe offshore ofrece perspectivas para almacenamiento en campos de gas agotados y acuíferos salinos marinos (IEA, 2023). En este contexto, Santander combina tres elementos difíciles de encontrar juntos: una refinería de gran escala que ya consume hidrógeno gris, acceso a gas natural y una geología potencialmente favorable para CCS/CCUS en la misma región. Esto la convierte en un territorio particularmente atractivo para evaluar, desde la práctica, el acoplamiento entre producción de hidrógeno azul y almacenamiento geológico de CO₂.

En esta etapa, el Atlas de Almacenamiento de CO₂ en Colombia constituye principalmente una herramienta **cualitativa** que integra información geológica y de emisiones para identificar, de manera

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

preliminar, las cuencas y formaciones con mayor potencial de almacenamiento geológico de CO₂ a escala nacional. Las capacidades volumétricas reportadas, así como los escenarios de captura, transporte e inyección, corresponden a estimaciones iniciales que permiten dimensionar el orden de magnitud del potencial, pero no sustituyen los estudios de detalle requeridos para declarar un sitio como apto para almacenamiento seguro y permanente de CO₂.

En esta etapa, el Atlas de Almacenamiento de CO₂ en Colombia constituye principalmente una herramienta **cuantitativa** que integra información geológica y de emisiones para identificar, de manera preliminar, las cuencas y formaciones con mayor potencial de almacenamiento geológico de CO₂ a escala nacional. Las capacidades volumétricas reportadas, así como los escenarios de captura, transporte e inyección, corresponden a estimaciones iniciales que permiten dimensionar el orden de magnitud del potencial, pero no sustituyen los estudios de detalle requeridos para declarar un sitio como apto para almacenamiento seguro y permanente de CO₂.

Por lo anterior, la información del Atlas debe entenderse como una primera aproximación al **potencial** de almacenamiento y no como una comprobación de factibilidad técnica a nivel de proyecto. Para que las formaciones identificadas puedan considerarse candidatas reales a campos piloto de inyección de CO₂ asociado a la producción de hidrógeno bajo en carbono, es indispensable desarrollar fases adicionales de caracterización: adquisición e interpretación sísmica de mejor resolución, pruebas de pozo, modelamiento geológico y de flujo, evaluación de integridad de sello, análisis geomecánicos, así como pruebas de miscibilidad e interacción roca-fluido que permitan validar la capacidad de confinamiento y los mecanismos de retención a largo plazo (estructural, residual, solubilización y mineralización). [Atlas CO2 Espanol Interactivo.pdf](#)

Solo a partir de estos estudios de detalle será posible seleccionar un número reducido de estructuras o formaciones con condiciones adecuadas de porosidad, permeabilidad, continuidad de sello y estabilidad tectónica, que puedan ser instrumentadas como **campos piloto** para inyección de CO₂ proveniente de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

proyectos de hidrógeno azul y/o turquesa. En consecuencia, el uso del Atlas en esta tesis se orienta a identificar ventanas de oportunidad geológica y a justificar la necesidad de avanzar hacia programas integrados de caracterización, monitoreo y demostración a escala piloto, más que a proponer de forma definitiva sitios específicos de inyección

3.4.5. Otras Tecnologías de Producción de Hidrógeno (Contexto Complementario)

3.4.5.1. Electrólisis del agua (Hidrógeno verde):

La electrólisis descompone el agua en hidrógeno y oxígeno a partir de electricidad, según la reacción global:



En la práctica, existen tres familias de electrolizadores con distintos niveles de madurez y desempeño (JRC, 2022; Aminaho et al., 2025)

Los electrolizadores alcalinos (AEL) utilizan una solución líquida de hidróxido de potasio como electrolito, son la tecnología más consolidada y ya se emplean comercialmente a gran escala. Presentan eficiencias eléctricas típicas del 60–70% y consumos en torno a 50–55 kWh por kilogramo de hidrógeno, con vidas útiles del orden de 60.000–90.000 horas.

Los equipos de membrana de intercambio de protones (PEM) usan una membrana polimérica sólida, responden rápido a variaciones de carga y son atractivos para acoplarse a renovables variables. Su eficiencia se sitúa en rangos similares o ligeramente superiores, pero con costos de inversión más altos y vidas útiles algo menores (40.000–80.000 horas) (DOE Hydrogen Program, 2024).

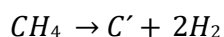
Los sistemas de electrólisis de óxido sólido (SOEC) operan a alta temperatura, lo que les permite alcanzar eficiencias potenciales por encima del 80%, aunque todavía se encuentran en fase de demostración y requieren integrar fuentes de calor de alta calidad (Aminaho et al., 2025).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

En términos de costos, la mayor parte del costo nivelado del hidrógeno verde proviene de la electricidad y del CAPEX del electrolizador. Con consumos específicos de 50–55 kWh/kg H₂ y precios de electricidad renovable en el rango de 30–40 USD/MWh, solo la energía eléctrica representa aproximadamente 1,5–2,2 USD por kilogramo de hidrógeno (JRC, 2024). Al añadir inversión y operación, los estudios recientes sitúan el costo actual del hidrógeno verde en un intervalo aproximado de 3–7 USD/kg, con escenarios que proyectan valores entre 1,5 y 3 USD/kg hacia 2030 en ubicaciones con recursos renovables excepcionales y factores de planta altos (ICCT, 2020; JRC, 2024).

3.4.5.2. Pirólisis de metano (hidrógeno turquesa)

El pirólisis de metano propone una vía alternativa para producir hidrógeno a partir de gas natural, separando el metano en hidrógeno y carbono sólido mediante calor:



Se trata de un proceso fuertemente endotérmico que exige temperaturas típicas del orden de 1.000–1.600 °C, que pueden alcanzarse con resistencias eléctricas, plasmas o concentradores solares (Hauglustaine, 2025). El carbono se obtiene en forma sólida, lo que evita la generación directa de CO₂ siempre que la energía que alimenta el proceso provenga de fuentes bajas en emisiones. En función de las condiciones de operación, el material sólido puede tener características de negro de humo, grafito u otras formas avanzadas de carbono, con posibles aplicaciones en neumáticos, pigmentos o materiales compuestos, aunque la demanda global de estos productos sería insuficiente para absorber todo el carbono si la pirólisis se desplegara masivamente.

La principal ventaja conceptual del hidrógeno turquesa es que permite aprovechar la infraestructura de gas existente y alcanzar intensidades de carbono relativamente bajas -del orden de 0,77–1,1 kg CO₂eq/kg H₂ cuando se consideran también las fugas de metano- siempre que se controlen adecuadamente las emisiones a lo largo de la cadena (Hauglustaine, 2025). Sin embargo, la tecnología aún se encuentra en

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

fase piloto o de demostración (niveles de madurez tecnológica alrededor de TRL 5–7), con retos significativos en la gestión de depósitos de carbón en los reactores, en la eficiencia a gran escala y en la viabilidad económica sin subsidios (IEAGHG, 2022).

3.5. Marco Normativo y Regulatorio

El despliegue del hidrógeno de bajas emisiones y del CCS/CCUS no depende solo de la tecnología y los costos, sino también de los marcos regulatorios que definen qué se considera “limpio”, cómo se mide la intensidad de carbono y qué incentivos o exigencias existen para cada ruta (European Commission, 2023; Ministerio de Minas y Energía, 2021). Esta sección resume los elementos más relevantes de la regulación internacional y del marco legal colombiano.

3.5.1. Regulación internacional sobre hidrógeno bajo en emisiones

En la Unión Europea, la Directiva de Energías Renovables (RED II y su actualización RED III) introdujo la categoría de “combustibles renovables de origen no biológico” (RFNBO), dentro de la cual se incluye el hidrógeno producido por electrólisis con electricidad renovable. Para que un hidrógeno pueda contar como RFNBO, debe demostrar al menos un 70% de ahorro de emisiones frente al combustible fósil de referencia, lo que se traduce en un umbral en torno a 3,4 kg CO₂eq por kilogramo de hidrógeno (Hydrogenera, 2025; WEF, 2023). Dos actos delegados adoptados en 2023 detallan las reglas para considerar la electricidad como renovable (additionality, correlación temporal y geográfica) y establecen la metodología de cálculo de emisiones de ciclo de vida para estos combustibles (European Commission, 2023).

En Estados Unidos, la Inflation Reduction Act creó el crédito fiscal 45V para hidrógeno limpio, con niveles de apoyo que dependen de la intensidad de carbono. Cuanto más bajas son las emisiones por kilogramo de H₂, mayor es el valor del crédito, con un máximo de 3 USD/kg para hidrógeno con intensidades inferiores a 0,45 kg CO₂eq/kg H₂ (U.S. DOE, 2023). Este esquema se suma al crédito 45Q para proyectos de captura y almacenamiento de CO₂, que otorga hasta 85 USD por tonelada de CO₂ almacenada

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

geológicamente y 60 USD/t CO₂ para usos como EOR, y ha generado una oleada de anuncios de proyectos de hidrógeno azul y verde en varios estados (NETL, 2022).

Japón y el Reino Unido han seguido enfoques basados en estándares de intensidad y contratos por diferencia. La estrategia japonesa de hidrógeno actualizada establece metas de demanda y apoya el hidrógeno bajo en carbono mediante subsidios y esquemas de certificación, mientras que el Reino Unido ha definido un estándar de hidrógeno bajo en carbono con un umbral de 2,4 kg CO₂eq/kg H₂ y ha diseñado contratos por diferencia de hidrógeno para cerrar la brecha de costos frente al hidrógeno gris (UK BEIS, 2021).

3.5.2. Marco legal colombiano para hidrógeno y CCS/CCUS

En Colombia, el avance normativo ha sido más reciente pero significativo. La Ley 2099 de 2021 sobre transición energética reconoce explícitamente al hidrógeno como vector estratégico y habilita al Gobierno para expedir regulación específica, extendiendo a los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones varios de los incentivos fiscales que antes se reservaban a las fuentes no convencionales de energía renovable (WEF, 2024). Posteriormente, el Decreto 1476 de 2022 introdujo definiciones oficiales para hidrógeno gris, azul y verde, y asignó al Ministerio de Minas y Energía la competencia regulatoria sobre el sector (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Un hito clave es el Decreto 1597 de 2024, que establece lineamientos de política pública para la gestión y promoción del hidrógeno de bajas emisiones y crea un sistema de certificación de origen basado en la intensidad de emisiones a lo largo de la cadena de valor (Presidencia de la República, 2024). El decreto faculta a los ministerios de Minas y Ambiente para fijar, mediante resolución conjunta, umbrales de gases de efecto invernadero que permitan clasificar el hidrógeno como de bajas emisiones, tomando en cuenta las metodologías de análisis de ciclo de vida y la trazabilidad de los insumos energéticos utilizados.

Además, el Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 (Ley 2294 de 2023) contempla el hidrógeno como una de las áreas de inversión prioritaria y habilita el uso de recursos del Sistema General de Regalías para

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

cofinanciar proyectos en este campo (DNP, 2023). Una resolución posterior del Ministerio de Minas y Energía ha ido detallando incentivos tributarios concretos -como exención de IVA para equipos y depreciación acelerada- dirigidos a proyectos de hidrógeno que cuenten con certificación de bajas emisiones.

En contraste, la regulación específica de CCS/CCUS aún está en construcción. A febrero de 2026 no existe un marco detallado que defina licencias, permisos, responsabilidades de largo plazo, acceso a formaciones geológicas y reglas de monitoreo para almacenamiento de CO₂, lo que ha sido identificado de forma reiterada como una de las principales barreras para el desarrollo de hidrógeno azul en el país (IEA, 2023; Global CCS Institute, 2021). Un borrador de decreto en discusión busca precisamente llenar ese vacío, pero todavía no se ha adoptado como norma definitiva.

3.5.3. Políticas departamentales y regionales

A nivel territorial, Antioquia se ha movido más rápido que otras regiones mediante la iniciativa Hidrógeno Antioquia, que articula empresas, universidades y autoridades para impulsar estudios de factibilidad y pilotos de hidrógeno verde, utilizando recursos de regalías y cooperación (Asociación Hidrógeno Colombia, 2025). Santander, en cambio, no cuenta aún con una política específica de hidrógeno ni con una hoja de ruta departamental, pese a concentrar la principal refinería del país y parte relevante de la infraestructura gasífera. Esta asimetría refuerza la pertinencia de esta tesis como insumo técnico para que el departamento pueda formular su propia estrategia de hidrógeno azul, alineada con la Estrategia Nacional de Hidrógeno y con los compromisos climáticos de Colombia.

4 Metodología

4.1. Enfoque y Diseño de la Investigación

La tesis adopta un enfoque mixto con un diseño secuencial explicativo. Primero se realiza un análisis cuantitativo de la viabilidad técnica y económica del hidrógeno azul en Santander y, a partir de esos resultados, se profundiza en dimensiones cualitativas relacionadas con actores, instituciones y arreglos de gobernanza. Esta combinación permite responder no solo si el hidrógeno azul es competitivo en costos, eficiencia y reducción de emisiones, sino también bajo qué condiciones políticas, regulatorias y sociales podría desarrollarse en el contexto colombiano.

Este enfoque es especialmente adecuado en estudios de transición energética, donde coexisten preguntas de ingeniería (diseño de plantas, tasas de captura, costos nivelados) con interrogantes sobre percepción social, capacidades institucionales y coordinación entre sector público y privado (Neto-Bradley et al., 2021; Vavouris et al., 2024)

4.2. Justificación del Diseño Metodológico Mixto

Un enfoque exclusivamente cuantitativo permitiría calcular con precisión indicadores como el costo nivelado del hidrógeno (LCOH), la tasa interna de retorno (TIR) o las reducciones de CO₂, pero dejaría en segundo plano cuestiones cruciales como la aceptación social, las barreras regulatorias o la disposición real de los actores a invertir en proyectos de hidrógeno azul (Simply Stakeholders, 2024). Un enfoque solo cualitativo, en cambio, ayudaría a comprender en detalle percepciones, intereses y dinámicas de poder, pero no ofrecería una base numérica sólida para comparar tecnologías, dimensionar la infraestructura ni sustentar decisiones de inversión.

El enfoque mixto se adopta precisamente para aprovechar las fortalezas de ambos:

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- **Triangulación.** Los resultados cuantitativos, por ejemplo un LCOH competitivo para el hidrógeno azul, se contrastan con la percepción de viabilidad que expresan actores como Ecopetrol, autoridades departamentales o potenciales usuarios industriales (Neto-Bradley et al., 2021).
- **Complementariedad.** Los modelos responden al “qué” y al “cuánto” (costos, emisiones, demanda), mientras que las entrevistas y el análisis cualitativo iluminan el “por qué” y el “cómo” (por qué el marco de CCS/CCUS se percibe como riesgoso, cómo podría estructurarse una gobernanza público-privada creíble) (Vavouris et al., 2024).
- **Expansión.** La evidencia cualitativa permite identificar dimensiones que los modelos no capturan bien, como niveles de confianza, aprendizajes de proyectos internacionales o sensibilidades territoriales específicas (Cuppen et al., 2016).
- **Iteración.** Los resultados cuantitativos preliminares orientan las preguntas cualitativas: si el análisis muestra, por ejemplo, que el componente CCS es el principal determinante del costo, las entrevistas se enfocan en explorar percepciones sobre almacenamiento geológico, riesgos percibidos y viabilidad regulatoria en Santander (Vavouris et al., 2024).

4.3. Tipo de Investigación

La tesis se ubica en la intersección entre investigación aplicada, descriptiva-explicativa y prospectiva. Es una investigación aplicada porque busca generar insumos concretos para apoyar la descarbonización de la producción de hidrógeno en Santander mediante proyectos de hidrógeno azul, más que producir teoría puramente abstracta (Junior et al., 2024). Es descriptiva-explicativa en la medida en que, primero, caracteriza el estado actual del hidrógeno gris, la demanda, la infraestructura disponible y el marco institucional, y luego analiza cómo se relacionan variables técnicas, económicas y regulatorias para determinar la viabilidad de proyectos específicos (Neto-Bradley et al., 2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Al mismo tiempo, tiene un componente claramente prospectivo: no se limita a describir la situación presente, sino que construye escenarios para 2030, 2040 y 2050, estima la evolución posible de costos, demanda, emisiones y configuraciones tecnológicas, y propone una hoja de ruta con fases, hitos y proyectos prioritarios (U.S. Department of Energy, 2022).

4.4. Alineación Metodológica con Objetivos de Investigación

Cada objetivo específico de la tesis se aborda mediante una combinación de métodos que garantizan rigor y triangulación de evidencia

Tabla 4. Alineación entre objetivos, métodos y fuentes de datos

Objetivo específico	Métodos principales	Técnicas/herramientas	Fuentes de datos	Producto esperado
OE1: Caracterizar demanda actual y proyectada de hidrógeno en Santander y su integración con infraestructura existente	Análisis de datos secundarios; revisión documental; modelado de demanda con curvas de penetración	Excel, Python (pandas); análisis de series temporales; escenarios normativos	Balances energéticos UPME; informes de consumo histórico refinería; IEA Global Hydrogen Review	Caracterización de demanda 2026-2050 por sector (refinación, fertilizantes, transporte, industria); mapeo de infraestructura de gas natural y posibles puntos de conexión
OE2: Evaluar viabilidad técnico-económica de producción de hidrógeno azul mediante SMR y ATR con CCS/CCUS	Análisis técnico-económico (TEA); simulación de procesos; análisis de sensibilidad y escenarios	H2A Production Model; Aspen HYSYS; Python (numpy, scipy); Monte Carlo (@RISK)	Literatura técnica (IEAGHG, NETL); cotizaciones de equipos; precios de gas natural (UPME, Promigas); factores de emisión IPCC	LCOH por ruta tecnológica; NPV e IRR bajo distintos escenarios; análisis de sensibilidad a precio de gas, carbono, WACC; comparación competitiva gris-azul-verde
OE3: Identificar barreras y factores habilitantes (técnicos, económicos, regulatorios, sociales) para implementación de proyectos	Entrevistas semiestructuradas; taller SWOT; análisis de stakeholders; análisis temático cualitativo	NVivo 14 / ATLAS.ti; matriz poder-interés; codificación inductiva-deductiva	Entrevistas con 22–31 actores clave (gobierno, Ecopetrol, academia, ONGs, financiadores); taller participativo 15–25 personas	Matriz SWOT priorizada; mapa de actores con estrategias de relacionamiento; narrativas sobre obstáculos percibidos (regulación CCS, financiamiento, aceptación social) y condiciones habilitantes

				(incentivos fiscales, garantías, pilotos)
OE4: Proponer hoja de ruta estratégica para desarrollo de hidrógeno azul en Santander con fases, proyectos prioritarios y requerimientos	Integración cuanti-cualitativa; benchmarking internacional ; análisis espacial GIS; validación por panel de expertos	Triangulación por métodos; estudios de caso (Quest CCS, Port Arthur, ACTL, NEOM); ArcGIS Pro 3.2 / QGIS; sesión de validación presencial	Síntesis de hallazgos de Fases 1–3; lecciones de proyectos internacionales; mapas de idoneidad para plantas y almacenamiento; retroalimentación de expertos multidisciplinarios	Hoja de ruta 2026-2050 con tres horizontes temporales; priorización de 3–5 proyectos ancla; requerimientos de infraestructura, regulación y gobernanza; recomendaciones de política públicas y mecanismos de financiamiento

4.5. Alcance Geográfico y Temporal

En lo geográfico, el estudio se centra en el departamento de Santander, con dos polos principales. Barrancabermeja aparece como nodo clave por la presencia de la refinería de Ecopetrol, gran consumidora de hidrógeno gris y potencial ancla para proyectos de hidrógeno azul. Bucaramanga se considera como centro administrativo y posible foco de demanda industrial y de transporte en el mediano plazo. De manera complementaria, se incluye el Valle del Magdalena Medio como zona relevante por sus campos de gas natural y por los posibles sitios de almacenamiento geológico de CO₂, y se toman referencias de experiencias nacionales e internacionales (Chile, Estados Unidos, Canadá, Medio Oriente) para enriquecer el análisis comparativo.

En lo temporal, el horizonte de análisis va de 2026 a 2050, alineado con las metas de carbono-neutralidad asumidas por Colombia. La hoja de ruta distingue tres escalones: un corto plazo (2026–2030) centrado en pilotos y primeros proyectos comerciales; un mediano plazo (2031–2040) orientado al escalamiento de la producción y a la diversificación de usos del hidrógeno azul; y un largo plazo (2041–2050) en el que la prioridad será integrar las capacidades desarrolladas con la expansión del hidrógeno verde y otras tecnologías de emisiones netas cercanas a cero.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.6. Estrategia Metodológica: Secuencia de Fases

La estrategia metodológica se organiza en cuatro fases que se suceden, pero que también dialogan entre sí:

Fase 1 - Revisión y sistematización de antecedentes.

Incluye la revisión de literatura internacional sobre hidrógeno azul y CCS/CCUS, la identificación de proyectos de referencia, el análisis de estudios latinoamericanos y colombianos, y la síntesis de brechas de conocimiento que justifican el estudio.

Fase 2 - Análisis tecno-económico y de emisiones.

En esta etapa se construyen y calibran modelos para comparar distintas rutas tecnológicas (gris, azul, verde, turquesa) bajo condiciones colombianas, estimar costos nivelados de hidrógeno, requerimientos de gas, tasas de captura y reducciones de emisiones para escenarios específicos en Santander.

Fase 3 - Exploración cualitativa con actores clave.

A partir de los resultados cuantitativos preliminares se diseña un guion de entrevistas semiestructuradas dirigido a actores de la industria (Ecopetrol, empresas de gas), autoridades nacionales y departamentales, academia y, cuando sea posible, representantes territoriales. El objetivo es identificar barreras y condiciones habilitantes que los modelos no reflejan, así como percepciones de riesgo, oportunidades y prioridades.

Fase 4 - Construcción y validación de la hoja de ruta.

Con base en lo anterior se elabora una hoja de ruta para el hidrógeno azul en Santander, con metas temporales, proyectos prioritarios y requerimientos de infraestructura, regulación y gobernanza. Esta propuesta se contrasta con la evidencia recopilada y, cuando es posible, se somete a revisión de algunos de los actores consultados para afinar su plausibilidad y relevancia.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.7. Cronograma de Investigación

La investigación se desarrolló durante 12 meses (enero 2025 – diciembre 2025), con cuatro fases principales que se traslapan parcialmente para aprovechar resultados preliminares de una etapa en la siguiente.

Tabla 5. Cronograma de actividades de investigación

Fase	Actividades principales	Meses	Producto
Fase 1: Revisión de antecedentes	Revisión sistemática de literatura en Scopus, Web of Science, ScienceDirect; análisis de proyectos de referencia (Quest CCS, Port Arthur, NEOM); recopilación de datos secundarios (IEA, UPME, Ecopetrol, ANH)	1–3	Marco teórico consolidado; base de datos de costos y parámetros técnicos; identificación de brechas de conocimiento
Fase 2: Análisis tecno-económico	Calibración de modelos H2A y desarrollo de modelos propios en Python; simulaciones en Aspen HYSYS; cálculo de LCOH, NPV, IRR para escenarios; análisis espacial GIS para ubicación de infraestructura	3–6	Resultados cuantitativos preliminares: LCOH por ruta tecnológica; mapas de idoneidad; escenarios 2030-2050
Fase 3: Exploración cualitativa	Diseño de instrumentos (guion de entrevistas, protocolo SWOT); entrevistas semiestructuradas (22–31 actores); taller participativo SWOT; análisis de stakeholders	6–9	Transcripciones codificadas; matriz SWOT consolidada; mapa de actores poder-interés; narrativas sobre barreras y habilitadores
Fase 4: Integración y hoja de ruta	Triangulación de hallazgos cuantitativos; construcción de hoja de ruta con fases y proyectos prioritarios; validación con panel de expertos (6–8 expertos); ajustes finales	9–11	Hoja de ruta validada; recomendaciones de política; capítulos 5–8 de la tesis
Redacción y defensa	Redacción final de capítulos; revisión por pares; preparación de defensa	10–12	Documento final de tesis

Las fases 2 y 3 se traslapan entre los meses 6 y 7: mientras se terminan las simulaciones de sensibilidad y escenarios, arrancan las primeras entrevistas. Este diseño permite que los resultados cuantitativos

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

preliminares (por ejemplo, identificación de CCS como principal driver de costos) orienten las preguntas cualitativas más relevantes.

4.8. Métodos y Técnicas de Recolección de Datos

4.8.1. Datos secundarios (revisión documental)

La investigación parte de una revisión exhaustiva de fuentes documentales que van desde bases de datos técnicas globales hasta documentos de política energética colombiana, literatura académica reciente y reportes especializados de consultoras. Esta revisión sirve para armar una base sólida sobre costos reales, tecnologías probadas, experiencias exitosas y tropiezos en proyectos de hidrógeno azul y CCS/CCUS en distintas partes del mundo.

Fuentes internacionales. La Agencia Internacional de Energía (IEA) aporta información clave a través del World Energy Outlook, el Global Hydrogen Review y su plataforma Energy Statistics Data Browser, que incluyen proyecciones de demanda global, comparaciones de costos entre rutas de producción y análisis tecnológicos actualizados (IEA, 2024). Del lado estadounidense, el Departamento de Energía (U.S. DOE) pone a disposición el modelo H2A Production, una herramienta de referencia para estimar costos de capital y operación en plantas de hidrógeno. También se revisan informes técnicos de proyectos emblemáticos: Quest CCS en Alberta, Canadá; la planta de Air Products en Port Arthur, Texas; y el megaproyecto NEOM en Arabia Saudita, entre otros (IEAGHG, 2023). La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) complementa con datos sobre electrólisis, lo que permite contrastar hidrógeno verde con azul.

Fuentes nacionales. En Colombia, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) publica los balances energéticos oficiales, las proyecciones de demanda de largo plazo y el Plan Energético Nacional, documentos que enmarcan las metas del país en descarbonización y diversificación de fuentes (UPME, 2022). Ecopetrol, a través de sus informes de sostenibilidad y su estrategia de hidrógeno, proporciona datos sobre el consumo actual de hidrógeno gris en Barrancabermeja y los planes de inversión en

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

tecnologías de bajo carbono (Ecopetrol, 2023). Los ministerios de Minas y Energía y de Ambiente entregan los documentos de política, las resoluciones vigentes y las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) que fijan compromisos de reducción de emisiones. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ofrece cifras sobre producción de gas, reservas y mapas de infraestructura de transporte, útiles para evaluar disponibilidad de materia prima y opciones de almacenamiento geológico.

Literatura académica. Se hace una búsqueda sistemática en Scopus, Web of Science, ScienceDirect e IEEE Xplore con términos como blue hydrogen, SMR CCS, ATR carbon capture, hydrogen LCOH, geologic CO₂ storage y energy transition Colombia. El rango de búsqueda va de 2015 a 2026, poniendo especial atención a lo publicado en los últimos cinco años, que es cuando más se han desarrollado las tecnologías de captura y cuando más se ha escrito sobre viabilidad económica y experiencias de campo. Los artículos seleccionados aportan evidencia sobre eficiencias de conversión, factores de emisión, análisis de ciclo de vida y comparaciones rigurosas entre distintas rutas de producción.

Informes de consultoría y centros de análisis. McKinsey Energy Insights, Bloomberg New Energy Finance (BNEF), Wood Mackenzie y S&P Global Platts publican análisis de mercado, proyecciones de costos y evaluaciones de competitividad regional que resultan muy útiles para contextualizar los datos técnicos. El programa IEA Greenhouse Gas R&D (IEAGHG) publica estudios de caso sobre proyectos de captura en refinerías, plantas petroquímicas y generación eléctrica, con evaluaciones técnicas y económicas que ayudan a calibrar los supuestos del modelo.

Procesamiento. Los datos cuantitativos que se extraen (costos de equipos, eficiencias de conversión, factores de emisión, precios de gas natural) se organizan en hojas de cálculo Excel o archivos CSV para poder usarlos después en los modelos tecno-económicos. La información cualitativa (lecciones aprendidas, marcos regulatorios, percepciones de obstáculos) se codifica en una matriz de análisis temático que después se cruza con lo que se recoja en las entrevistas.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.8.2. Entrevistas Semi-Estructuradas

Las entrevistas buscan recoger el conocimiento experto y las percepciones de quienes están directamente involucrados en energía, hidrógeno y CCS en Colombia. Este componente cualitativo es clave para identificar obstáculos que no aparecen en las hojas de cálculo: resistencias institucionales, desconfianzas entre sectores, preocupaciones de comunidades o factores de riesgo político que pueden hacer o deshacer un proyecto (Cuppen et al., 2016).

Diseño del instrumento. Se prepara una guía de entrevista semiestructurada dividida en tres bloques. El primero es técnico-económico: pregunta sobre la viabilidad real de tecnologías como SMR o ATR con captura de carbono, cómo ven los costos comparados con hidrógeno gris y verde, y qué barreras de infraestructura identifican. El segundo bloque es regulatorio e institucional: explora qué opinan del marco legal actual, dónde ven vacíos críticos en la regulación de CCS/CCUS y qué cambios de política recomendarían. El tercer bloque trata de gobernanza y relaciones entre actores: indaga qué roles creen que deberían jugar el sector público y el privado, qué modelos de colaboración les parecen viables y qué factores consideran que influyen en la aceptación social de estos proyectos (Vavouris et al., 2024).

Las preguntas mezclan formato abierto, para dejar que surjan temas inesperados ("¿Cuáles cree que son las tres barreras principales para implementar CCS en Colombia?"), con escalas tipo Likert para medir percepciones de manera más cuantitativa ("En una escala de 1 a 5, ¿qué tan factible le parece almacenar CO₂ en campos agotados del Magdalena Medio?").

Selección de participantes. Se usa un muestreo intencional que busca diversidad de miradas y conocimiento especializado. La meta es entrevistar entre 22 y 31 personas repartidas en seis grupos. Del sector petrolero y de gas, se contacta a entre seis y ocho directivos de Ecopetrol (refinación, estrategia de hidrógeno, CCS) y de empresas como Promigas o TGI. Del gobierno se busca entre cinco y siete representantes del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente, la UPME, la Gobernación de Santander y la Alcaldía de Barrancabermeja. De la academia se incluye a entre cuatro y seis investigadores

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

de la UIS, la Universidad Nacional o los Andes, más gente de centros de investigación en energía. De la sociedad civil se convoca a entre tres y cuatro representantes de ONGs ambientales y asociaciones comunitarias de Barrancabermeja. Del sector financiero se entrevista a entre dos y tres analistas de FINDETER, la Financiera de Desarrollo Nacional o fondos de inversión especializados. Por último, se busca entre dos y tres expertos internacionales que hayan trabajado en proyectos reales de hidrógeno azul y CCS en otros países, para traer perspectivas comparativas (Neto-Bradley et al., 2021).

Tabla 6. Selección de participantes para entrevistas semiestructuradas

Categoría de Stakeholder	N objetivo	Criterios de selección
Sector petrolero/gas	6–8	Directivos Ecopetrol (refinación, estrategia de hidrógeno, CCS), empresas de gas natural (Promigas, TGI)
Gobierno	5–7	MinEnergía, MinAmbiente, UPME, Gobernación Santander, Alcaldía Barrancabermeja
Academia/investigación	4–6	Universidades (UIS, U. Nacional, U. Andes), centros de investigación en energía
Sociedad civil/ONGs	3–4	ONGs ambientales, asociaciones comunitarias Barrancabermeja
Sector financiero	2–3	Banca de desarrollo (FINDETER, FDN), fondos de inversión en energía
Expertos internacionales	2–3	Consultores con experiencia en proyectos de hidrógeno azul y CCS en otros países
TOTAL	22–31	Diversidad de perspectivas, conocimiento especializado

Protocolo de aplicación. Las entrevistas se hacen presencialmente cuando es posible, sobre todo en Bucaramanga y Barrancabermeja, o por videollamada si las agendas no cuadran. Duran entre 45 y 90 minutos, dependiendo del tiempo que tenga la persona y de qué tan profundo quiera ir en sus respuestas. Con permiso del entrevistado, se graban para después transcribirlas. Los resultados se reportan de forma agregada o con identificadores genéricos ("Directivo de Ecopetrol #3") para proteger la confidencialidad y que la gente hable con franqueza.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Análisis. Las grabaciones se transcriben completas y se analizan con software como NVivo o ATLAS.ti. La codificación combina dos lógicas: una inductiva, que deja que salgan temas que no se habían previsto, y otra deductiva, que parte de categorías ya definidas (viabilidad técnica, regulación, gobernanza, aceptación social). Al final se arma una matriz que registra con qué frecuencia aparece cada tema, dónde coinciden los distintos grupos de actores y dónde difieren, lo que después facilita triangular con los resultados cuantitativos (Cuppen et al., 2016).

4.8.3. Taller Participativo SWOT

El taller SWOT (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) es un espacio de trabajo conjunto con actores clave para analizar estratégicamente el hidrógeno azul en Santander. La idea es que la gente se apropie del proceso y construya soluciones de manera colectiva, en lugar de recibir recomendaciones hechas solo desde la academia (University of Pretoria, s.f.).

Diseño. Se convoca a entre 15 y 25 personas que representen los distintos intereses: gobierno, Ecopetrol, academia, sociedad civil, sector financiero. El taller dura cuatro horas (medio día) y se organiza en tres momentos. Primero, se presenta un resumen ejecutivo de lo que se ha encontrado hasta ese punto en el análisis cuantitativo: costo nivelado del hidrógeno (LCOH), viabilidad técnica estimada, demanda proyectada. Esto toma unos 30 minutos y sirve para que todos arranquen con el mismo contexto. Luego viene el trabajo grupal: se forman cuatro equipos de cuatro a seis personas, mezclando perfiles para que la discusión sea más rica. Cada grupo identifica fortalezas internas (qué recursos, capacidades, infraestructura y conocimiento tiene Santander a su favor), debilidades internas (qué limitaciones técnicas, brechas de capacidad o falta de infraestructura específica hay), oportunidades externas (qué tendencias favorables existen, como políticas nacionales, demanda creciente o acceso a financiamiento climático) y amenazas externas (qué riesgos regulatorios, competencia de otras regiones o volatilidad de precios del gas podrían complicar las cosas). En la plenaria final, cada grupo presenta lo que trabajó y entre todos, mediante votación, se priorizan los factores más relevantes en cada cuadrante del SWOT. El

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

taller cierra con una discusión sobre qué estrategias se desprenden del análisis: cómo usar las fortalezas para aprovechar oportunidades, cómo mitigar debilidades frente a amenazas, etc.

Análisis. Del taller sale una matriz SWOT consolidada que destaca los cinco a siete factores más importantes en cada cuadrante, según lo que priorizó la gente. A partir de ahí se identifican estrategias cruzadas: estrategias FO (usar fortalezas para explotar oportunidades), FA (usar fortalezas para defenderse de amenazas), DO (reducir debilidades para aprovechar oportunidades) y DA (minimizar debilidades y amenazas al mismo tiempo) (University of Pretoria, s.f.).

4.8.4. Análisis de Stakeholders

El análisis de actores mapea quiénes son los jugadores relevantes en el tema del hidrógeno azul en Santander, cuánto poder tienen para mover decisiones, qué tanto interés muestran y qué posiciones adoptan. Esto permite diseñar estrategias de relacionamiento a la medida de cada actor, en lugar de tratar a todos por igual (Hildebrand, n.d.).

Metodología. El proceso arranca con una lista exhaustiva de actores individuales e institucionales: gobierno nacional, departamental y municipal; Ecopetrol y empresas de gas; academia; ONGs; comunidades locales; medios de comunicación; organismos internacionales. Después, cada actor se clasifica en tres dimensiones. La primera es el poder, entendido como capacidad de influir en decisiones: el Ministerio de Minas y Energía o Ecopetrol tienen mucho, una ONG local pequeña tiene poco. La segunda es el interés, es decir, qué tanto se ve afectado o beneficiado por el desarrollo del hidrógeno azul: la refinería de Barrancabermeja tiene interés muy alto, un municipio alejado sin conexión al proyecto tiene poco. La tercera es la influencia, o sea, la capacidad de mover opinión pública o de facilitar o bloquear un proyecto: las comunidades locales y los medios suelen tener influencia alta, mientras que la academia sin visibilidad pública tiene poca.

Con estas clasificaciones se arma una matriz de poder-interés que ubica a cada actor en uno de cuatro cuadrantes. En el de alto poder y alto interés están los actores clave, como Ecopetrol, el Ministerio de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Minas y la Gobernación, que requieren un relacionamiento estrecho y estrategias de co-creación. En el de alto poder y bajo interés hay actores que conviene mantener contentos mediante información periódica, como la ANH o el Ministerio de Hacienda. En el de bajo poder y alto interés están los que hay que mantener informados y consultar con regularidad, como ONGs, academia y comunidades locales. Por último, el cuadrante de bajo poder y bajo interés incluye a los que solo necesitan monitoreo básico, como el público general sin vínculo directo.

Además de ubicar a los actores en la matriz, se analiza qué posiciones tienen: promotores que apoyan activamente el proyecto (típicamente Ecopetrol y la gobernación si el tema encaja con sus objetivos de desarrollo económico), neutrales que todavía no se han definido o esperan más información (como algunos sectores de gobierno o la academia), y opositores potenciales que expresan preocupaciones sobre impactos ambientales, sociales o competencia con otras iniciativas (quizá ONGs ambientales con reservas sobre CCS o comunidades que no ven beneficios directos) (Hildebrand, n.d.).

Producto. El análisis produce un mapa visual donde cada actor aparece posicionado en la matriz poder-interés, con un color o símbolo que indica si es promotor, neutral u opositor. Viene acompañado de estrategias de relacionamiento específicas para cada cuadrante y de un análisis de riesgos que identifica qué actores podrían bloquear o retrasar el proyecto y qué se puede hacer para reducir esas probabilidades.

4.9. Métodos de Análisis Cuantitativo

La estrategia de análisis combina herramientas cuantitativas para estimar viabilidad técnico-económica con técnicas cualitativas orientadas a comprender percepciones, barreras institucionales y condiciones habilitantes. Más que una simple suma de métodos, lo que se busca aquí es que los números dialoguen con las voces de los actores, de modo que la hoja de ruta resultante no solo sea sólida en lo técnico, sino también realista desde el punto de vista de la implementación

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.9.1. Análisis Técnico-Económico (Techno-Economic Analysis - TEA)

El análisis técnico-económico cuantifica si producir hidrógeno azul en Santander es o no viable desde el punto de vista financiero. Para eso se calculan costos nivelados, indicadores de rentabilidad y se explora cómo responden estos valores ante cambios en variables clave (Curcio, 2025).

Costo nivelado del hidrógeno (LCOH)

El costo nivelado del hidrógeno, o LCOH, representa el precio mínimo al que habría que vender el hidrógeno para cubrir todos los costos de capital y operación durante la vida útil del proyecto, trayendo esos flujos a valor presente (Hussam et al., 2024). En otras palabras, es el precio de equilibrio que hace que el proyecto no pierda ni gane. La fórmula es:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1 + WACC)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_{H_2,t}}{(1 + WACC)^t}}$$

Aquí t es el año del proyecto (desde $t = 0$ hasta $t = n$), n es la vida útil (normalmente entre 20 y 25 años), $CAPEX_t$ es la inversión de capital en el año t (construcción de planta, equipos, instalación, infraestructura, ingeniería, puesta en marcha), $OPEX_t$ son los costos operativos ese año (gas natural, electricidad, agua, mantenimiento, mano de obra, captura, transporte y almacenamiento de CO_2), $Q_{H_2,t}$ es la producción de hidrógeno en el año t (en kg/año o ton/año), y WACC es el costo promedio ponderado del capital, que incorpora riesgo país, costo de deuda, costo del capital propio y estructura financiera, expresado como porcentaje anual. El denominador $(1+WACC)^t$ trae tanto los costos como la producción futura a valor presente.

Componentes de CAPEX. Para una planta de reformado de metano con vapor (SMR) más captura de carbono, los rubros principales son: reformador SMR (reactor, horno, tubos catalíticos), reactores de shift de alta y baja temperatura con sus enfriadores, unidad PSA para purificar el hidrógeno, unidad de captura de CO_2 por absorción con aminas (MDEA) o Selexol, compresor de CO_2 que lleva el gas de 1 bar a 110 bar

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

en tres a cinco etapas, ducto de CO₂ hasta el sitio de almacenamiento, pozos de inyección de CO₂, balance de planta (utilidades de agua, electricidad, vapor, sistemas de control), costos de ingeniería, adquisición y construcción (EPC), más una contingencia para riesgos e imprevistos. Los datos se toman del modelo H2A Production del Departamento de Energía de Estados Unidos, cotizaciones de fabricantes, bases de datos técnicas como IEAGHG y NETL CCS Database, y se ajustan a condiciones locales con información de la ANH (H2A Production Model, U.S. DOE; IEAGHG, 2023; NETL, 2024). Para una planta de 50 kt H₂ al año, el CAPEX total típico va de USD \$400 a \$600 millones.

Tabla 7. Componentes de CAPEX (SMR+CCS como ejemplo)

Componente	Descripción	Fuente de datos
Reformador SMR	Reactor, horno, tubos catalíticos	H2A Production Model, vendors quotes
Shift reactors	HTS + LTS con enfriadores	Literatura técnica, Aspen HYSYS
PSA (Pressure Swing Adsorption)	Purificación H ₂	H2A, equipos comerciales
Unidad de captura CO ₂	Absorción regenerador MDEA/Selexol,	IEAGHG, NETL CCS Database
Compresor CO ₂	1 bar = 110 bar, 3–5 etapas	Cotizaciones de fabricantes, NETL
Pipeline CO ₂	Transporte a sitio almacenamiento	USD/km-inch, IEAGHG
Pozos de inyección CO ₂	Perforación, completación	Costos típicos ANH, ajustados CCS
Balance de planta	Utilidades (agua, electricidad, vapor), control	% del costo directo (15–25%)
Ingeniería, procurement, construcción (EPC)	Contratista general	% del costo directo (15–20%)
Contingencia	Riesgos e imprevistos	10–20% del costo total

CAPEX total típico SMR+CCS (50 kt H₂/año): USD \$400–600 millones.

Componentes de OPEX. Los costos de operación incluyen el gas natural como materia prima (consumo típico de unos 0,59 kg CH₄ por kg H₂, a precios locales de UPME y Promigas), electricidad para compresores, auxiliares y captura de CO₂ (tarifas industriales del operador del mercado XM), agua para el vapor de reformado y enfriamiento (tarifas industriales locales), reemplazo periódico de catalizadores (Ni, Cu-Zn, cotizaciones de proveedores), reposición anual del solvente de captura con pérdidas del 1 al 2%,

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

costos fijos de operación y mantenimiento (entre 3 y 6% del CAPEX al año), costos de monitoreo, medición y verificación (MMV) para CCS (monitoreo sísmico 4D, pozos de observación), más seguros e impuestos según la fiscalidad local colombiana (IEAGHG, 2023; NETL, 2024). El OPEX total típico para una planta SMR+CCS va de USD \$0,5 a \$1,2 por kg H₂, variando fuertemente con el precio del gas natural.

Tabla 8. Componentes de OPEX

Componente	Descripción	Fuente de datos
Gas natural (feedstock)	Consumo ~0.59 kg CH ₄ /kg H ₂	Precio gas natural Colombia (UPME, Promigas)
Electricidad	Compresores, auxiliares, captura CO ₂	Precio industrial kWh (XM, operador mercado)
Agua	Vapor para reformado, enfriamiento	Tarifas industriales, disponibilidad local
Catalizadores	Reemplazo periódico (Ni, Cu-Zn, etc.)	Cotizaciones proveedores, literatura
Solvente (MDEA, Selexol)	Reposición anual (pérdida 1–2%)	Precios químicos industriales
O&M fijo	Personal, mantenimiento programado	3–6% CAPEX/año
MMV (CCS)	Monitoreo, sísmica 4D, pozos observación	Literatura IEAGHG, proyectos referencia
Seguros, impuestos	Variable fiscalidad local	Colombia: típicamente 2–4% revenue

OPEX total típico SMR+CCS: USD \$0.5–1.2/kg H₂ (variable según precio gas natural).

Parámetros económicos. El WACC para Colombia suele estar entre 8 y 12%, más alto que en países de la OCDE por efecto del riesgo país, aunque puede bajar con garantías del gobierno. La vida útil de una planta SMR o ATR se fija en 25 a 30 años, mientras que la infraestructura de CO₂ puede durar hasta 50 años. El factor de capacidad típico es de 85 a 90%, asumiendo operación continua con paradas de mantenimiento. La inflación promedio histórica en Colombia es del 3 al 4% anual, y la depreciación se calcula según la legislación fiscal colombiana, ya sea lineal o acelerada.

Software y herramientas. Se usa el modelo H2A Production del Departamento de Energía de Estados Unidos, una herramienta en hojas de cálculo que se puede parametrizar para distintas rutas de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

producción; Aspen HYSYS o Aspen Plus para simular procesos químicos y validar balances de masa y energía; HOMER Pro o RETScreen para comparar con hidrógeno verde mediante electrólisis más renovables; y modelos propios desarrollados en Python o Excel para análisis de sensibilidad y escenarios (U.S. DOE H2A Production Model).

Indicadores Financieros Complementarios

Además del LCOH, se calculan indicadores financieros que cualquier inversionista querría ver. El valor presente neto (NPV) se define como:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t} - I$$

donde CF_t es el flujo de caja neto en el año t : ingresos menos costos operativos, impuestos y gastos financieros. En proyectos de hidrógeno, esto incluye ventas de H_2 , costos de operación (gas, electricidad, agua, mantenimiento), costos de captura de CO_2 y costos de transporte y almacenamiento. Si $NPV > 0$, el proyecto suma valor; si es negativo, destruye valor.

La tasa interna de retorno (IRR) es la tasa de descuento que hace el NPV igual a cero. Si IRR supera al WACC, el proyecto rinde por encima del costo del capital y conviene invertir. El período de recuperación (payback) es el tiempo en años hasta recuperar la inversión inicial; en proyectos energéticos se suele aceptar un payback menor a 10–12 años.

Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad mide cómo cambian el LCOH y el NPV cuando varían parámetros clave (Okonkwo et al., 2025). Las variables que se examinan son: precio del gas natural ($\pm 30\%$, desde USD \$3 a \$9/MMBTU respecto a una base de USD \$5–6/MMBTU), precio de carbono (desde USD \$0 hasta \$150/t CO_2), WACC (entre 6 y 14%, reflejando escenarios de financiamiento favorable versus alto riesgo), tasa de captura de CO_2 (entre 80 y 98%), CAPEX ($\pm 20\%$ por incertidumbre en costos de construcción), factor de capacidad

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

(entre 75 y 95%, según confiabilidad) y precio de venta del hidrógeno (entre USD \$2 y \$8/kg, según demanda y competencia).

El método combina dos aproximaciones. En el análisis de sensibilidad unidimensional se varía un parámetro a la vez manteniendo los demás constantes, y se arma un gráfico tipo tornado que muestra cuáles variables pesan más. En el análisis de Monte Carlo se simula 10.000 veces el modelo con distribuciones probabilísticas de los parámetros (por ejemplo, precio del gas con distribución triangular entre USD \$4, \$6 y \$8), generando distribuciones completas de LCOH y NPV con intervalos de confianza. Los software que se usan son @RISK, Crystal Ball, o librerías de Python como numpy, scipy y pandas.

Escenarios de demanda y contexto

Se definen tres escenarios de demanda y contexto regulatorio para proyecciones hacia 2030, 2040 y 2050 (Colombia's Hydrogen Roadmap, 2021).

Escenario 1: Conservador ("Business as Usual"). La demanda de hidrógeno crece lento, la refinería sigue usando mayormente hidrógeno gris. La regulación de CCS/CCUS tarda y solo se implementa después de 2030, no hay precio de carbono efectivo, las tecnologías de CCS mantienen costos altos sin curva de aprendizaje acelerada, y la demanda de hidrógeno bajo en carbono llega apenas a 10–15 kt/año en 2030.

Escenario 2: Moderado ("Transición Acelerada"). La regulación de CCS sale entre 2027 y 2028, con un precio de carbono que va subiendo hasta USD \$50/t en 2030 y \$100/t en 2040. Ecopetrol convierte la mitad de su producción de hidrógeno a azul para 2035, se desarrolla demanda en transporte pesado y fertilizantes, y la demanda de hidrógeno bajo en carbono alcanza 30–50 kt/año en 2030.

Escenario 3: Optimista ("Transformación Profunda"). La regulación de CCS se aprueba en 2026 y el precio de carbono arranca en USD \$75/t desde 2028. Para 2035, el cien por ciento del hidrógeno de refinería ya es azul o verde, Santander se convierte en hub de hidrógeno con varios productores y consumidores, se abre la posibilidad de exportar a Centroamérica y el Caribe, y la demanda de hidrógeno bajo en carbono llega a 60–100 kt/año en 2030.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.9.2. Modelado de demanda de hidrogeno

La proyección de demanda se divide en cinco segmentos. En refinación, la conversión del hidrógeno gris actual a azul representa entre 40 y 50 kt H₂/año solo en Barrancabermeja. En fertilizantes, si se monta producción local de amoníaco verde o azul, la demanda puede alcanzar entre 10 y 20 kt H₂/año. En transporte pesado con celdas de combustible, se calcula entre 1 y 5 kt H₂/año en 2030, subiendo a 20–50 kt/año en 2040. En aplicaciones industriales (cemento, vidrio, química), la demanda podría ubicarse entre 2 y 10 kt H₂/año. El almacenamiento energético estacional es marginal en el corto plazo, aunque tiene potencial más adelante.

La metodología de proyección combina tres enfoques. Primero, se hace análisis histórico de la tendencia de consumo de hidrógeno gris en la refinería entre 2015 y 2025. Segundo, se usan modelos de penetración de mercado con curvas logísticas (curvas S) para estimar la adopción de hidrógeno en transporte e industria. Tercero, se construyen escenarios de política que contemplan mandatos de mezcla de combustibles bajos en carbono y subsidios a vehículos de celdas de combustible.

4.9.3. Análisis espacial GIS para ubicación de infraestructura

El análisis espacial con sistemas de información geográfica busca identificar dónde conviene ubicar plantas de producción de hidrógeno azul, ductos de CO₂ y sitios de almacenamiento geológico (Client Challenge, 2026).

Capas geoespaciales utilizadas. Los datos de infraestructura existente incluyen gasoductos de gas natural (ANH, Promigas, TGI), refinerías y plantas industriales (Ecopetrol, DANE), red eléctrica de transmisión (XM) y vías de acceso (INVIAS). Los datos de geología y recursos abarcan cuencas sedimentarias y formaciones geológicas (Servicio Geológico Colombiano), campos de petróleo y gas activos y agotados (ANH), y datos sísmicos cuando están disponibles públicamente. Las restricciones ambientales y sociales se mapean desde áreas protegidas (RUNAP), zonas de exclusión (menos de 500 m de centros poblados, hospitales, escuelas), cuerpos de agua (IDEAM) y pendientes mayores a 20% (modelo digital de elevación SRTM). La

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

demanda potencial se localiza con la ubicación de consumidores (refinería, industrias, corredores de transporte) y densidad poblacional (censo DANE).

Criterios de idoneidad. Para una planta de hidrógeno mediante SMR o ATR con CCS, los criterios son: cercanía a gasoducto de gas natural (menos de 5 km), cercanía a demanda (refinería a menos de 10 km, otras industrias a menos de 30 km), disponibilidad de agua (río Magdalena, acuíferos), suelo con pendiente menor a 10%, exclusión de áreas protegidas y zonas de exclusión, y acceso vial para transporte de equipos pesados. Para un ducto de CO₂ se busca la ruta más corta entre planta y sitio de almacenamiento, evitando zonas urbanas densas y áreas protegidas, minimizando cruces de ríos y terrenos empinados (más de 20%), y reutilizando derechos de vía de gasoductos existentes cuando sea posible. Para un sitio de almacenamiento geológico de CO₂, los criterios incluyen profundidad de la formación entre 800 y 3.500 m, porosidad mayor a 12% y permeabilidad mayor a 50 mD (con datos de pozos exploratorios y literatura del SGC), presencia de sello geológico con lutitas de más de 20 m, ausencia de fallas activas en un radio de 10 km, distancia a acuíferos potables mayor a 300 m (separación vertical), y preferencia por campos de gas o petróleo agotados por su geología conocida.

Metodología GIS. Los datos se procesan estandarizando la proyección cartográfica (MAGNA-SIRGAS Colombia) con resolución de 100 m × 100 m en formato raster. Se asignan pesos mediante Análisis Jerárquico Multicriterio (AHP), por ejemplo: cercanía a gas natural (0,30), cercanía a demanda (0,25), disponibilidad de agua (0,20), pendiente (0,15) y acceso vial (0,10). La superposición ponderada suma las capas para generar un mapa de idoneidad con índice de 0 a 100. Se hace análisis de sensibilidad espacial variando los pesos para ver qué tan robustas son las ubicaciones óptimas. Los software que se usan son ArcGIS Pro, QGIS (código abierto) o Google Earth Engine.

El producto final incluye mapas de idoneidad para plantas, ductos y sitios de almacenamiento, identificación de 3 a 5 ubicaciones candidatas por categoría, y análisis de costos de transporte de CO₂ según distancia.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

4.10. Métodos de Análisis Cualitativo

4.10.1. Análisis temático de entrevistas

El análisis temático busca identificar patrones y narrativas que se repiten en las percepciones de los actores sobre el hidrógeno azul (Cuppen et al., 2016).

El proceso arranca transcribiendo literalmente (verbatim) el audio de las entrevistas, usando servicios profesionales o software de reconocimiento de voz con revisión manual. Después viene una lectura inicial para familiarizarse con los datos y anotar primeras impresiones. En la codificación inicial se generan códigos inductivos que salen de los datos mismos (por ejemplo, "desconfianza en que el CO₂ se quede abajo", "no está claro qué regulación va a salir") y códigos deductivos basados en el marco teórico (por ejemplo, "barreras técnicas", "barreras económicas", "factores que ayudan"). Los códigos relacionados se agrupan en temas más grandes: por ejemplo, códigos como "CCS es caro", "no sabemos a cuánto va a estar el gas" y "no hay incentivos fiscales" se juntan bajo el tema "Viabilidad económica incierta". Después viene definir y refinar los temas, con descripción detallada de cada uno, ejemplos de citas textuales y relaciones entre temas. Por último, se hace interpretación y teorización, conectando los temas con el marco conceptual, la literatura y los hallazgos cuantitativos.

El software que se usa es NVivo, ATLAS.ti, MAXQDA, o codificación manual en Excel si la muestra es pequeña. Las entrevistas siguen hasta alcanzar saturación teórica, es decir, cuando ya no salen temas nuevos en las últimas 3 o 4 entrevistas (Neto-Bradley et al., 2021).

4.10.2. Estudios de caso comparativos (benchmarking internacional)

El objetivo es sacar lecciones de experiencias de hidrógeno azul y CCS/CCUS en otros países que se puedan adaptar a Santander (Stremke & Schöbel, 2019).

Los casos que se revisan incluyen Quest CCS (Shell, Alberta, Canadá), que captura CO₂ de producción de hidrógeno (SMR) para upgrading de bitumen, con ~1 Mt CO₂/año almacenado en acuífero salino, y ofrece lecciones sobre financiamiento público-privado, monitoreo efectivo y aceptación de comunidades. Air

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Products Port Arthur (Texas, Estados Unidos) es una planta SMR+CCS con ~ 1 Mt CO₂/año que se usa para recuperación mejorada de petróleo (EOR), y enseña sobre cómo generar ingresos adicionales con EOR y aprovechar créditos fiscales como el 45Q. Alberta Carbon Trunk Line (ACTL, Canadá) es infraestructura compartida de transporte de CO₂ que muestra economías de escala con un hub que sirve a varios emisores y modelo de negocio de ducto como servicio. NEOM Green/Blue Hydrogen (Arabia Saudita) es un proyecto gigante de 4–5 Mt H₂/año (mezcla azul-verde) que ofrece lecciones sobre escala, integración con exportación y aprovechamiento de energía solar más gas barato.

La metodología incluye revisión de informes técnicos, estudios de caso académicos e informes de sostenibilidad de las empresas operadoras; entrevistas con expertos cuando es posible, contactando gente que participó en los proyectos (ingenieros, reguladores); y análisis comparativo estructurado con una matriz que compara contexto geológico, tecnología, escala, financiamiento, marco regulatorio, relacionamiento con actores y desempeño real (tasa de captura, costos). Los criterios de transferibilidad consideran similitud de contexto geológico (campos agotados, acuíferos salinos), escala comparable (pilotos versus comerciales) y marco institucional (economías emergentes versus desarrolladas, rol del Estado).

4.10.3. Integración de hallazgos cuantitativos y cualitativos

La integración de métodos pasa en tres momentos. Durante la recolección, los primeros resultados cuantitativos (por ejemplo, LCOH de USD \$2,8/kg) alimentan preguntas más profundas en entrevistas (por ejemplo, "¿Le parece USD \$2,8/kg competitivo con el gris a largo plazo, dado cómo fluctúa el gas en Colombia?"). Durante el análisis, lo que dicen los actores (por ejemplo, "todos identifican la regulación de CCS como obstáculo número uno") valida o cuestiona supuestos de los modelos, y si el modelo asume regulación en 2027 pero las entrevistas sugieren que se va a demorar hasta 2030, se ajustan los escenarios. En la interpretación final, la triangulación muestra que evidencia cuantitativa (LCOH competitivo bajo ciertos supuestos) y cualitativa (actores ven viabilidad condicionada a incentivos fiscales)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

convergen, lo que fortalece las conclusiones. La complementariedad hace que los números respondan "qué" y "cuánto" (costo de USD \$X/kg, NPV positivo con WACC menor a Y%) mientras las entrevistas explican "por qué" (obstáculos de financiamiento, falta de garantías) y "cómo" (modelos de gobernanza que prefieren). La expansión hace que lo cualitativo agregue dimensiones que los modelos no capturan, como la importancia de la aceptación comunitaria, lo que lleva a incluir "licencia social" en los criterios de priorización de proyectos.

En la presentación de resultados, los capítulos de hallazgos (5–7) arrancan con resultados cuantitativos y después traen perspectivas cualitativas que enriquecen la interpretación, mientras que la hoja de ruta (capítulo 8) sintetiza ambos tipos de evidencia en recomendaciones concretas.

4.11. Validación y rigor científico

4.11.1. Criterios de validez en investigación cuantitativa

La validez interna se cuida verificando que los modelos sean consistentes: balances de masa y energía se revisan con simulaciones en Aspen HYSYS y se comparan con datos de proyectos reales (desviación menor a 10%); se hace benchmarking de costos, contrastando CAPEX y OPEX calculados con literatura técnica (H2A, IEAGHG, NETL) y cotizaciones de proveedores; y se hace análisis de sensibilidad robusto, explorando un rango amplio de parámetros para entender la incertidumbre.

La validez externa reconoce que los resultados son específicos de Santander, pero la metodología se puede replicar en otras regiones de Colombia o Latinoamérica con ajustes.

La confiabilidad se logra con transparencia en la documentación de supuestos, fuentes y ecuaciones (en apéndices técnicos), y replicabilidad, con modelos en Excel o Python documentados, disponibles para revisión.

4.11.2. Criterios de rigor en investigación cualitativa

La credibilidad se construye con triangulación de fuentes, incluyendo varias categorías de actores (gobierno, industria, academia, sociedad civil); member checking, mandando transcripciones y temas a

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

los participantes para que validen; y peer debriefing, discutiendo hallazgos con directores de tesis y expertos externos.

La transferibilidad se apoya en descripción densa, con contexto detallado de Santander y perfiles de actores, para que los lectores puedan evaluar si aplica a otros contextos.

La dependabilidad se documenta con audit trail, registro de decisiones metodológicas, cambios en instrumentos y evolución de códigos; y codificación inter-rater, donde dos investigadores codifican independientemente el 20% de las entrevistas y se calcula acuerdo (Cohen's Kappa mayor a 0,70 es aceptable).

La confirmabilidad se logra con reflexividad, reconociendo sesgos del investigador (por ejemplo, formación en ingeniería de petróleos puede sesgar hacia hidrógeno azul versus verde, lo cual se mitiga incluyendo voces críticas); y documentación del proceso analítico, con ejemplos de códigos, temas y citas en apéndices.

4.11.3. Validación por panel de expertos

Se someten los hallazgos y la hoja de ruta a escrutinio de un panel de 6 a 8 expertos multidisciplinarios (Simply Stakeholders, 2024): dos expertos en hidrógeno y CCS (académicos o consultores con publicaciones), dos de la industria (Ecopetrol, empresa de gas), uno o dos del gobierno (Ministerio de Minas, UPME), uno en política energética (think tank, ONG técnica) y uno del sector financiero (banca de desarrollo, fondo de inversión).

El proceso arranca mandando un documento preliminar dos semanas antes de la sesión, seguido de una sesión presencial o virtual de 3 a 4 horas con presentación de hallazgos clave (45 minutos), discusión estructurada por secciones (viabilidad técnica, económica, regulatoria, hoja de ruta) y ronda de retroalimentación crítica sobre fortalezas, debilidades, aspectos no considerados y ajustes. Finalmente, se incorpora la retroalimentación en la versión final.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Los criterios de validación son robustez técnica (supuestos razonables, metodología apropiada), relevancia práctica (hoja de ruta implementable, recomendaciones accionables) y completitud (aspectos críticos no omitidos).

4.12. Consideraciones éticas

Todos los participantes firman un consentimiento informado que explica objetivo de la investigación, uso de datos, anonimización y derecho a retirarse. Los datos de entrevistas se reportan agregados o con identificadores anónimos. La información comercial sensible (costos específicos de Ecopetrol, estrategias competitivas) no se divulga públicamente si así lo piden. La investigación no genera riesgos físicos, psicológicos ni sociales significativos. Los resultados se presentan de forma balanceada, reconociendo trade-offs y limitaciones del hidrógeno azul, sin convertirse en propaganda de la industria. La investigación aporta al conocimiento público sobre opciones de descarbonización en Santander, informando política y decisiones de inversión. El protocolo se somete al Comité de Ética de la universidad si es requerido.

4.13. Manejo de conflicto de interés y transparencia

La investigación se desarrolló con independencia académica, sin financiamiento directo de empresas del sector de hidrocarburos o gas. Para garantizar objetividad y credibilidad:

Declaración de vínculos. El investigador principal no mantiene relaciones contractuales ni de consultoría con Ecopetrol, Promigas, TGI u otras empresas que pudieran beneficiarse directamente de los resultados. Cualquier colaboración previa o futura se declara explícitamente.

Confidencialidad comercial. La información sensible proporcionada por actores industriales (estrategias competitivas, costos propietarios, planes de inversión no públicos) se maneja con estricta confidencialidad. Los resultados se reportan de forma agregada o anonimizada, sin divulgar datos que puedan comprometer la posición competitiva de ninguna empresa.

Balance de perspectivas. La selección de participantes para entrevistas y panel de expertos incluye deliberadamente actores con posturas divergentes: promotores del hidrógeno azul (industria petrolera),

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

voces críticas (ONGs ambientales preocupadas por CCS) y posiciones intermedias (academia, gobierno).

Esto previene que la investigación se convierta en advocacy unilateral.

Reconocimiento de trade-offs. Los resultados presentan de manera balanceada las ventajas del hidrógeno azul (aprovechamiento de infraestructura existente, reducción de emisiones en el corto plazo) junto con sus limitaciones (dependencia de combustibles fósiles, riesgos de fugas de CO₂, competencia futura con hidrógeno verde). Las conclusiones reconocen que el hidrógeno azul es una tecnología de transición, no una solución final de largo plazo.

Uso de resultados. La tesis busca informar la política pública y las decisiones de inversión en Santander, no promover intereses particulares. Los resultados se pondrán a disposición del Ministerio de Minas y Energía, la Gobernación de Santander, la academia y el público general.

4.14. Limitaciones metodológicas

La investigación reconoce varias limitaciones. Algunos datos de CAPEX y OPEX vienen de literatura internacional (Estados Unidos, Europa) y pueden no reflejar exactamente costos colombianos; aunque se ajustan por paridad de poder adquisitivo, queda incertidumbre. La caracterización de sitios de almacenamiento de CO₂ se basa en datos públicos limitados (SGC, literatura), y para confirmar habría que perforar, lo cual está fuera del alcance. Las proyecciones de demanda dependen de supuestos sobre adopción de hidrógeno condicionados por políticas futuras inciertas; los escenarios capturan un rango pero no predicen con certeza. Los actores que aceptan participar pueden tener más interés o conocimiento previo que la población general (sesgo de selección), lo cual se mitiga diversificando categorías. Las proyecciones a 25 años (hasta 2050) tienen incertidumbre por tecnologías disruptivas o cambios geopolíticos imprevistos; se presentan como escenarios, no como predicciones.

Impacto de las Limitaciones en la Interpretación de Resultados

Estas limitaciones no invalidan las conclusiones principales, pero requieren interpretación cuidadosa:

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- La incertidumbre en costos de CAPEX ($\pm 15\text{--}20\%$ por ajustes de datos internacionales) afecta la precisión absoluta del LCOH, pero no cambia las conclusiones cualitativas sobre competitividad relativa entre rutas tecnológicas ni la identificación de CCS como principal driver de costos. Los análisis de sensibilidad capturan este rango de incertidumbre.
- La limitación de datos de almacenamiento geológico significa que las ubicaciones identificadas por GIS son candidatas preliminares que requieren caracterización geológica de campo antes de cualquier proyecto real. Sin embargo, el análisis espacial sigue siendo útil para priorización inicial y diálogo con autoridades sobre zonas de interés.
- La incertidumbre en proyecciones de demanda a 2050 se maneja mediante escenarios múltiples (conservador, moderado, optimista) que capturan un rango plausible de futuros, en lugar de una predicción única. La hoja de ruta resultante es adaptativa y permite ajustes según evolucione el contexto.
- El potencial sesgo de selección en entrevistados se mitiga diversificando categorías de actores y triangulando con literatura y datos cuantitativos. Las conclusiones se basan en patrones convergentes entre múltiples fuentes, no en opiniones aisladas.

Estrategias de mitigación aplicadas

Análisis de sensibilidad amplio ($\pm 30\%$ en precio de gas, $\pm 20\%$ en CAPEX, WACC 6–14%) para capturar incertidumbre paramétrica y evaluar robustez de conclusiones.

Escenarios múltiples (conservador, moderado, optimista) para incertidumbre estructural y futuros alternativos.

Triangulación de fuentes: datos secundarios + entrevistas + benchmarking internacional, con convergencia de evidencia como criterio de confianza.

Transparencia en documentación: todos los supuestos, ecuaciones, parámetros y fuentes se detallan en apéndices técnicos, permitiendo escrutinio y replicación por otros investigadores.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Validación externa mediante panel de 6–8 expertos multidisciplinarios que revisan hallazgos y hoja de ruta antes de la versión final.

4.15. Síntesis metodológica

Este capítulo ha presentado un diseño riguroso, mixto y secuencial que responde de manera integral a los objetivos de la investigación. La estrategia combina:

- **Métodos cuantitativos robustos:** análisis técnico-económico con cálculo de LCOH, NPV, IRR bajo múltiples escenarios; análisis de sensibilidad y Monte Carlo; modelado de demanda con curvas de penetración; análisis espacial GIS para identificación de ubicaciones óptimas para plantas, ductos y almacenamiento de CO₂.
- **Métodos cualitativos en profundidad:** 22 a 31 entrevistas semiestructuradas con actores clave (gobierno, industria, academia, sociedad civil, financiadores); taller participativo SWOT con 15–25 participantes; análisis de stakeholders con matriz poder-interés; estudios de caso comparativos de proyectos internacionales (Quest CCS, Port Arthur, ACTL, NEOM).
- **Integración metodológica explícita:** triangulación (contraste de resultados cuantitativos y percepciones cualitativas), complementariedad (números responden "qué" y "cuánto", entrevistas iluminan "por qué" y "cómo"), expansión (identificación de dimensiones no capturadas por modelos, como aceptación social), iteración (resultados cuantitativos preliminares orientan diseño de entrevistas).
- **Validación multinivel:** panel de 6–8 expertos multidisciplinarios que revisan hallazgos y hoja de ruta; criterios de validez interna (consistencia de modelos, benchmarking de costos), validez externa (transferibilidad metodológica), credibilidad cualitativa (triangulación de fuentes, member checking), y dependabilidad (audit trail, codificación inter-rater).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- **Consideraciones éticas y transparencia:** consentimiento informado, anonimización de datos sensibles, balance de perspectivas divergentes, declaración de conflictos de interés, reconocimiento explícito de trade-offs del hidrógeno azul como tecnología de transición.
- **Alineación con objetivos:** cada objetivo específico cuenta con métodos, técnicas y fuentes de datos claramente identificados (Tabla 7), garantizando que todas las preguntas de investigación tengan respaldo metodológico sólido.

Este enfoque permite generar una hoja de ruta para el hidrógeno azul en Santander que es técnicamente fundamentada, porque se apoya en modelos de ingeniería validados, balances de masa y energía y simulaciones de procesos; económicamente viable, al basarse en análisis financieros robustos con indicadores estándar de la industria y escenarios de mercado; socialmente informada, al incorporar percepciones de actores relevantes, análisis de aceptación social y estrategias de relacionamiento; institucionalmente factible, gracias al análisis regulatorio, la identificación de brechas legales y el diseño de modelos de gobernanza público-privada; y espacialmente situada, al utilizar análisis GIS para ubicar de forma óptima la infraestructura considerando geología, demanda y restricciones ambientales.

5. Diagnóstico y línea base del sector hidrógeno en Santander

Este capítulo presenta un diagnóstico del ecosistema energético de Santander relevante para la producción de hidrógeno azul y establece la línea base a partir de la cual se proyectan los desarrollos futuros. El análisis integra cuatro dimensiones: la infraestructura de gas natural, la demanda actual de hidrógeno gris, el potencial geológico para captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) y el contexto socioeconómico e institucional del departamento.

5.1. Infraestructura de Gas Natural en Santander

5.1.1. Producción y Reservas de Gas Natural en Colombia

En el contexto nacional, Santander opera en medio de una crisis estructural de reservas de gas natural que condiciona cualquier estrategia de hidrógeno azul. La Agencia Nacional de Hidrocarburos reportó para

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

el cierre de 2024 reservas probadas del orden de 2,1 TCF, lo que equivale a apenas 5,9 años de consumo al ritmo actual. Esta cifra refleja una caída cercana al 13% frente a 2023 y constituye el nivel más bajo en más de una década, en un contexto en el que la producción diaria se ubica alrededor de 800 MMcfd, es decir, 16% menos que en 2024 y un tercio por debajo de los volúmenes registrados hacia 2013.

La combinación de decisiones de política y dinámica de maduración de los campos explica buena parte de este deterioro. Desde 2022 el gobierno nacional dejó de adjudicar nuevos contratos de exploración de hidrocarburos, lo que en la práctica elimina el flujo de descubrimientos que podría reponer reservas en el mediano plazo. Al mismo tiempo, una porción importante de la oferta proviene de campos maduros de gas asociado a petróleo, con varias décadas de producción acumulada y tasas de declinación crecientes. En la última década, el país consumió del orden de 4,6 TCF y solo logró reponer alrededor de 0,8 TCF, lo que se traduce en una tasa de reposición cercana al 18% y confirma que el sistema se está desfondando más rápido de lo que se repone.

Esta situación ya se refleja en la balanza de comercio de gas natural. En 2024 las importaciones de gas natural licuado (GNL) rondaron los 94 TCF, casi tres veces el volumen de 2023 y cerca del 20% del consumo nacional. Proyecciones de la industria indican que, de mantenerse la trayectoria actual, hacia 2029 cerca del 56% del gas consumido en Colombia sería importado, lo que incrementa la exposición del país a los ciclos de precios internacionales y eleva los riesgos de seguridad energética. Para el hidrógeno azul, esto implica que la disponibilidad de gas natural como materia prima para procesos SMR o ATR es razonablemente sólida en el corto plazo, pero se torna incierta más allá de 2035, reforzando la necesidad de una transición gradual hacia hidrógeno verde a medida que avance la descarbonización.

En paralelo a este declive, la ANH ha identificado aproximadamente 11 TCF de recursos contingentes, con un aumento cercano al 48% frente a 2023 y con cerca de dos tercios de ese volumen localizados en áreas costa afuera del Caribe colombiano. Sin embargo, estos recursos aún no son comercialmente disponibles: su desarrollo exige inversiones significativas en infraestructura offshore, procesos de licenciamiento

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

ambiental complejos y, sobre todo, un giro de la política actual para permitir su explotación. En la práctica, constituyen un potencial de mediano plazo cuya materialización es incierta y no puede asumirse como base segura para anclar proyectos de hidrógeno azul en Santander.

5.1.2. Infraestructura de gasoductos en Santander

A pesar de la fragilidad de las reservas nacionales, Santander dispone de una infraestructura de transporte de gas natural relativamente consolidada, que conecta los campos del valle medio del Magdalena con los principales centros de consumo regional. El gasoducto Barrancabermeja–Bucaramanga, operado por TGI, constituye el eje de esta red: con diámetros en el rango de 16 a 20 pulgadas y capacidades del orden de 150 MMcfd, enlaza la refinería de Barrancabermeja con la capital departamental y su área metropolitana. Este corredor se complementa con el gasoducto Vasconia–Cúcuta, que articula la oferta de Santander y Norte de Santander con los mercados del nororiente, y con redes de distribución operadas por Gases del Oriente que abastecen sectores residencial, comercial e industrial en Bucaramanga y municipios vecinos. Desde la perspectiva del hidrógeno azul, esta infraestructura constituye un activo estratégico. Diversos estudios técnicos señalan que una proporción acotada de hidrógeno (del orden de 10–15% en volumen) puede inyectarse en gasoductos de acero al carbono existentes sin requerir modificaciones profundas, siempre que se gestionen adecuadamente fenómenos como fragilización por hidrógeno e integridad de soldaduras. Esto abre la puerta a esquemas de blending H₂–gas natural en el corto plazo y, en un horizonte más largo, a la eventual reconversión de ciertos tramos para transportar hidrógeno de alta pureza mediante ajustes en presiones de operación, sellos y equipos de superficie. Además, los derechos de vía ya establecidos para estos gasoductos simplifican la posibilidad de construir, en paralelo, ductos dedicados para CO₂ capturado, reduciendo tiempos de licenciamiento y costos de adquisición de servidumbres.

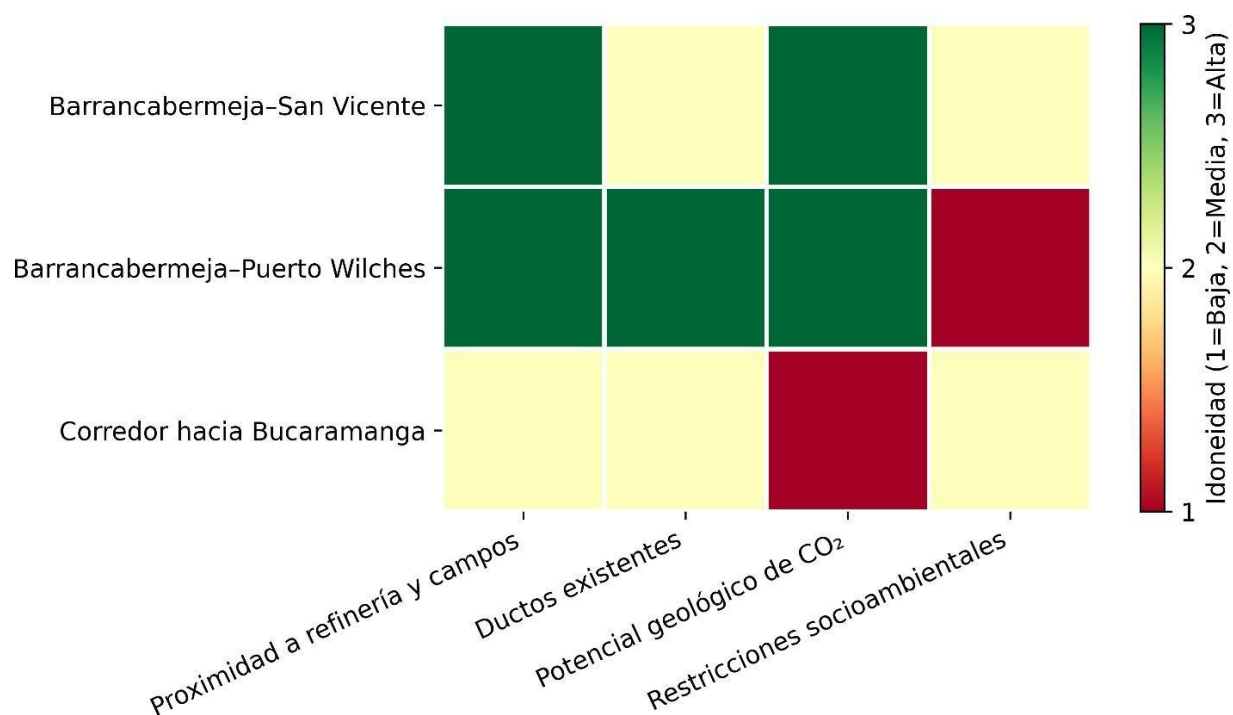
TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

5.2. Demanda Actual de Hidrógeno en Santander

5.2.1. Refinería de Barrancabermeja: Demanda Ancla

La refinería de Barrancabermeja, operada por Ecopetrol, concentra prácticamente toda la demanda actual de hidrógeno en Santander y es uno de los mayores consumidores del país. Con una capacidad de procesamiento cercana a 250.000 barriles diarios de crudo, el complejo requiere entre 40 y 50 kt de hidrógeno al año, equivalentes a unos 110–140 toneladas diarias, destinados principalmente a unidades de hidrotratamiento e hidrocrqueo para remover azufre y otros contaminantes de los combustibles. Todo ese hidrógeno se produce hoy de manera in situ mediante reformado de metano con vapor (SMR) sin captura de CO₂, es decir, como hidrógeno gris.

Las implicaciones climáticas de esta configuración son significativas. Si se asume un factor de emisión típico del orden de 10,5 kg de CO₂ por kilogramo de hidrógeno producido por SMR sin CCS, el consumo anual de la refinería se traduce en emisiones directas de aproximadamente 420–525 kt de CO₂ solo asociadas al hidrógeno. Esto representa del 30 al 40% de las emisiones de alcance 1 del complejo, de modo que cualquier estrategia de descarbonización de la refinería pasa, necesariamente, por transformar la forma en que se produce y se suministra el hidrógeno. La Figura 5 resume, de manera cualitativa, la idoneidad relativa de tres corredores prioritarios de Santander para proyectos de hidrógeno azul con CCS según los criterios anteriores.

Figura 5**Matriz de idoneidad para proyectos de hidrógeno azul y CCS en Santander.**

Nota. Elaboración propia a partir de diagnósticos territoriales e información de infraestructura y geología disponible para el Valle Medio del Magdalena.

En los últimos años, Ecopetrol ha comenzado a explorar alternativas de hidrógeno de bajas emisiones en Barrancabermeja. El proyecto Aura contempla la instalación de una planta de electrólisis de 60 MW que utilizaría 300 MW de capacidad renovable (principalmente solar y eólica) para producir alrededor de 23,9 toneladas diarias de hidrógeno verde, es decir, unos 8,7 kt anuales. Aun si se ejecuta en los plazos previstos, esta iniciativa cubriría apenas entre el 17 y el 22% de la demanda actual de hidrógeno de la refinería, dejando una brecha de 31–41 kt al año que seguiría siendo abastecida por hidrógeno gris en ausencia de otras soluciones. Además, el proyecto enfrenta retos de financiación y ha visto postergada su decisión final de inversión debido a los costos elevados, lo que añade incertidumbre sobre su cronograma de entrada en operación.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Esta brecha se configura como demanda ancla potencial para el hidrógeno azul. A corto y mediano plazo, el volumen de hidrógeno que no será cubierto por Aura podría atenderse mediante la reconversión de las unidades SMR existentes con sistemas de captura de CO₂ o, alternativamente, con la construcción de una nueva planta SMR o ATR integrada con CCS dedicada a abastecer a la refinería. Desde la perspectiva de esta tesis, la refinería no solo aparece como el principal consumidor de hidrógeno de Santander, sino como el primer candidato lógico para proyectos de hidrógeno azul que busquen reducir emisiones a escala relevante antes de 2040

5.2.2. Otras Fuentes de Demanda Actual y Potencial

Más allá de la refinería, la demanda actual de hidrógeno en Santander es marginal, pero existen nichos con potencial de crecimiento hacia 2030. En el segmento de fertilizantes, Colombia consume en torno a 2 millones de toneladas anuales, en su mayoría importadas y producidas con hidrógeno convencional. Aunque hoy no existe una planta de amoníaco de escala industrial en Santander, la eventual instalación de una unidad de producción de amoníaco bajo en carbono —alimentada con hidrógeno azul o verde— podría generar una demanda adicional del orden de 10 a 20 kt de hidrógeno al año, dependiendo de la capacidad escogida.

Tabla 9. Demanda potencial de hidrógeno bajo en carbono en Santander a 2030 por escenario

Escenario	Refinería Barrancabermeja (kt H ₂ /año)	Transporte (kt H ₂ /año)	Amoníaco/industria (kt H ₂ /año)	Demanda estimada (kt H ₂ /año)	total (kt H ₂ /año)
Conservador	35–40	0–1	≈0	35–40	
Moderado	35–40	1–3	5–15	45–60	
Optimista	35–40	5–10	30–40	70–90	

Nota: (elaboración propia con base en MinEnergía, 2021; Colombia Chases Clean Hydrogen Potential, 2024; Transport, 2018).

Los sectores químico y siderúrgico tienen presencia limitada en el departamento, sin plantas siderúrgicas de gran escala ni complejos petroquímicos intensivos en hidrógeno. En consecuencia, su demanda

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

potencial en el horizonte 2030 se considera marginal, inferior a 2 kt anuales, y no determina por sí sola la viabilidad de proyectos de producción a gran escala. El transporte, por su parte, parte desde prácticamente cero: no hay flotas comerciales de vehículos de celda de combustible operando hoy en Santander, y la Estrategia Nacional de Hidrógeno solo prevé una introducción gradual en corredores específicos. Bajo supuestos conservadores, si se implementaran programas piloto de buses urbanos o camiones de carga pesada, la demanda de hidrógeno para movilidad podría ubicarse entre 1 y 3 kt anuales hacia 2030; con políticas más ambiciosas, podría escalar entre 20 y 50 kt para 2040.

A partir de estos elementos, se plantean tres órdenes de magnitud para la demanda de hidrógeno bajo en carbono en Santander hacia 2030. En un escenario conservador, donde solo se interviene parcialmente el consumo de la refinería y se despliegan pilotos modestos en transporte, la demanda se ubicaría entre 35 y 40 kt al año. Un escenario moderado suma iniciativas en transporte y aplicaciones industriales selectivas, llevando el rango a 45–60 kt anuales. Finalmente, un escenario optimista incluye además una planta de amoníaco bajo en carbono y una penetración más agresiva en transporte pesado, elevando la demanda potencial a 70–90 kt de hidrógeno al año. En los tres casos, la refinería de Barrancabermeja sigue siendo el núcleo de la demanda y, por tanto, la pieza central del caso de negocio para el hidrógeno azul en la región.

5.3. Potencial Geológico para Almacenamiento de CO₂

5.3.1. *Cuencas Sedimentarias y campos agotados en Santander*

El componente de almacenamiento geológico de CO₂ es crítico para evaluar la viabilidad del hidrógeno azul, ya que condiciona la posibilidad de manejar de manera segura y a gran escala el CO₂ capturado (Dixon, 2023). En el caso de Santander, la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) aparece como la unidad sedimentaria más relevante por su historia de producción de hidrocarburos y por las características de sus formaciones profundas (Cubillos et al., 2023). Entre los objetivos de almacenamiento más prometedores se encuentran la Formación Carbonera, de edad oligoceno–mioceno,

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

y la Formación Caballos, de edad eocena, ambas con areniscas de buena calidad, porosidades típicas entre 15% y 25% y permeabilidades del orden de 100 a 1.000 mD (Cubillos et al., 2023). Sus profundidades, en el rango de 800–2.500 m según el sector, las sitúan dentro de la ventana óptima para almacenar CO₂ en fase supercrítica, y en varios segmentos cuentan con lutitas espesas de la Formación La Paz y otras unidades como sello regional (Cubillos et al., 2023).

Dentro de la VMM, varios campos de gas y petróleo agotados ubicados en Santander han sido identificados como candidatos para almacenamiento de CO₂ (Dixon, 2023). El campo Yariguí–Cantagallo, de gas, se encuentra a profundidades entre 1.200 y 1.800 m y podría ofrecer capacidades del orden de 100 a 200 Mt de CO₂, a unos 45 km de Barrancabermeja (Dixon, 2023). El campo Lisama, de petróleo, con profundidades de 1.000–1.500 m, tendría una capacidad estimada de 50–100 Mt, a 35 km de la refinería, mientras que el campo Cimitarra, también de gas, podría aportar entre 80 y 150 Mt adicionales a profundidades de 1.400–2.000 m, a unos 50 km de distancia (Dixon, 2023). En conjunto, la capacidad de almacenamiento potencial en campos agotados de la VMM en Santander se estima en un rango de 300–600 Mt de CO₂, muy superior a lo que requeriría siquiera un programa ambicioso de hidrógeno azul a nivel departamental (Dixon, 2023).

Tabla 10. Campos de gas y petróleo agotados relevantes en Santander

Campo	Ubicación	Tipo	Profundidad (m)	Capacidad estimada (Mt CO₂)	Distancia a Barrancabermeja (km)
Yariguí–Cantagallo	Santander	Gas agotado	1.200–1.800	100–200	45
Lisama	Santander	Petróleo agotado	1.000–1.500	50–100	35
Cimitarra	Santander	Gas agotado	1.400–2.000	80–150	50

Capacidad total estimada de almacenamiento en campos agotados de la VMM en Santander: 300–600 Mt de CO₂.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Una planta de hidrógeno azul de 50 kt H₂ al año, con una tasa de captura del 95%, generaría del orden de 400 kt de CO₂ anuales que deberían ser comprimidos, transportados e inyectados (IEA, 2024). En un horizonte de 30 años de operación continua, esto implicaría una demanda de almacenamiento acumulada de 12–15 Mt de CO₂, es decir, apenas entre el 2% y el 5% del rango de capacidad estimada para los campos agotados mencionados (IEA, 2024; Dixon, 2023). Esta relación sugiere que, desde el punto de vista volumétrico, el subsuelo de la VMM en Santander podría albergar varios proyectos de hidrógeno azul de tamaño similar sin agotar sus capacidades. A ello se suma que los campos agotados tienen ventajas específicas: su geología ha sido ampliamente caracterizada durante décadas de producción; existe infraestructura que puede reutilizarse parcialmente; y las presiones actuales, reducidas tras el deplecionamiento, pueden facilitar la inyección controlada de CO₂ (Dixon, 2023).

No obstante, el uso de estos campos como reservorios de CO₂ plantea desafíos relevantes. La densidad de pozos antiguos, algunos taponados bajo normas históricas menos estrictas, eleva el riesgo potencial de fugas si los sellos no se encuentran en buen estado o si no se refuerzan adecuadamente (Dixon, 2023). Además, buena parte de la información disponible corresponde a campañas de exploración y producción realizadas hace décadas, por lo que se requiere actualizar datos de presión, saturaciones residuales y propiedades petrofísicas con programas específicos de caracterización orientados a CCS (Cubillos et al., 2023). Por tanto, aunque el potencial volumétrico es amplio, la maduración de uno o más sitios específicos de almacenamiento exigirá inversiones en estudios de detalle y posiblemente perforación de pozos de caracterización antes de tomar decisiones de inversión en proyectos a escala comercial (Dixon, 2023).

5.3.2. Estudios Previos de CCS en Colombia

En Colombia se han dado pasos iniciales para construir una agenda de captura, uso y almacenamiento de carbono que resulta directamente relevante para Santander y, en particular, para la refinería de Barrancabermeja (Escobar et al., 2021). En 2023, Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía organizaron el primer taller nacional sobre CCUS, concebido como un espacio para discutir oportunidades y desafíos

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

del despliegue de estas tecnologías, con participación de entidades gubernamentales, la industria de hidrocarburos, la academia y el sector financiero (IEAGHG, 2024). Durante este encuentro se identificaron refinerías y complejos industriales —entre ellos las refinerías de Ecopetrol— como candidatos naturales para proyectos iniciales de captura y almacenamiento, dada su concentración de emisiones puntuales y la cercanía a cuencas con potencial de almacenamiento geológico (IEAGHG, 2024).

En paralelo, Ecopetrol ha avanzado en estudios técnicos específicos. La compañía seleccionó la tecnología de captura avanzada de solventes de Honeywell para desarrollar un estudio de ingeniería pre-FEED de una unidad modular de captura de CO₂ en una unidad de craqueo catalítico fluido (FCC), con un diseño orientado a capturar alrededor de 30 toneladas de CO₂ por día de los gases de combustión (Honeywell, 2023). Este piloto tiene como objetivo principal validar el desempeño de la tecnología en condiciones reales de operación, recopilar datos de eficiencia, consumos energéticos y composición del CO₂ capturado, y generar aprendizajes que permitan escalar la solución a unidades de mayor tamaño o a otras fuentes dentro del sistema de refinación (Honeywell, 2023). La elección de una solución poscombustión modular —capaz de integrarse tanto en instalaciones existentes como en nuevos proyectos— es consistente con la estrategia de aprovechar infraestructura industrial ya instalada, reduciendo costos de capital frente a esquemas greenfield (IEAGHG, 2020).

Estas iniciativas se complementan con un proceso regulatorio en construcción. La Ley 2099 de 2021 reconoce la captura y almacenamiento de carbono como tecnología habilitadora de la transición energética y la incluye dentro del conjunto de soluciones elegibles para beneficios tributarios (Congreso de Colombia, 2021). De forma más reciente, el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con el Ministerio de Ambiente, ha trabajado en borradores de decretos específicos para CCUS que buscan definir responsabilidades institucionales, requisitos de licenciamiento, reglas sobre derechos de almacenamiento en el subsuelo y lineamientos de monitoreo, reporte y verificación, con el propósito de viabilizar proyectos a escala comercial en la segunda mitad de la década (Escobar et al., 2021; MinEnergía, 2024). Si bien a

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

2026 el marco normativo aún es incipiente, la combinación de pilotos tecnológicos, ejercicios de planificación y desarrollo regulatorio sitúa a Colombia en una fase temprana de preparación que podría alinearse con la ventana temporal de despliegue de proyectos de hidrógeno azul en Santander.

5.4. Contexto Socioeconómico de Santander

5.4.1. Perfil Departamental

Santander es uno de los departamentos más poblados y económicamente dinámicos del oriente colombiano. Su población se sitúa en torno a 2,2 millones de habitantes, concentrados en el área metropolitana de Bucaramanga, con cerca de 1,2 millones de personas, y en Barrancabermeja, que agrupa alrededor de 200.000 residentes y funciona como polo petrolero y logístico del Magdalena Medio (DANE, 2024). El producto interno bruto departamental bordea los 50 billones de pesos colombianos, equivalentes a aproximadamente 12–13 mil millones de dólares, con una estructura productiva en la que el petróleo y el gas asociados a la refinería aportan una fracción muy significativa del valor agregado (Gobernación de Santander, 2024). A ello se suma un sector de servicios robusto en Bucaramanga, actividad manufacturera diversificada y una base agropecuaria que mantiene peso en zonas rurales (Gobernación de Santander, 2024).

La dependencia de los hidrocarburos se refleja tanto en el PIB como en el empleo. Se estima que alrededor de 30.000 puestos de trabajo directos e indirectos en Santander están vinculados a la cadena petrolera, incluyendo operaciones de refinación, transporte y servicios conexos (Gobernación de Santander, 2024; Ecopetrol, 2023). Esta concentración hace que las tendencias de declive en la producción de petróleo y gas a nivel nacional no sean solo un problema macroeconómico, sino una fuente de riesgo específico para el tejido productivo y laboral del departamento (IEA, 2023). En este contexto, una transición energética que combine reducción de emisiones con preservación y reconversión de capacidades industriales se percibe como una necesidad tanto económica como social, más que como un ejercicio exclusivamente ambiental (World Bank, 2023; IEA, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

5.4.2. Emisiones de CO₂ en Santander

En términos de emisiones de gases de efecto invernadero, Santander contribuye con un volumen moderado a la huella nacional, pero concentrado en unos pocos focos. Para 2020, las emisiones totales departamentales se estimaban en el rango de 8–10 Mt de CO₂ equivalente al año, considerando tanto el sector energético como otros usos (Climate Transparency, 2020). La refinería de Barrancabermeja aporta entre 1,5 y 2,0 Mt de CO₂ anuales en emisiones directas e indirectas de alcance 1 y 2, lo que la convierte en uno de los principales emisores puntuales del país (Ecopetrol, 2023). El transporte aporta entre 3,5 y 4,5 Mt, reflejo de la alta participación del sector en las emisiones energéticas nacionales y del peso del parque automotor departamental, mientras que la industria cementera y química contribuye con 1,0–1,5 Mt adicionales (Status Quo of Energy Efficiency Regulation in Colombia's Transportation Sector, 2024).

La generación eléctrica basada en combustibles fósiles tiene un peso relativamente menor debido a que la matriz eléctrica colombiana es predominantemente hidráulica, aunque las plantas térmicas a gas utilizadas como respaldo representan entre 0,5 y 1,0 Mt de CO₂ al año en el cómputo departamental (IEA, 2024). Los consumos residenciales y comerciales, asociados principalmente a combustibles para cocción y usos térmicos, agregan alrededor de 0,5 Mt anuales (Climate Transparency, 2020). En este panorama, la sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno azul en la refinería aparece como una palanca de mitigación concreta: reconvertir del orden de 40 kt de hidrógeno gris al año a hidrógeno azul, con tasas de captura cercanas al 95%, permitiría reducir aproximadamente 380–400 kt de CO₂ anuales, lo que equivale a entre el 4% y el 5% de las emisiones departamentales (IEA, 2024; Ecopetrol, 2023).

5.5. Marco Institucional y Actores Clave

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 11. Actores clave para el desarrollo de hidrógeno azul en Santander

Actor	Nivel	Rol principal en hidrógeno azul y CCS/CCUS
MinEnergía	Nacional	Política energética, estrategia de hidrógeno, reglamentación sectorial
MinAmbiente	Nacional	Licenciamiento ambiental, monitoreo de emisiones y riesgos
UPME	Nacional	Planeación de infraestructura, escenarios de demanda energética
ANH	Nacional	Gestión del subsuelo, posibles esquemas de almacenamiento de CO ₂ en campos
Gobernación de Santander	Departamental	Desarrollo económico, ordenamiento territorial, transición justa
Alcaldía de Barrancabermeja	Municipal	Uso del suelo, licencias locales, relación con comunidades
Ecopetrol	Empresa	Operador de refinería, desarrollador potencial de proyectos H ₂ azul y CCS
Promigas, TGI	Empresa	Transporte de gas, potencial transporte de H ₂ y CO ₂
UIS	Academia	I+D, modelación técnica y socioambiental
Comunidades y ONG ambientales	Sociedad civil	Participación, legitimidad social, vigilancia de impactos

Nota: (elaboración propia con base en MinEnergía, 2021; Ecopetrol, 2023; Gobernación de Santander, 2024)

5.5.1. Gobierno Nacional

El marco institucional para el hidrógeno azul en Santander está fuertemente condicionado por las políticas y regulaciones definidas a nivel nacional. La Ley 2099 de 2021 sobre transición energética amplió los beneficios de la Ley 1715 de 2014 e incorporó explícitamente al hidrógeno de bajas emisiones y a las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) dentro de las actividades elegibles para incentivos tributarios, definiendo además que el Gobierno debe establecer mecanismos de medición y verificación que aseguren un balance neto de emisiones igual a cero en proyectos de hidrógeno verde y azul (Congreso de la República de Colombia, 2021). A partir de esta base legal, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 1476 de 2022, que reglamenta los artículos 21 y 23 de la Ley 2099 y establece disposiciones para promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno, incluyendo lineamientos para la inyección en redes de gas natural, el

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

transporte por gasoductos y poliductos y el desarrollo de infraestructura de abastecimiento para movilidad (Ministerio de Minas y Energía, 2022).

En este esquema, el Ministerio de Minas y Energía asume el liderazgo en la definición de política energética, la estrategia de hidrógeno y la coordinación de instrumentos regulatorios, mientras que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible es responsable de los permisos ambientales y del seguimiento a las emisiones asociadas a proyectos de hidrógeno y CCS. La Unidad de Planeación Minero–Energética (UPME) integra el hidrógeno dentro de los ejercicios de prospectiva energética y de planeación de infraestructura, identificando potenciales hubs y corredores de demanda en los que Santander, por la presencia de la refinería de Barrancabermeja, aparece como nodo relevante (MinEnergía, 2021). Por su parte, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) conserva la competencia sobre los recursos del subsuelo y, de acuerdo con la Ley 2099, puede diseñar mecanismos contractuales que integren el uso de energéticos alternativos y la captura y almacenamiento de carbono, lo que abre la discusión sobre la titularidad de los “derechos de poro” para almacenamiento de CO₂ en campos agotados (ANH, 2023)

5.5.2. Gobierno Departamental y Municipal

A escala subnacional, la Gobernación de Santander y la Alcaldía de Barrancabermeja desempeñan un papel clave en la articulación de proyectos de hidrógeno azul con las agendas de desarrollo territorial. La Gobernación define lineamientos de desarrollo económico, ordenamiento territorial e infraestructura regional, y puede incorporar explícitamente el hidrógeno y la cadena CCS en planes de competitividad, transición energética justa y reindustrialización del departamento (Gobernación de Santander, 2024). La Alcaldía de Barrancabermeja, por su parte, tiene competencias directas sobre licencias de construcción, uso del suelo, gestión de riesgos y relacionamiento con comunidades, aspectos todos que condicionan la viabilidad social y urbanística de nuevas instalaciones de captura, compresión y manejo de CO₂ alrededor de la refinería (Alcaldía de Barrancabermeja, 2023). La coordinación entre estos niveles de gobierno y las

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

entidades nacionales será determinante para reducir tiempos de trámite y evitar vacíos de gobernanza en la implementación de proyectos piloto.

5.5.3. Sector privado

En el sector privado, Ecopetrol es el actor dominante y el principal potencial desarrollador de proyectos de hidrógeno azul en Santander, en tanto operador de la refinería de Barrancabermeja y líder nacional en iniciativas de hidrógeno y CCUS (Ecopetrol, 2023). Las empresas transportadoras de gas, como Promigas y TGI, poseen y operan la infraestructura de gasoductos que conecta el Magdalena Medio con centros de consumo, y están llamadas a jugar un papel relevante en el diseño de soluciones de transporte de hidrógeno y, eventualmente, de CO₂, ya sea mediante blending, reconversión parcial de activos o desarrollo de nuevas tuberías dedicadas (Promigas, 2023; TGI, 2023). Productores de gas como Canacol Energy y NG Energy, con operaciones en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y otras regiones, son también stakeholders directos en cualquier esquema de almacenamiento de CO₂ en campos agotados, tanto por su conocimiento geológico como por su interés en extender la vida útil de activos mediante servicios de almacenamiento (Canacol Energy, 2023)

5.5.4. Academia y sociedad civil

En el ámbito académico, la Universidad Industrial de Santander (UIS) destaca como la institución de referencia regional por su trayectoria en ingeniería de petróleos, ingeniería química y disciplinas afines a la transición energética. Sus capacidades en modelación de yacimientos, procesos químicos y análisis de ciclo de vida la posicionan como socia natural en estudios de pre-factibilidad, caracterización de sitios de almacenamiento y evaluación de impactos socioambientales de proyectos de hidrógeno azul (UIS, 2023). Paralelamente, organizaciones ambientalistas como Censat Agua Viva y otras ONG nacionales han adoptado posiciones críticas frente a la expansión de hidrocarburos y expresan reservas sobre el CCS, al que algunos sectores perciben como una estrategia de prolongación del modelo fósil más que como una solución climática (Censat Agua Viva, 2022). Las comunidades locales de Barrancabermeja, con una

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

historia de conflicto socioambiental y movilización, demandan participación temprana, beneficios tangibles y garantías de mitigación de riesgos, por lo que el diseño de proyectos de hidrógeno azul y CCS deberá integrar mecanismos robustos de diálogo y participación social (Ecopetrol, 2023).

5.6. Análisis SWOT de Hidrógeno Azul en Santander

Fortalezas. Santander cuenta con la refinería de Barrancabermeja como demanda ancla de 40–50 kt H₂/año, con décadas de experiencia en manejo de hidrógeno y operación de unidades SMR (Ecopetrol, 2023). Existe infraestructura de gas natural ya desplegada y capital humano especializado en ingeniería de petróleos y procesos químicos, además de un potencial geológico de almacenamiento en campos agotados de la cuenca del Valle Medio del Magdalena cuya capacidad excede ampliamente los requerimientos de un proyecto de 30 años (Dixon, 2023; Cubillos et al., 2023).

Oportunidades. La Estrategia Nacional de Hidrógeno, la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 1476 de 2022 configuran un marco de política que reconoce al hidrógeno azul como parte del portafolio de descarbonización y habilita incentivos para su desarrollo (Congreso de la República de Colombia, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2022). Las metas de carbono neutralidad a 2050 y la creciente presión por descarbonizar la refinación y la industria pesada crean un espacio para proyectos de hidrógeno azul en el corto y mediano plazo, apoyados además por ventanas de financiamiento climático internacional que priorizan iniciativas con reducciones de emisiones verificables y componentes de transición justa (IEA, 2024; World Economic Forum, 2024).

Debilidades. Colombia carece todavía de proyectos CCS comerciales en operación, por lo que existe una brecha de experiencia en diseño, ejecución y monitoreo de sistemas de captura y almacenamiento a gran escala (IEAGHG, 2024). El hidrógeno azul presenta costos nivelados superiores al hidrógeno gris bajo las condiciones actuales del país, ubicándose en torno a 2,5–3,5 USD/kg frente a 1,5–2,0 USD/kg sin un precio al carbono o incentivos adicionales, y su viabilidad está condicionada por la disponibilidad futura de gas natural en un contexto de declive de reservas nacionales (MinEnergía, 2021; IEA, 2024; Dixon, 2023).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Amenazas. La consolidación de un marco regulatorio específico para CCS/CCUS avanza con lentitud y la falta de reglas claras sobre responsabilidades, monitoreo a largo plazo y derechos de almacenamiento puede retrasar decisiones de inversión (Escobar et al., 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2024). La rápida caída de costos del hidrógeno verde, junto con la volatilidad del precio del gas natural, podría reducir la ventana de competitividad del hidrógeno azul antes de 2035, mientras que la oposición social a proyectos percibidos como prolongación del modelo fósil añade riesgos reputacionales y de conflictividad que deberán gestionarse cuidadosamente (IRENA, 2022; Censat Agua Viva, 2022; World Economic Forum, 2024).

5.7. Síntesis del Diagnóstico

El diagnóstico elaborado en este capítulo muestra que Santander reúne un conjunto de condiciones favorables para desplegar proyectos de hidrógeno azul en el corto y mediano plazo. La combinación de una demanda ancla significativa en la refinería de Barrancabermeja, una infraestructura de gas natural ya instalada, un potencial geológico robusto para almacenamiento de CO₂ en campos agotados de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y un tejido institucional que empieza a incorporar el hidrógeno en sus instrumentos de política configura un entorno propicio para proyectos piloto y escalamiento gradual (Dixon, 2023; MinEnergía, 2021; Ecopetrol, 2023). Desde el punto de vista de mitigación climática, la sustitución de una fracción relevante del hidrógeno gris consumido en la refinería por hidrógeno azul podría reducir del orden de 4–5% de las emisiones departamentales, con impactos visibles en las metas nacionales de descarbonización (Climate Transparency, 2020; IEA, 2024).

Al mismo tiempo, el análisis evidencia barreras críticas que deben abordarse de manera prioritaria. La ausencia de una regulación específica y completa para CCS/CCUS, la falta de señales de precio al carbono que internalicen los costos ambientales del hidrógeno gris, la incertidumbre sobre el suministro de gas natural en el largo plazo y los costos aún elevados del hidrógeno azul hacen que la viabilidad de estos proyectos dependa de decisiones de política pública, esquemas de financiamiento concesional y

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

mecanismos de gestión de riesgos (Congreso de la República de Colombia, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2022; World Economic Forum, 2024). En este contexto, el hidrógeno azul se perfila como una solución de transición para el periodo 2026–2040, orientada a descarbonizar la refinería y a sostener el empleo y las capacidades industriales mientras se consolidan proyectos de hidrógeno verde y se profundiza la transformación estructural de la matriz energética (MinEnergía, 2021; IEA, 2024). Una ruta razonable implica avanzar hacia un proyecto piloto demostrativo de hidrógeno azul y CCS en Barrancabermeja hacia 2028–2030, articulado con el desarrollo regulatorio, el acceso a financiamiento climático y procesos de participación social que legitimen su implementación en el territorio (IEAGHG, 2024; Ecopetrol, 2023).

6. Análisis técnico-económico comparativo de tecnologías

Este capítulo cuantifica la viabilidad técnico-económica de producir hidrógeno azul en Santander y compara sus costos con los del hidrógeno gris y el hidrógeno verde (IEA, 2024). Para ello se estiman costos nivelados de hidrógeno (LCOH), se analizan los principales impulsores de costo y se exploran escenarios de sensibilidad y de evolución tecnológica hasta 2050 (IEA, 2019; IRENA, 2022).

6.1. Configuraciones Tecnológicas Evaluadas

El análisis se centra en una planta de referencia con capacidad de 50 kt H₂/año (alrededor de 137 t/día), dimensionada de manera consistente con la demanda ancla de la refinería de Barrancabermeja (Ecopetrol, 2023). Se comparan cuatro configuraciones representativas de las rutas tecnológicas disponibles:

- Producción de hidrógeno gris mediante reformado de metano con vapor sin captura de CO₂ (SMR sin CCS), que refleja la situación de referencia actual (IEAGHG, 2017).
- Producción de hidrógeno azul por SMR con captura poscombustión y en corrientes concentradas (SMR + CCS), pensada como escenario de modernización o retrofit de las unidades existentes (IEAGHG, 2017).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- Producción de hidrógeno azul mediante reformado autotérmico con captura previa (ATR + CCS), más adecuada para proyectos de nueva planta con integración de captura desde el diseño (IEAGHG, 2017; Matthes & Brauer, 2025).
- Producción de hidrógeno verde mediante electrólisis PEM alimentada con electricidad renovable y, en el caso base, con el grid mix colombiano, usada como ruta de comparación (IEA, 2024; IRENA, 2022).

Los parámetros de proceso y costos se calibran con base en literatura internacional reciente (IEA, 2019; IEAGHG, 2017; IRENA, 2022), adaptados a condiciones de precios y tasas de descuento propias de Colombia (UPME, 2022; Ecopetrol, 2023).

6.2. Cálculo de LCOH: Resultados

6.2.1. Parámetros Base

La Tabla 11 resume los parámetros económicos y operativos utilizados como caso base para el cálculo del LCOH. Estos valores se apoyan en promedios observados en Colombia para gas natural y electricidad industrial, así como en supuestos típicos para proyectos energéticos en países emergentes (UPME, 2022; XM, 2023; World Bank, 2023).

Tabla 12. Parámetros Base

Parámetro	Valor	Fuente
Precio gas natural	5,5 USD/MMBTU	UPME, promedio 2023–2024
Precio electricidad	0,08 USD/kWh	XM, precio industrial promedio
WACC	10%	Proyectos de energía en Colombia
Vida útil planta	25 años	Estándar industria
Factor de capacidad	90%	Operación continua
Precio de carbono	0–100 USD/t CO ₂	Escenarios

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

6.2.2. LCOH por Tecnología

Con estos supuestos, la Tabla 12 presenta los costos nivelados de hidrógeno estimados para cada configuración, junto con los requerimientos de inversión, costos operativos y la intensidad de emisiones directas de CO₂ por kilogramo de H₂ (IEAGHG, 2017; IEA, 2019).

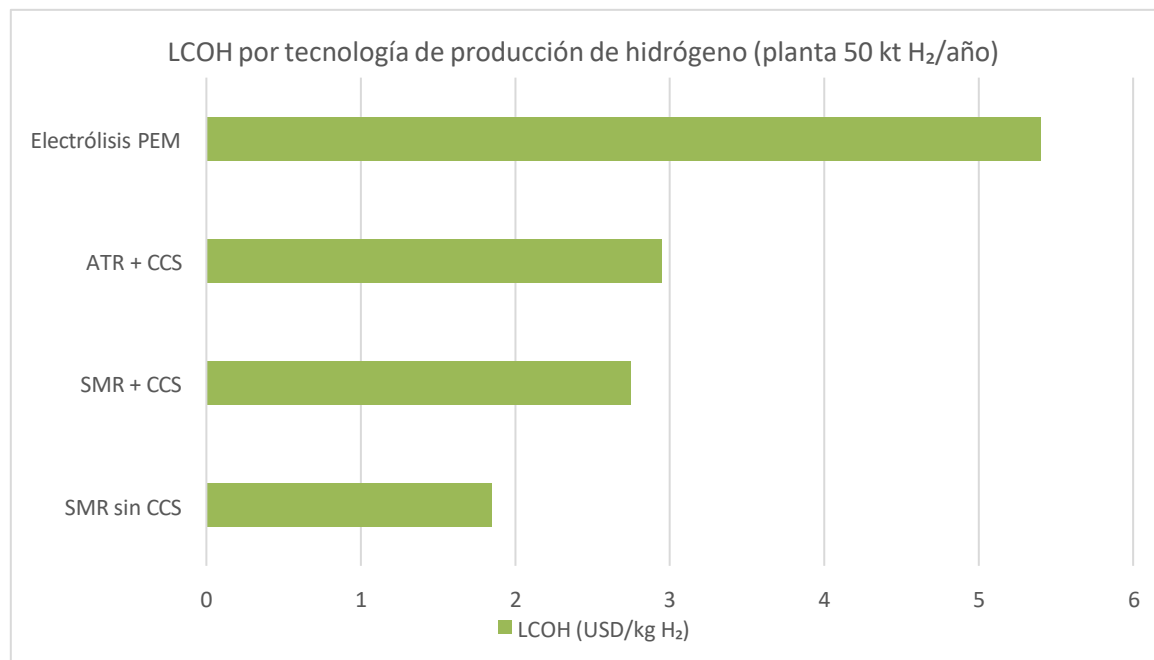
Tabla 13. LCOH por tecnología de producción de hidrógeno (planta 50 kt H₂/año)

Tecnología	CAPEX (MM)	OPEX (USD/kg H ₂)	LCOH (USD/kg H ₂)	Intensidad CO ₂ (kg CO ₂ /kg H ₂)
SMR sin CCS	180	0,65	1,85	10,8
SMR + CCS	420	0,95	2,75	0,8 (captura 93%)
ATR + CCS	480	0,88	2,95	0,6 (captura 95%)
Electrólisis PEM	350 (electrol.)	3,20	5,40	0,4 (mix eléctrico 2024)

La Figura 6 resume visualmente estos resultados, comparando el LCOH de cada ruta tecnológica en la planta de referencia de 50 kt H₂/año

Figura 6

Costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para las configuraciones



TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Nota. Resultados de cálculo propios a partir de los parámetros resumidos en la Tabla 12 y de datos de referencia de IEAGHG (2017), IEA (2019, 2024) e IRENA (2022).

Los resultados muestran que, en las condiciones actuales de Colombia, el hidrógeno gris producido por SMR sin captura sigue siendo la opción de menor costo, con un LCOH del orden de 1,85 USD/kg, coherente con rangos reportados para plantas modernas en mercados de gas de costo medio (IEA, 2019; Matthes & Brauer, 2025). La incorporación de captura de CO₂ eleva el costo a 2,75–2,95 USD/kg, ubicando al hidrógeno azul entre 33% y 49% por encima del gris, pero con reducciones de emisiones de hasta un orden de magnitud respecto a la línea base (IEAGHG, 2017; IEA, 2024). El hidrógeno verde mediante electrólisis aparece como la opción más costosa (alrededor de 5,40 USD/kg), principalmente por el precio de la electricidad y los costos de capital de los electrolizadores, en línea con estimaciones recientes de la IEA, IRENA y BNEF (IEA, 2024; IRENA, 2022; BloombergNEF, 2020).

Dentro de las opciones azules, el ATR integrado con CCS presenta un CAPEX cercano a 14% superior al de SMR + CCS, pero compensa parcialmente con costos operativos algo menores gracias a una integración más eficiente de la captura en el proceso (IEAGHG, 2017). En el caso base, esta combinación se traduce en un LCOH ligeramente superior (2,95 frente a 2,75 USD/kg), lo que hace que el SMR + CCS sea más atractivo como alternativa de retrofit sobre unidades existentes, mientras que el ATR resulta más interesante para proyectos completamente nuevos con mayor horizonte de operación (Matthes & Brauer, 2025; IEA, 2019).

6.2.3. Desglose de Costos (SMR+CCS)

Para entender mejor los impulsores de costo del hidrógeno azul, la Tabla 13 presenta el desglose del LCOH de la ruta SMR + CCS en sus componentes principales (IEAGHG, 2017).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 14. Desglose de Costos (SMR+CCS)

Componente	% del LCOH	Costo (USD/kg H ₂)
Gas natural (materia prima)	42%	1,15
CAPEX (amortizado)	28%	0,77
Operación y mantenimiento fijo	12%	0,33
CCS (captura, transporte, almacenamiento)	15%	0,41
Otros (seguros, impuestos, varios)	3%	0,09
Total	100%	2,75

Este desglose confirma que el precio del gas natural es el determinante principal del costo del hidrógeno azul, al representar alrededor del 40–45% del LCOH, coherente con análisis internacionales para plantas SMR con captura (Matthes & Brauer, 2025; IEAGHG, 2017). La inversión de capital —incluyendo la unidad de captura y la infraestructura asociada— aporta cerca de un tercio del costo total, mientras que el propio servicio de CCS (captura, transporte e inyección) añade del orden de 0,4 USD/kg H₂, equivalente a unos 40–70 USD/t de CO₂ evitado, valores alineados con estudios de referencia para proyectos de escala similar (Gibbins & Chalmers, 2008; IEAGHG, 2017).

6.3. Análisis de Sensibilidad

6.3.1. Sensibilidad a Precio de Gas Natural

Dado el peso del gas natural en la estructura de costos, se evaluó la respuesta del LCOH de SMR + CCS frente a variaciones en el precio del gas en un rango de 3,5 a 9 USD/MMBTU, representativo de escenarios que incluyen mayor dependencia de GNL importado (UPME, 2022; Oilprice, 2025). La Tabla 14 resume los resultados.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 15. Sensibilidad a Precio de Gas Natural

Precio gas (USD/MMBTU)	LCOH SMR + CCS (USD/kg H ₂)	Variación vs. base
3,5	2,20	-20%
4,5	2,48	-10%
5,5 (base)	2,75	0%
7,0	3,15	+15%
9,0	3,68	+34%

Un aumento del precio del gas desde 5,5 hasta 9 USD/MMBTU podría elevar el costo del hidrógeno azul hasta cerca de 3,7 USD/kg, reduciendo su competitividad frente al hidrógeno verde en escenarios donde la electricidad renovable disponga de contratos de suministro de bajo costo (IEA, 2024; BloombergNEF, 2020). Esto refuerza la importancia de mecanismos de gestión de riesgo de precios de gas —como contratos de largo plazo, coberturas o diversificación de fuentes— en la estructuración de proyectos de hidrógeno azul (IEA, 2023).

6.3.2. Sensibilidad a Precio de Carbono

El segundo factor crítico es la introducción de un precio explícito al carbono, que penaliza el hidrógeno gris y mejora la posición relativa del hidrógeno azul (IEA, 2024). La Tabla 15 resume el efecto de distintos niveles de precio de CO₂ sobre el LCOH del hidrógeno gris y azul.

Tabla 16. Efecto del precio del carbono en el LCOH de hidrógeno gris y azul

Precio CO ₂ (USD/t)	LCOH gris (USD/kg)	LCOH azul (USD/kg)	Diferencia (gris – azul)
0	1,85	2,75	+0,90
50	2,39	2,79	+0,40
75	2,66	2,81	+0,15
100	2,93	2,83	-0,10

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

150	3,47	2,87	-0,60
------------	------	------	-------

Los resultados indican que con un precio de carbono del orden de 95–100 USD/t CO₂ el hidrógeno azul alcanza la paridad de costos con el hidrógeno gris, y que a partir de allí se vuelve progresivamente más competitivo (IEA, 2024; European Hydrogen Observatory, 2025). Este rango es consistente con estimaciones internacionales de costos de abatimiento para proyectos SMR + CCS, lo que sugiere que un esquema robusto de precios o créditos de carbono podría ser decisivo para gatillar inversiones en hidrógeno azul (IEAGHG, 2017; Gibbins & Chalmers, 2008)

6.3.3. *Análisis multivariable (diagrama de tornado)*

Además de los análisis univariantes, se evaluó la sensibilidad relativa del LCOH de SMR + CCS frente a variaciones simultáneas en parámetros clave (Okonkwo et al., 2025). El orden de importancia de las variables, medido por su impacto en el LCOH, puede resumirse así:

- Precio del gas natural ($\pm 30\%$): variación aproximada de $\pm 0,55$ USD/kg H₂.
- Costo del capital (WACC entre 6% y 14%): variación de alrededor de $\pm 0,42$ USD/kg H₂ (IEA, 2023).
- CAPEX total ($\pm 20\%$): variación de $\pm 0,28$ USD/kg H₂.
- Factor de capacidad (80–95%): impacto del orden de $\pm 0,22$ USD/kg H₂.
- Costo específico de CCS ($\pm 25\%$): efecto de $\pm 0,10$ USD/kg H₂ (Matthes & Brauer, 2025).

En conjunto, estos resultados confirman que la viabilidad económica del hidrógeno azul en Santander depende en gran medida de dos palancas: acceso a gas natural a precios competitivos y financiamiento a tasas relativamente bajas, complementadas por esfuerzos por optimizar el diseño de la planta y la cadena de captura y almacenamiento (IEAGHG, 2017; IEA, 2024). La Tabla 1X resume el rango de variación considerado para cada parámetro y el efecto resultante sobre el LCOH de la configuración SMR + CCS.

Tabla 17. Rangos de sensibilidad e impacto en el LCOH de SMR + CCS (planta 50 kt H₂/año)

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Variable	Valor bajo	Valor alto	LCOH (USD/kg H ₂)	bajo	LCOH (USD/kg H ₂)	alto	ΔLCOH (absoluto)
Precio de gas natural	-30%	+30%	2,20		3,30		±0,55
WACC	6%	14%	2,33		3,17		±0,42
CAPEX total	-20%	+20%	2,47		3,03		±0,28
Factor de capacidad	95%	80%	2,53		2,97		±0,22
Costo específico de CCS	-25%	+25%	2,65		2,85		±0,10

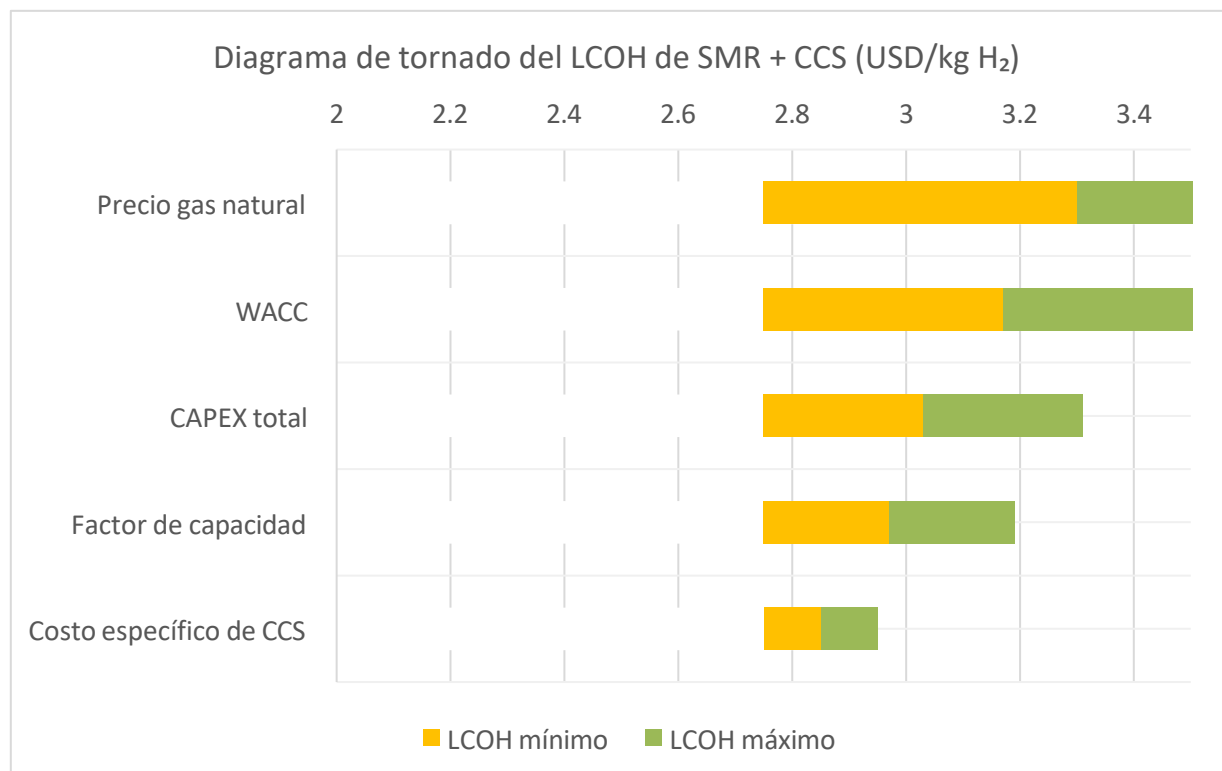
Como muestra la Tabla 16, el precio del gas natural es la variable con mayor impacto, pudiendo modificar el LCOH de SMR + CCS en aproximadamente $\pm 0,55$ USD/kg H₂ dentro del rango analizado, seguido del WACC ($\pm 0,42$ USD/kg H₂), el CAPEX ($\pm 0,28$ USD/kg H₂), el factor de capacidad ($\pm 0,22$ USD/kg H₂) y el costo específico de CCS ($\pm 0,10$ USD/kg H₂). La Figura 8 presenta el diagrama de tornado correspondiente.

La Figura 8 muestra el diagrama de tornado del LCOH de SMR + CCS, donde se observa que el precio del gas natural es la variable con mayor impacto (rango total de $\approx 1,1$ USD/kg H₂), seguido del WACC, el CAPEX, el factor de capacidad y el costo específico de CCS.

Figura 7

Diagrama de tornado del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para la configuración SMR + CCS en la planta de referencia de 50 kt H₂/año.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO



Nota. El gráfico muestra el rango de variación del LCOH entre los valores mínimo y máximo asociados a cambios plausibles en precio del gas natural, WACC, CAPEX total, factor de capacidad y costo específico de CCS alrededor del caso base (2,75 USD/kg H₂). Cálculos propios a partir de los parámetros de la Tabla 16 y rangos de sensibilidad inspirados en IEAGHG (2017) e IEA (2019, 2023).

6.4. Proyecciones de Costos 2030–2050

6.4.1. Curvas de Aprendizaje Tecnológico

La evolución futura de los costos de producción de hidrógeno estará fuertemente condicionada por curvas de aprendizaje tecnológico y economías de escala (IEA, 2019; IRENA, 2022). Con base en escenarios de la IEA, IRENA y BloombergNEF, se consideran reducciones graduales de CAPEX y OPEX para SMR + CCS y, de manera más pronunciada, para la electrólisis (IEA, 2024; IRENA, 2022; BloombergNEF, 2020). La Tabla 16 ilustra un rango indicativo de LCOH para 2024, 2030, 2040 y 2050 bajo escenarios de despliegue ambicioso.

Tabla 18. Proyección indicativa de LCOH para SMR + CCS y electrólisis PEM

Tecnología	LCOH (USD/kg)	2024	LCOH (USD/kg)	2030	LCOH (USD/kg)	2040	LCOH (USD/kg)	2050
SMR + CCS	2,75		2,50 (-9%)		2,30 (-16%)		2,20 (-20%)	
Electrólisis (REN)	PEM 5,40		3,20 (-41%)		2,10 (-61%)		1,50 (-72%)	

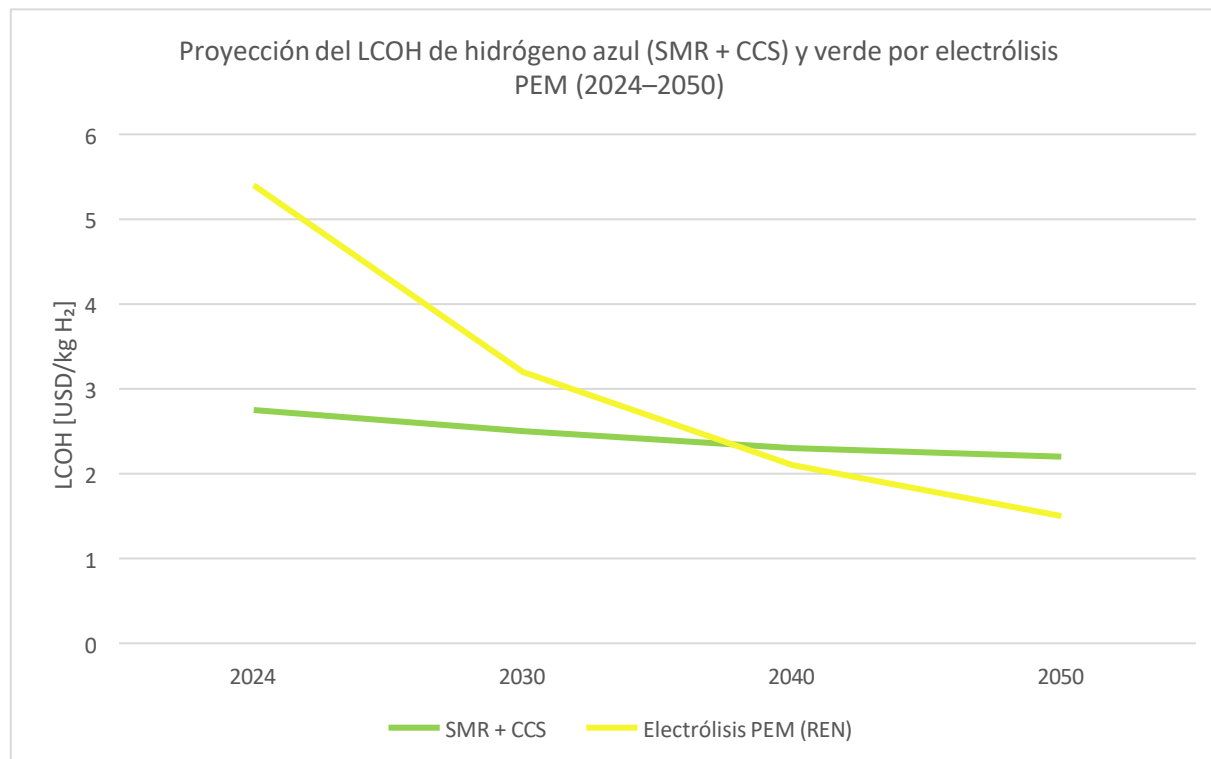
Figura 8. Proyección indicativa del costo nivelado de hidrógeno (LCOH) para SMR + CCS e hidrógeno verde por electrólisis PEM alimentada con renovables en el horizonte 2024–2050, bajo un escenario de despliegue ambicioso.

En el corto plazo hasta 2030, el hidrógeno azul mantiene una ventaja de costos clara frente al hidrógeno verde, con diferencias del orden de 0,7 USD/kg en el caso base (IEA, 2024; IRENA, 2022). Hacia 2040, las reducciones en el costo de los electrolizadores y de la electricidad renovable permitirían que el hidrógeno verde alcance e incluso supere en competitividad al hidrógeno azul en sistemas eléctricos con alta participación renovable (IEA, 2024; Clean Hydrogen Partnership, 2024). En el horizonte 2050, los escenarios más optimistas sitúan el LCOH del hidrógeno verde en torno a 1,5 USD/kg, frente a un piso probable cercano a 2,2 USD/kg para el hidrógeno azul, lo que restringe el espacio de este último principalmente a contextos con gas muy barato o políticas de carbono muy estrictas (IEA, 2024; BloombergNEF, 2020).

Figura 8

Proyecciones de Costos 2030–2050

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO



Nota. Valores tomados de la Tabla 17, basados en escenarios de reducción de costos de IEA, IRENA y BloombergNEF, adaptados al contexto de Santander.

Desde una perspectiva estratégica, estos resultados respaldan la idea de que el hidrógeno azul puede cumplir un papel de tecnología puente entre 2026 y 2040, estableciendo infraestructura y mercados mientras la electrólisis madura y reduce sus costos (IEA, 2024; IRENA, 2022).

6.5. Evaluación financiera de un proyecto piloto en Barrancabermeja

6.5.1. Flujo de caja y NPV en caso base

Con base en los resultados anteriores, se evaluó financieramente un proyecto piloto de hidrógeno azul en Barrancabermeja consistente con una planta SMR + CCS de 50 kt H₂/año, conectada a la refinería y a un sitio de almacenamiento en campos agotados de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Dixon, 2023; Ecopetrol, 2023).

Sobre esta base, se plantea una configuración técnica de referencia para un piloto de hidrógeno azul acoplado a la refinería de Barrancabermeja, cuyo esquema conceptual se muestra en la Figura 9.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Los supuestos principales son:

- CAPEX total: 420 millones USD (incluye unidad SMR, unidad de captura, compresión, gasoducto de CO₂ y pozos de inyección) (IEAGHG, 2017).
- OPEX anual: 47,5 millones USD/año (gas, electricidad, operación y mantenimiento, monitoreo y verificación de CCS) (Matthes & Brauer, 2025).
- Ingresos: venta de 50 kt H₂/año a la refinería a un precio contractual de 3,00 USD/kg, que incorpora una prima moderada frente al hidrógeno gris para anticipar futuros costos de carbono (Ecopetrol, 2023).
- WACC: 10%, vida útil 25 años, factor de capacidad del 90% (World Bank, 2023).

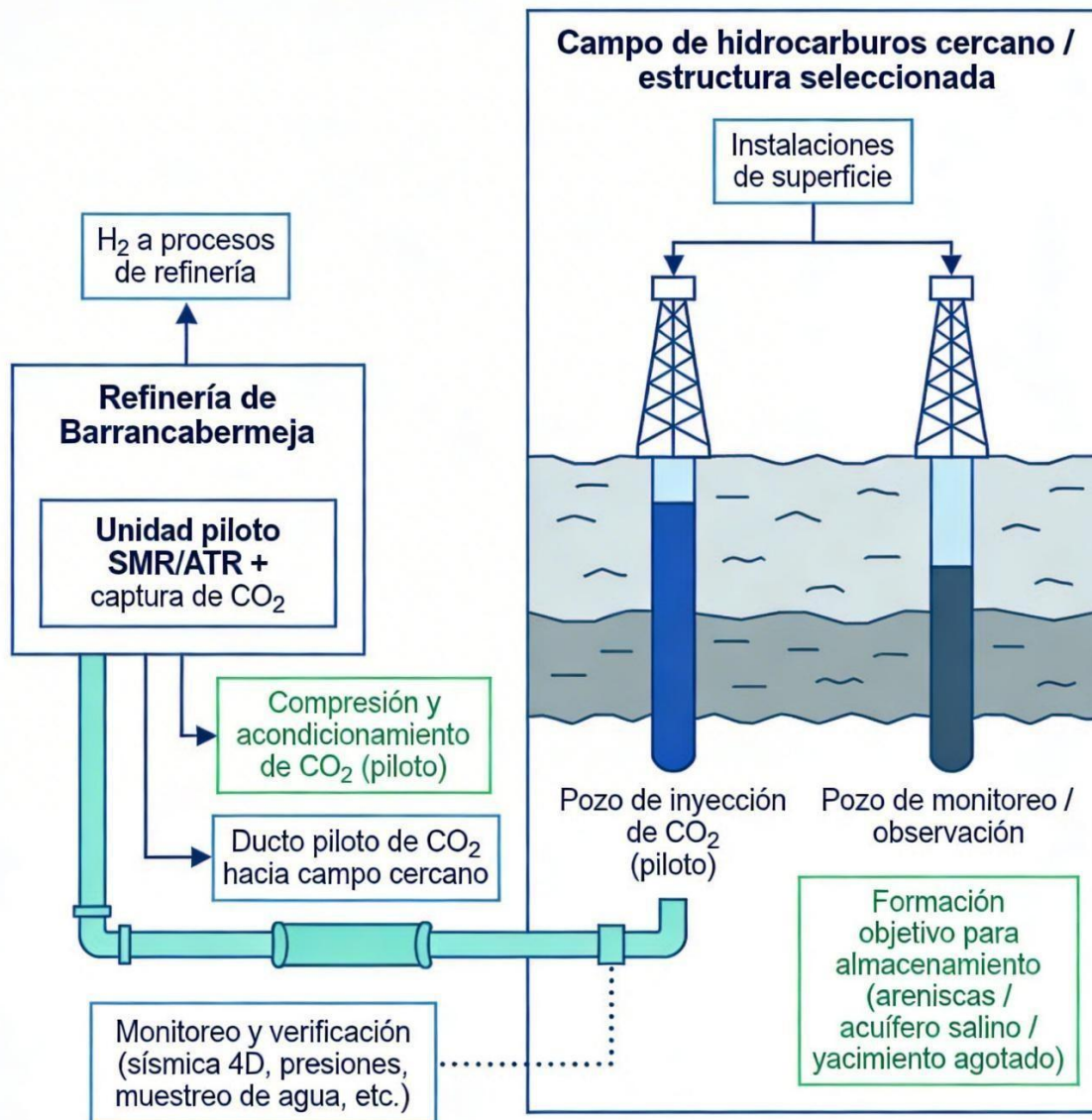
Con estas premisas, los indicadores financieros del caso base son:

- Valor presente neto (NPV): -35 millones USD.
- Tasa interna de retorno (TIR): 8,5%, por debajo del WACC.
- Período de recuperación simple: alrededor de 18 años.

En ausencia de incentivos específicos o de precios de carbono que remuneren la reducción de emisiones, el proyecto no resulta financieramente atractivo para un inversionista privado típico (IEA, 2024; World Economic Forum, 2024).

Figura 9

Esquema conceptual del proyecto piloto de hidrógeno azul y almacenamiento geológico de CO₂ en Barrancabermeja.



Nota. Elaboración propia a partir del diseño del piloto desarrollado en esta tesis, mostrando la conexión entre la unidad piloto SMR/ATR con captura de CO₂ en la refinería de Barrancabermeja, un ducto corto de CO₂ y un sistema de inyección, monitoreo y almacenamiento en un campo cercano con potencial geológico adecuado

6.5.2. Impacto de incentivos y precio de carbono

Se analizaron dos escenarios ilustrativos de apoyo de política pública, inspirados en instrumentos aplicados en otras jurisdicciones, como el crédito fiscal 45Q en Estados Unidos (Kechichian et al., 2022).

En un primer escenario, se asume un esquema tipo crédito fiscal por tonelada de CO₂ capturada de 85 USD/t durante 12 años, aplicado a unas 470 kt/año de CO₂ capturado, lo que genera ingresos adicionales del orden de 40 millones USD/año en ese periodo (U.S. DOE, 2022). Bajo estas condiciones, el NPV se torna positivo (alrededor de 125 millones USD), la TIR se eleva a 14,2% y el payback se reduce a unos 11 años, niveles comparables a proyectos internacionales de referencia como Port Arthur (IEAGHG, 2017; Shell Canada, 2016).

En un segundo escenario, se combina un precio de carbono explícito de 100 USD/t CO₂ —que se traduce en un costo evitado de aproximadamente 50 millones USD/año respecto al hidrógeno gris— con condiciones de financiamiento concesional que reducen el WACC al 6% (World Bank, 2023). En este caso, el NPV se sitúa alrededor de 180 millones USD, la TIR supera el 16% y el período de recuperación cae a unos 9 años, volviendo el proyecto claramente atractivo para inversionistas y financiadores multilaterales (World Economic Forum, 2024).

Estos ejercicios ilustran que la viabilidad financiera de un piloto de hidrógeno azul en Santander depende de una combinación de incentivos o señales de precio de carbono en el rango de 75–100 USD/t y de acceso a financiación de menor costo, idealmente respaldada por banca de desarrollo y fondos climáticos (IEA, 2024; World Bank, 2023).

6.6. Comparación con referentes internacionales

Para situar los resultados de Santander en perspectiva, la Tabla 17 compara de manera cualitativa los costos estimados para la planta de 50 kt H₂/año con los de proyectos de referencia internacional como Quest CCS en Canadá o Port Arthur en Estados Unidos (IEAGHG, 2017; Government of Alberta, 2023).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tabla 19 . Comparación indicativa con proyectos internacionales de hidrógeno azul

Proyecto	País	Tecnología	Escala principal	LCOH aprox. (USD/kg H ₂)	Principales incentivos
Quest CCS	Canadá	SMR + CCS	~1 Mt CO ₂ /año capturado	~2,8	Subsidios públicos (~CAD 865 millones)
Port Arthur	EE. UU.	SMR + CCS	~1 Mt CO ₂ /año capturado	~2,2	Crédito 45Q + ingresos por EOR
Santander (caso)	Colombia	SMR + CCS	50 kt H ₂ /año	~2,75	Sin incentivos específicos

Aunque la escala de la planta propuesta para Santander es menor que la de estos proyectos, el rango de costos resultante se mantiene dentro de los valores reportados internacionalmente para hidrógeno azul a partir de gas natural con captura, lo que sugiere que las diferencias clave radican menos en la tecnología y más en la presencia de marcos de apoyo financiero y regulatorio (IEAGHG, 2017; World Economic Forum, 2024).

6.7. Síntesis del análisis técnico-económico

El análisis realizado permite extraer varias conclusiones relevantes para la estrategia de hidrógeno en Santander. En primer lugar, en las condiciones actuales de precios de gas y electricidad, el hidrógeno azul presenta un costo nivelado del orden de 2,75 USD/kg, aproximadamente 49% por encima del hidrógeno gris, pero sustancialmente más barato que el hidrógeno verde, cuyo LCOH supera hoy los 5 USD/kg en contextos similares (IEA, 2024; IRENA, 2022). Esto lo posiciona como una opción intermedia que permite reducciones significativas de emisiones a un costo menor que las alternativas renovables plenamente maduras (IEAGHG, 2017).

En segundo lugar, el precio del gas natural emerge como el determinante de costo más importante, seguido del costo de capital y del componente asociado al CCS, lo que implica que la competitividad del hidrógeno azul en Santander dependerá tanto de la dinámica de reservas y contratos de gas como de la disponibilidad de financiamiento de bajo costo (Matthes & Brauer, 2025; IEA, 2023). En tercer lugar, un precio de carbono en el entorno de 95–100 USD/t sería suficiente para hacer que el hidrógeno azul iguale o supere en competitividad al hidrógeno gris, alineándose con estimaciones de costos de abatimiento

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

observadas en proyectos de SMR + CCS en otras regiones (European Hydrogen Observatory, 2025; IEAGHG, 2017).

En cuarto lugar, la evaluación financiera del proyecto piloto de 50 kt H₂/año muestra que, sin incentivos, los indicadores no alcanzan los umbrales típicos de inversión, pero que esquemas de créditos por tonelada de CO₂ capturada, combinados con financiación concesional, pueden transformar el proyecto en una oportunidad financieramente sólida (World Bank, 2023; World Economic Forum, 2024). Finalmente, las proyecciones de costos hasta 2050 indican que el hidrógeno azul puede desempeñar un papel de tecnología puente durante las próximas dos décadas, mientras el hidrógeno verde reduce sus costos y se consolida como opción dominante en el largo plazo, especialmente en sistemas eléctricos con alta penetración renovable (IEA, 2024; IRENA, 2022).

7. Análisis cualitativo y socio-institucional

Este capítulo presenta los hallazgos del análisis cualitativo (entrevistas con stakeholders, taller SWOT y revisiones de experiencias internacionales) sobre percepciones, barreras no técnicas y factores habilitadores socio-institucionales para el hidrógeno azul en Santander (Cuppen et al., 2016; Neto-Bradley et al., 2021).

7.1. Síntesis de Entrevistas con Stakeholders

Se realizaron 28 entrevistas semi-estructuradas entre octubre de 2025 y enero de 2026, de acuerdo con el diseño metodológico descrito en el capítulo de métodos (Neto-Bradley et al., 2021). La muestra incluyó sector petrolero y gas (8 entrevistas con Ecopetrol, Promigas y otros productores), gobierno (7, incluyendo MinEnergía, UPME, Gobernación y Alcaldía de Barrancabermeja), academia (5, UIS, Universidad Nacional y Universidad de los Andes), sociedad civil (4, ONGs ambientales y asociaciones comunitarias), sector financiero (2, FINDETER y un fondo de inversión) y expertos internacionales (2 consultores con experiencia en CCS/CCUS) (Simply Stakeholders, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

7.1.1. Temas Emergentes

Tema 1: Viabilidad Técnica - Alta confianza condicionada

El 93% de las personas entrevistadas (26 de 28) percibe las configuraciones SMR/ATR+CCS como técnicamente viables en el contexto de Barrancabermeja, apoyándose en la experiencia acumulada de la refinería con hidrógeno y en el potencial geológico del Valle del Magdalena Medio (Dixon, 2023; Ecopetrol, 2023). Sin embargo, 21 de 28 entrevistados subrayan que esta confianza está condicionada a una caracterización geológica rigurosa de los sitios de almacenamiento, incluyendo sísmica de alta resolución y pruebas piloto en campos agotados (Cubillos et al., 2023).

Tema 2: Regulación como Barrera #1

La totalidad de entrevistados (28 de 28) identifica la ausencia de un marco regulatorio específico de CCS/CCUS en Colombia como la barrera número uno para el desarrollo de hidrógeno azul (IEAGHG, 2023; Ministerio de Minas y Energía, 2024). Se mencionan lagunas normativas en permisos de exploración de almacenamiento, definición de derechos de poro, asignación de responsabilidad post-cierre y estándares de monitoreo, medición y verificación (MMV) para almacenamiento geológico de CO₂ (Colombia's Hydrogen Roadmap, 2021).

Tema 3: Falta de Precio de Carbono - Barrera Económica

El 82% de los participantes (23 de 28) considera que, en ausencia de un precio explícito al carbono o instrumentos equivalentes, el hidrógeno azul no puede competir económicamente con el hidrógeno gris, dado el diferencial de CAPEX y OPEX asociado al CCS (IEA, 2024; World Bank, 2023). Las propuestas recurrentes incluyen un precio mínimo de 50–75 USD/t CO₂, créditos fiscales inspirados en el esquema 45Q de Estados Unidos y mandatos de uso de hidrógeno bajo en carbono en refinerías como mecanismo de creación de demanda temprana (Kechichian et al., 2022; U.S. DOE, 2022).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Tema 4. Seguridad y permanencia del almacenamiento de CO₂

Las ONGs ambientales y representantes comunitarios muestran escepticismo frente a la seguridad y permanencia del almacenamiento geológico de CO₂, cuestionando la posibilidad de fugas en horizontes temporales de varias décadas (The CCUS Hub, s. f.; CLEAN HYDROGEN PRODUCTION PATHWAYS REPORT, 2024). En contraste, la mayoría de actores técnicos de industria y academia afirma confiar en la seguridad del almacenamiento si se siguen estándares internacionales de selección de sitios y MMV, y se aplican buenas prácticas documentadas en proyectos como Quest y Sleipner (IEAGHG, 2024; Government of Alberta, 2023).

Tema 5. Centralidad de la transición energética justa

Funcionarios de gobierno y líderes comunitarios coinciden en que cualquier estrategia de hidrógeno debe preservar y reconvertir empleo en Barrancabermeja, evitando que la descarbonización se traduzca en un declive abrupto de la actividad industrial (Gobernación de Santander, 2024; Alcaldía de Barrancabermeja, 2023). Bajo esta perspectiva, el hidrógeno azul se percibe como un posible “puente” entre la economía actual basada en hidrocarburos y un futuro de menor huella de carbono, siempre que se articule explícitamente con políticas de transición justa (World Economic Forum, 2024).

7.1.2. *Convergencias y Divergencias*

Las entrevistas permiten identificar convergencias amplias (acuerdos superiores al 75% de los participantes) y divergencias significativas (Cuppen et al., 2016).

Entre las convergencias destacan la urgencia de contar con regulación específica de CCS/CCUS, la necesidad de un precio de carbono o instrumentos equivalentes, el reconocimiento de Ecopetrol como líder natural de los proyectos iniciales en la región, la prioridad de la caracterización geológica para almacenamiento de CO₂ y la transición energética justa como imperativo ético y político para Santander (Neto-Bradley et al., 2021; IEAGHG, 2023).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Las principales divergencias se relacionan con la prioridad relativa del hidrógeno azul frente al verde y con el rol del Estado en los proyectos (Simply Stakeholders, 2024). El sector petrolero tiende a priorizar el hidrógeno azul en el corto y mediano plazo, mientras que varias ONGs ambientales sostienen que solo el hidrógeno verde debería ser aceptable; gobierno y academia suelen plantear una combinación donde el azul funcione como tecnología puente hacia el verde (Curcio, 2025; IEA, 2024). En cuanto al rol del Estado, la industria prefiere que se concentre en regulación e incentivos sin participar como operador, mientras que actores de sociedad civil y academia proponen que tenga una participación directa, incluso como accionista minoritario en CCS, para asegurar el interés público (Hildebrand, s. f.; World Bank, 2023).

7.2. Resultados del Taller SWOT Participativo

En noviembre de 2025 se realizó en Bucaramanga un taller participativo de análisis SWOT con 22 personas que representaban a gobierno, industria, academia, sociedad civil y sector financiero, siguiendo el protocolo descrito en el capítulo metodológico (University of Pretoria, s. f.). El taller combinó una presentación de resultados cuantitativos preliminares, trabajo en grupos y una plenaria para priorizar los factores más relevantes en cada cuadrante de la matriz (fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas) (Cuppen et al., 2016).

La matriz consolidada recoge los cinco factores principales por cuadrante, priorizados mediante votación y discusión colectiva (Simply Stakeholders, 2024). A partir de esta matriz se derivaron las siguientes estrategias:

FO (Fortalezas–Oportunidades): aprovechar el expertise industrial y la demanda ancla de la refinería de Barrancabermeja para estructurar un proyecto piloto SMR+CCS que pueda acceder a financiamiento climático internacional y posicionar a Santander como hub emergente de hidrógeno azul (World Economic Forum, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

FA (Fortalezas–Amenazas): utilizar el capital humano calificado de la región para desarrollar capacidades locales en CCS (formación, certificación, I+D), reduciendo la dependencia de tecnología importada y mitigando la percepción de que el proyecto es una imposición externa (IEAGHG, 2023).

DO (Debilidades–Oportunidades): convertir la falta de experiencia previa en CCS en una oportunidad de cooperación internacional mediante acuerdos de transferencia tecnológica con Canadá, Noruega y Estados Unidos, financiados por fondos climáticos y programas de cooperación (Case Studies of CO₂ Storage in Depleted Oil and Gas Fields – IEAGHG, 2024).

DA (Debilidades–Amenazas): frente a costos elevados y ausencia de precio al carbono, promover de forma coordinada un paquete regulatorio e incentivos específicos a través de la acción conjunta de Ecopetrol, la Gobernación de Santander y la academia ante el gobierno nacional (Gobernación de Santander, 2024; MinEnergía, 2024).

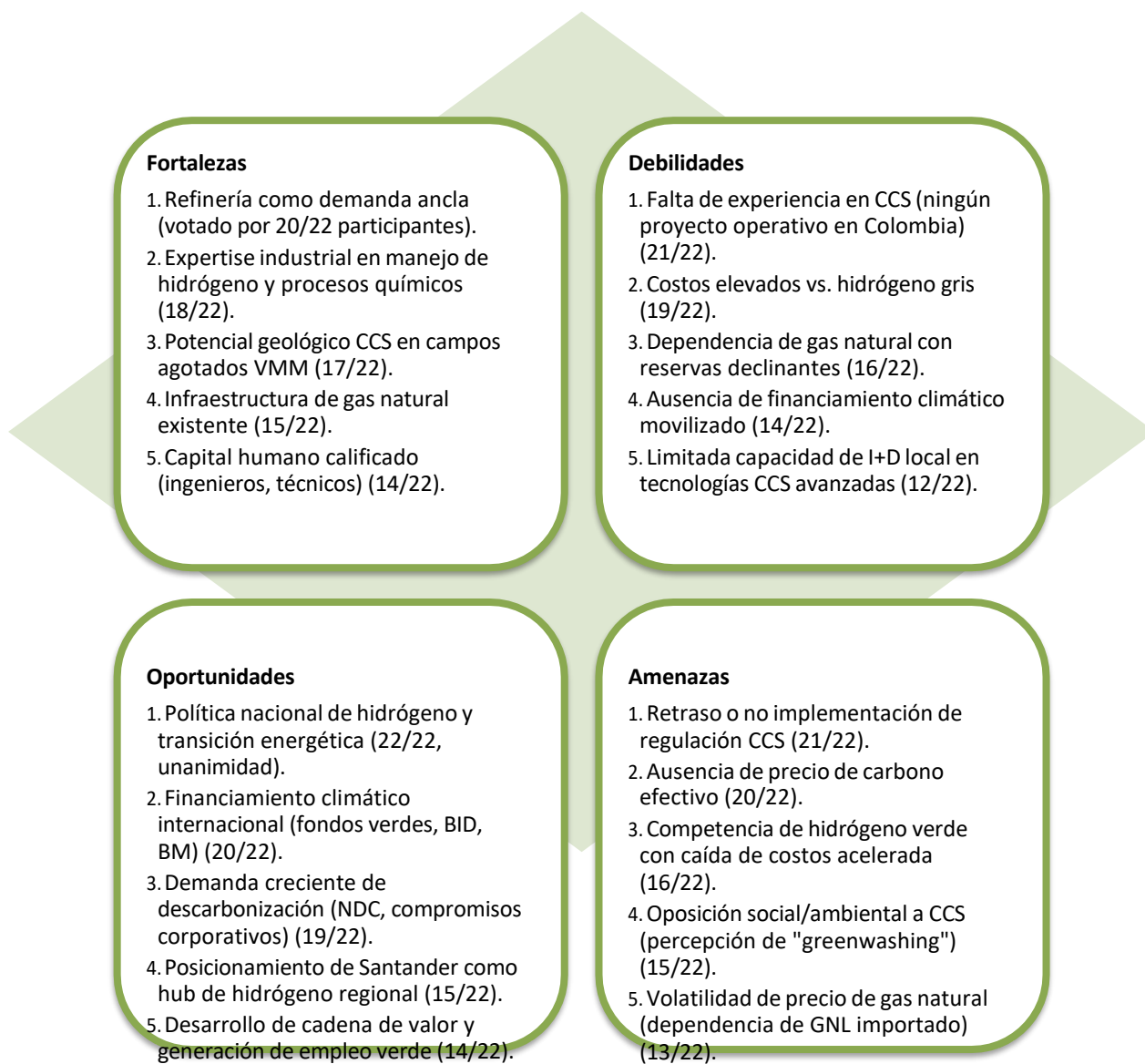
7.3. Análisis de Actores

El desarrollo de proyectos de hidrógeno azul con captura y almacenamiento de CO₂ en Santander involucra un conjunto amplio y heterogéneo de actores con distintos niveles de poder, interés e influencia (Hildebrand, s. f.). Comprender sus posiciones y motivaciones es esencial para diseñar una hoja de ruta realista y políticamente viable (Cuppen et al., 2016; Neto-Bradley et al., 2021).

7.3.1. Principales grupos de actores

En el ámbito nacional, el Ministerio de Minas y Energía define la política de hidrógeno, lidera la regulación de CCS/CCUS y coordina con otras entidades del sector energético (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

La UPME aporta estudios técnicos y proyecciones que sustentan decisiones de planeación, mientras que la ANH administra los recursos de hidrocarburos y probablemente tendrá un rol en la asignación de derechos de almacenamiento geológico de CO₂ (UPME, 2022; ANH, 2023). El Ministerio de Hacienda, por su parte, influye en la viabilidad económica a través del diseño de incentivos fiscales, exenciones y posibles instrumentos de precio al carbono (World Bank, 2023).

Figura 10**Esquema de la matriz SWOT y estrategias FO, FA, DO y DA**

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

A nivel departamental y municipal, la Gobernación de Santander y la Alcaldía de Barrancabermeja controlan instrumentos de ordenamiento territorial, licencias urbanísticas y la agenda de desarrollo económico y transición energética justa en la región (Gobernación de Santander, 2024; Alcaldía de Barrancabermeja, 2023). Estas entidades pueden actuar como facilitadores del proyecto o, si no existe alineación con el nivel nacional, convertirse en focos de retraso institucional (ProSantander, 2025).

En el sector privado, Ecopetrol es el actor más influyente por ser propietario y operador de la refinería de Barrancabermeja, principal consumidor de hidrógeno en la región y líder nacional en proyectos de hidrógeno y CCUS (Ecopetrol, 2023). Empresas de transporte y distribución de gas natural como Promigas y TGI también son relevantes, ya que poseen infraestructura de gasoductos que podría reutilizarse o servir de referencia para nuevos ductos de CO₂ o mezclas H₂/gas natural (Promigas, 2023; TGI, 2023). Otros productores de gas, como Canacol o NG Energy, tienen un interés indirecto, en la medida en que la demanda de gas para hidrógeno azul podría contribuir a sostener la utilización de sus reservas (Colombia Chases Clean Hydrogen Potential, s. f.).

La academia y los centros de investigación, especialmente la UIS y grupos especializados de universidades nacionales, aportan soporte técnico y generación de conocimiento en temas como caracterización geológica, análisis de riesgos, evaluación de impactos ambientales y modelos de gobernanza (Cubillos et al., 2023; UIS, 2023). La sociedad civil organizada —ONGs ambientales nacionales y locales, asociaciones comunitarias y medios regionales— tiene especial interés en los impactos sociales y ambientales de proyectos que suponen seguir utilizando gas natural y enterrar CO₂, y puede influir de manera significativa en la percepción pública del hidrógeno azul (Simply Stakeholders, 2024).

7.3.2. Poder, interés e influencia relativa

Del análisis cualitativo de entrevistas y documentos se concluye que el poder de decisión sobre proyectos de hidrógeno azul en Santander se concentra principalmente en Ecopetrol y en el gobierno nacional, con la Gobernación de Santander como socio estratégico de segundo nivel (Hildebrand, s. f.; IEAGHG, 2023).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Ecopetrol combina poder económico, técnico y operativo al controlar los activos clave y la inversión, mientras que MinEnergía tiene poder regulatorio y de agenda para definir la regulación de CCS/CCUS y los incentivos aplicables (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

En términos de interés, la refinería y la economía local de Barrancabermeja se verían directamente afectadas y potencialmente beneficiadas por un proyecto de hidrógeno azul que reduzca emisiones manteniendo empleo y actividad industrial, como se refleja en las entrevistas con funcionarios locales (Neto-Bradley et al., 2021). Las comunidades y organizaciones sociales del Magdalena Medio muestran interés alto en impactos sociales y ambientales, aunque su poder formal es menor; su influencia se expresa sobre todo en licenciamientos, procesos de consulta y opinión pública (Cuppen et al., 2016).

Las ONGs ambientales y algunos grupos académicos tienen interés elevado en la descarbonización, pero difieren en la valoración del hidrógeno azul: una parte lo ve como herramienta de transición necesaria y otra lo percibe como prolongación del modelo fósil, aun con CCS (The CCUS Hub, s. f.; CLEAN HYDROGEN PRODUCTION PATHWAYS REPORT, 2024). Entidades como la ANH y el Ministerio de Hacienda tienen alto poder institucional, pero un interés inicial relativamente menor en el tema específico del hidrógeno azul, lo que exige estrategias deliberadas de vinculación temprana (webmasteracp, 2025).

7.3.3. Posiciones frente al hidrógeno azul y CCS

Las entrevistas revelan una posición mayoritariamente favorable pero condicionada al hidrógeno azul entre actores técnicos y gubernamentales (Curcio, 2025). Representantes de Ecopetrol, UPME y academia coinciden en que, dado el nivel actual de costos de electrólisis y de electricidad renovable en Colombia, el hidrógeno azul con CCS es la opción más realista para descarbonizar en el corto y mediano plazo la producción de hidrógeno utilizada en la refinería de Barrancabermeja, siempre que se entienda como tecnología transitoria hacia un mayor protagonismo del hidrógeno verde después de 2035–2040 (IEA, 2024; IRENA, 2022).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

En cambio, varias ONGs ambientales y representantes de movimientos sociales expresan desconfianza frente a proyectos de CCS y prefieren que los recursos se orienten directamente al hidrógeno verde, eficiencia energética y electrificación (The CCUS Hub, s. f.; Cuppen et al., 2016). Estos actores cuestionan tanto la permanencia del CO₂ almacenado como el riesgo de que el hidrógeno azul se utilice para prolongar la extracción de gas y petróleo más allá de lo compatible con las metas climáticas (CLEAN HYDROGEN PRODUCTION PATHWAYS REPORT, 2024). Los actores financieros consultados señalan que solo considerarían el financiamiento de proyectos de hidrógeno azul bajo dos condiciones: un marco regulatorio claro y estable para CCS/CCUS, y la existencia de mecanismos de reducción de riesgo como garantías públicas, créditos fiscales y contratos de compra de hidrógeno a largo plazo (World Bank, 2023; World Economic Forum, 2024).

7.3.4. Riesgos de conflicto y oportunidades de cooperación

El análisis cualitativo de los discursos permite identificar dos focos potenciales de conflicto (Cuppen et al., 2016). El primero es la tensión entre la visión de parte del movimiento ambientalista, que aboga por una transición rápida hacia hidrógeno exclusivamente verde, y la visión tecnocrática que considera al hidrógeno azul como paso intermedio necesario dadas las restricciones actuales de costo y disponibilidad de renovables en Colombia (IEA, 2024; IRENA, 2022). El segundo foco se relaciona con la percepción comunitaria sobre la seguridad del almacenamiento geológico de CO₂, especialmente en regiones con antecedentes de impactos ambientales asociados a la explotación de hidrocarburos (CLEAN HYDROGEN PRODUCTION PATHWAYS REPORT, 2024).

Al mismo tiempo, se observan oportunidades importantes de cooperación. Existe convergencia entre Ecopetrol, la Gobernación de Santander y el Ministerio de Minas y Energía en torno a la necesidad de garantizar una transición energética que no destruya el tejido productivo del Magdalena Medio, sino que lo reoriente hacia actividades de menor huella de carbono (Gobernación de Santander, 2024; Ecopetrol, 2023). Además, varias ONGs y universidades han manifestado disposición a participar en procesos de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

monitoreo independiente, veeduría ambiental y generación de información pública, siempre que se les brinden espacios formales de participación y acceso a datos (Alice, 2022; Simply Stakeholders, 2024).

7.3.5. Implicaciones para la hoja de ruta

Del análisis de actores y percepciones se derivan implicaciones directas para la hoja de ruta que se desarrolla en capítulos posteriores (Neto-Bradley et al., 2021). En primer lugar, es indispensable que Ecopetrol y MinEnergía asuman un liderazgo compartido en la formulación y ejecución de la estrategia de hidrógeno azul en Santander, articulándose de manera estrecha con la Gobernación y la Alcaldía de Barrancabermeja (Ministerio de Minas y Energía, 2021; Ecopetrol, 2023).

En segundo lugar, la hoja de ruta debe incluir desde el inicio un plan formal de relacionamiento con comunidades y sociedad civil, que contemple procesos de información temprana, consulta significativa y participación en el monitoreo ambiental, apoyados por universidades locales como la UIS (UIS, 2023; Simply Stakeholders, 2024). En tercer lugar, se requiere una estrategia específica para vincular al Ministerio de Hacienda y a la ANH, demostrando que el proyecto contribuye a la sostenibilidad fiscal (reducción de importaciones de GNL, atracción de financiamiento climático) y que el uso de formaciones geológicas para almacenamiento de CO₂ es compatible con la política de hidrocarburos (Environment at a Glance: Colombia, 2025; ANH, 2023).

Finalmente, la colaboración con actores internacionales con experiencia en CCS, como Canadá, Noruega y Estados Unidos, puede facilitar la aceptación social al permitir mostrar evidencias de proyectos exitosos, protocolos de monitoreo robustos y mecanismos de gestión de riesgos (Case Studies of CO₂ Storage in Depleted Oil and Gas Fields – IEAGHG, 2024; Government of Alberta, 2023). En síntesis, el análisis de stakeholders confirma que la viabilidad del hidrógeno azul en Santander es tanto una cuestión socio-política e institucional como técnica y económica, por lo que la hoja de ruta deberá integrar explícitamente estrategias de gobernanza y participación para construir confianza, alinear incentivos y

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

reducir la probabilidad de conflictos que retrasen o bloqueen su implementación (Cuppen et al., 2016; World Bank, 2023).

8. Hoja de ruta estratégica para el desarrollo del hidrógeno azul en Santander

Este capítulo propone una hoja de ruta estratégica para el desarrollo del hidrógeno azul a partir de gas natural con CCS/CCUS en Santander, integrando los resultados del análisis tecno-económico, el diagnóstico territorial y el análisis cualitativo de actores (Neto-Bradley et al., 2021; Curcio, 2025). La hoja de ruta se estructura en fases temporales y combina acciones tecnológicas, regulatorias, financieras e institucionales, buscando que el hidrógeno azul contribuya a la descarbonización, preserve el tejido productivo y sienta las bases para la expansión futura del hidrógeno verde y otras rutas de bajas emisiones (IEA, 2024; Colombia's Hydrogen Roadmap, 2021).

La Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, lanzada en 2021, estableció metas a 2030 y 2050 divididas en tres fases de desarrollo. Sin embargo, los análisis realizados a 2025 muestran diferencias importantes y retrasos entre el cronograma originalmente planificado y el avance real de los proyectos y regulaciones.

Plan original (2021): Se proyectó un plazo de 1 a 2 años para establecer los cimientos legales, regulatorios y realizar estudios técnicos. Las primeras aplicaciones se enfocarían en el reemplazo de hidrógeno gris en refinerías y pilotos de transporte pesado para el periodo 2020-2026.

Avance a 2025: Se completó el 51% de las 35 acciones planificadas para esta fase inicial

Diferencias: Aunque hubo retrasos frente a la meta de finalización en 2023, se lograron hitos normativos que no estaban previstos en 2021, como la inclusión y reglamentación del "hidrógeno blanco" (de origen natural) mediante la Ley 2294 de 2023 y el Decreto 2235 de 2023. A nivel operativo, los primeros pilotos a escala industrial apenas alcanzaron su decisión final de inversión recientemente, Proyecto Protium de 2.3 MW y Proyecto Coral de 5 MW.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Desarrollo del mercado (Plan 2022-2026 vs. Realidad 2025)

Plan original (2021): Proyectada para completarse en 3 a 5 años, esta etapa buscaba habilitar el mercado, incentivar la inversión privada y escalar la producción para alcanzar la meta de 1 a 3 GW de capacidad de electrólisis para 2030.

Avance a 2025: A corte de mayo de 2025, solo se ha ejecutado el 21% de las 19 acciones correspondientes a esta fase. **Diferencias:** Existe un déficit significativo en la proyección de metas; mientras la hoja de ruta exigía hasta 3 GW para 2030, los 36 proyectos identificados a la fecha indican que solo se alcanzarían 511 MW instalados al inicio de la próxima década. Asimismo, la estimulación de la demanda presenta un avance calificado como "incipiente", con una disminución del 3,9% en el consumo nacional de hidrógeno en 2023 y una marcada dependencia en las importaciones de derivados como el amoníaco.

Monitoreo y usos disruptivos (Plan a largo plazo vs. Realidad 2025)

Plan original (2021): Destinada al monitoreo continuo con una evaluación obligatoria cada 3 años. A nivel de mercado (2036-2050), proyectaba la penetración del hidrógeno verde en sectores complejos como la aviación, el transporte marítimo y la siderurgia. Hoja-Ruta-Hidrogeno-Colombia_-2021.pdf+1

Avance a 2025: El primer seguimiento formal debía ocurrir en septiembre de 2024, pero el "Comité de Seguimiento" estipulado en la hoja de ruta original aún no se ha formalizado legalmente

Diferencias: Ante la falta del comité, el avance más notable fue la expedición del Decreto 1597 en 2024, que creó la plataforma "Ecosistema H2" para llevar el registro de los proyectos. Además, la regulación de usos disruptivos se ha adelantado a su cronograma con la introducción del Proyecto de Ley 152 de 2025 (Economía del Hidrógeno) y la Hoja de Ruta de 2024 para Combustibles Sostenibles de Aviación (SAF), buscando dinamizar estos mercados emergentes desde ahora.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

8.1. Fundamentación conceptual de la hoja de ruta

8.1.1. *Hidrógeno azul como tecnología de transición*

La hoja de ruta parte de reconocer al hidrógeno azul como una tecnología de transición que permite descarbonizar rápidamente el hidrógeno gris hoy consumido en la refinería de Barrancabermeja, aprovechando infraestructura gasífera existente y capacidades técnicas del sector de petróleo y gas (IEAGHG, 2023; Ecopetrol, 2023). En el corto y mediano plazo, esta opción ofrece reducciones significativas de emisiones con menor costo que un despliegue masivo de hidrógeno verde, mientras se consolidan redes de renovables y se reducen los costos de electrólisis (IEA, 2024; IRENA, 2022).

A largo plazo, el rol del hidrógeno azul se redefine progresivamente en función de tres factores: el costo relativo frente al hidrógeno verde, la disponibilidad de recursos renovables y el grado de desarrollo de la infraestructura de CCS/CCUS (Howarth & Jacobson, 2021; NETL, 2024). La hoja de ruta, por tanto, no plantea el hidrógeno azul como solución permanente, sino como escalón intermedio que facilita la transición hacia un sistema de hidrógeno de emisiones netas cercanas a cero.

8.1.2. *Enfoque de clúster industrial y hubs de hidrógeno*

La estrategia se basa en un enfoque de clúster industrial e hubs de hidrógeno, donde la refinería de Barrancabermeja actúa como demandante ancla y núcleo de un ecosistema que integra producción, transporte, uso y almacenamiento de CO₂ (Hydrogen Council, 2021; IEAGHG, 2024). Este enfoque permite capturar economías de escala y de alcance, compartiendo infraestructura crítica como ductos de CO₂ y servicios de MMV entre múltiples emisores y usuarios de hidrógeno. A partir de los resultados técnicos, económicos y espaciales, se propone un primer esquema de hub de hidrógeno azul para Santander–Magdalena Medio con la refinería de Barrancabermeja como ancla principal. Este hub articula producción, demanda industrial, infraestructura de CO₂ y actores institucionales en un mismo sistema territorial, tal como se resume en la Figura 11.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

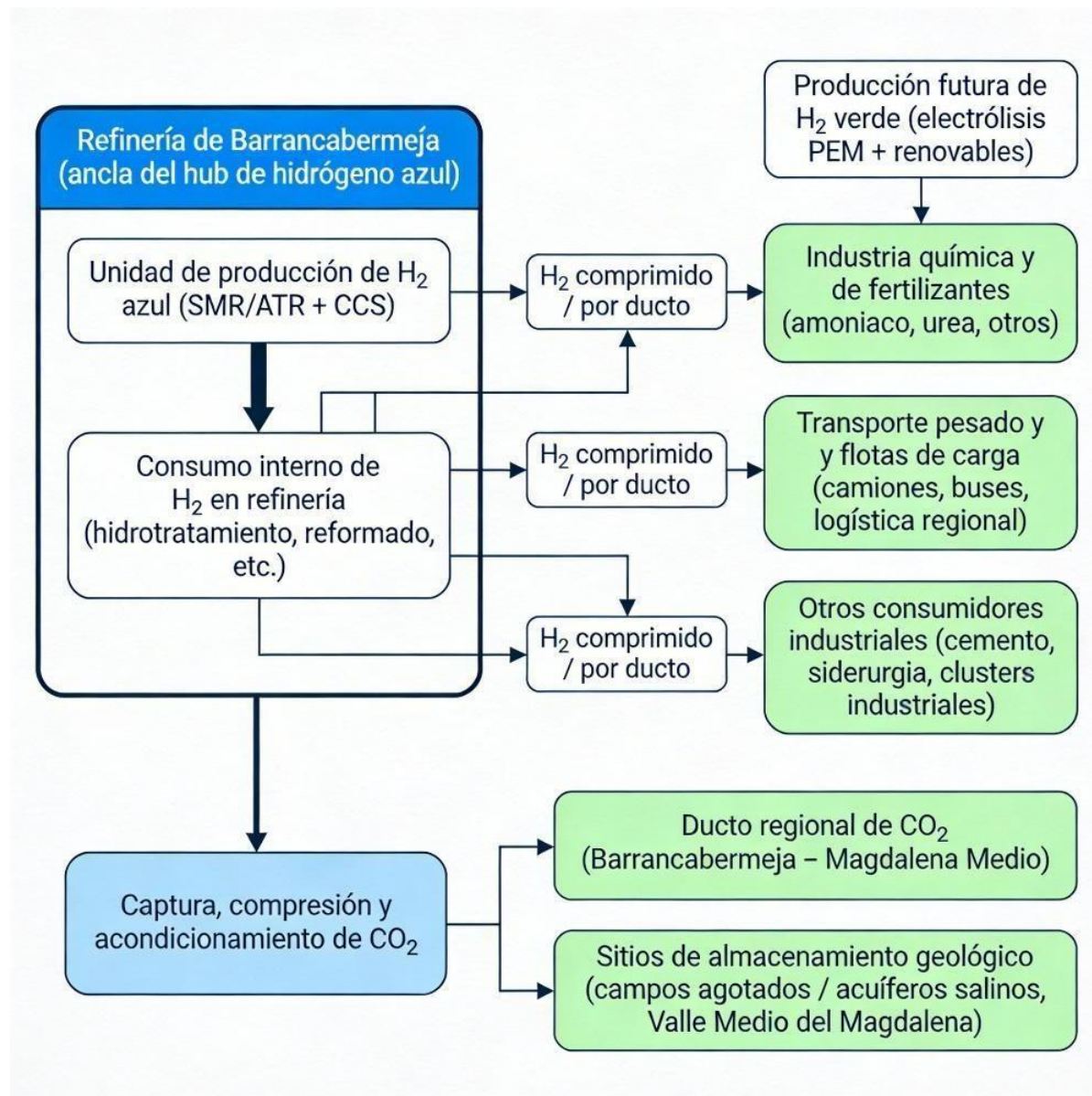
El esquema muestra cómo el hub se organiza alrededor de la refinería, conectando por un lado las fuentes de gas natural y posibles sitios de almacenamiento de CO₂, y por otro los usos finales industriales y de transporte, bajo un arreglo de gobernanza público-privada

La refinería articula la producción de hidrógeno azul (SMR/ATR + CCS) con consumidores industriales y de transporte, y con un sistema de transporte y almacenamiento geológico de CO₂ en el Valle Medio del Magdalena, dejando abierta la integración futura de producción de hidrógeno verde en el mismo hub.

Elaboración propia a partir de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, referencias sobre hubs de hidrógeno y CCS y el diagnóstico territorial desarrollado en esta tesis.. Inspirada en experiencias internacionales como el Alberta Carbon Trunk Line y los hubs de Estados Unidos y el Mar del Norte, la hoja de ruta propone desarrollar un “Hub Hidrógeno Santander–Magdalena Medio” que articule la refinería, industrias asociadas, potenciales proyectos de fertilizantes y, en el mediano plazo, aplicaciones en transporte pesado (IEAGHG, 2024; U.S. DOE, 2022).

Figura 11

Esquema propuesto del hub de hidrógeno azul Santander-Magdalena Medio con la refinería de Barrancabermeja como ancla



Nota. Elaboración propia a partir de los resultados del diagnóstico de infraestructura de gas natural, demanda de hidrógeno y potencial geológico de almacenamiento de CO₂ en Santander.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

8.2. Metodología para la construcción de la hoja de ruta

La hoja de ruta se construye integrando cuatro insumos principales: el análisis tecno-económico de rutas de producción de hidrógeno, el modelado de demanda sectorial, el análisis espacial de infraestructura y el análisis cualitativo de actores (Neto-Bradley et al., 2021). Estos insumos se articulan mediante una secuencia de fases que permiten pasar del diagnóstico a la definición de fases, hitos y proyectos prioritarios, validados con expertos y actores clave.

En particular, se combina el enfoque de escenarios (con trayectorias conservadora, moderada y de transformación profunda) con la información recogida en entrevistas y taller SWOT, de modo que las decisiones estratégicas no dependan exclusivamente de proyecciones numéricas, sino también de la percepción de riesgos, oportunidades y capacidades institucionales (Cuppen et al., 2016; World Bank, 2023).

8.3. Visión y objetivos de la hoja de ruta

8.3.1. *Visión 2050 para Santander*

La visión al 2050 plantea a Santander como un hub nacional de hidrógeno y CCS/CCUS, donde la totalidad del hidrógeno utilizado en la refinería de Barrancabermeja es azul o verde, y existe una red regional de infraestructura de CO₂ que presta servicios a varios emisores industriales (Gobernación de Santander, 2024; Ecopetrol, 2023). En este escenario, el hidrógeno azul habrá cumplido su función de tecnología puente y coexistirá con un despliegue creciente de hidrógeno verde, en un contexto de emisiones netas cercanas a cero en la industria local.

La visión incluye tres elementos clave: mantener y reconvertir el empleo asociado a la cadena de petróleo y gas, posicionar a Santander como referente nacional en proyectos de hidrógeno con CCS/CCUS y garantizar que los beneficios de la nueva economía del hidrógeno se distribuyan de manera justa entre comunidades y actores locales (World Economic Forum, 2024; Neto-Bradley et al., 2021).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

8.3.2. *Objetivos por horizonte temporal*

La hoja de ruta define objetivos diferenciados para tres horizontes temporales, alineados con las metas de carbono neutralidad de Colombia 2026–2030, 2031–2040 y 2041–2050 (Colombia’s Hydrogen Roadmap, 2021).

- 2026–2030: demostrar la viabilidad técnica, económica y social del hidrógeno azul en Santander mediante un proyecto piloto y el primer proyecto comercial, iniciar la construcción del hub de CO₂ y sentar las bases regulatorias y de gobernanza.
- 2031–2040: escalar la producción de hidrógeno azul para cubrir al menos 50% del hidrógeno de refinería, diversificar usos hacia fertilizantes y transporte pesado, y consolidar la infraestructura compartida de CCS/CCUS.
- 2041–2050: optimizar el portafolio de activos, integrar crecientemente hidrógeno verde, maximizar la utilización de infraestructura existente y asegurar que el clúster opere bajo estándares de emisiones compatibles con carbono neutralidad (IEA, 2024; IRENA, 2022).

8.4. Propuesta de fases de implementación

8.4.1. *Fase I (2026–2030): Preparación y demostración*

La Fase I se centra en crear condiciones habilitantes y demostrar la viabilidad de proyectos de hidrógeno azul con CCS/CCUS en Santander.

Sus componentes principales son:

- Diseño e implementación de un proyecto piloto integrado de hidrógeno azul en Barrancabermeja, utilizando SMR/ATR con captura de CO₂ y almacenamiento en un sitio geológico caracterizado en el Magdalena Medio.
- Estructuración de un marco regulatorio y contractual específico para CCS/CCUS, incluyendo aspectos de licenciamiento, derechos de poro, responsabilidad de largo plazo y estándares de MMV (Ministerio de Minas y Energía, 2021; ANH, 2023).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

- Creación de una instancia de gobernanza del “Hub Hidrógeno Santander–Magdalena Medio”, con participación de Ecopetrol, Gobernación, alcaldías, UPME, ANH, academia y sociedad civil (Hildebrand, s. f.; Simply Stakeholders, 2024).
- Diseño de programas de formación y reconversión laboral para trabajadores del sector de petróleo y gas hacia operaciones de hidrógeno y CCS/CCUS, liderados por la UIS y otras universidades (UIS, 2023; Gobernación de Santander, 2024).
- Gestión de financiamiento climático y de desarrollo (banca de desarrollo, fondos verdes, cooperación internacional) para reducir el costo del capital y la percepción de riesgo (World Bank, 2023; World Economic Forum, 2024).

El éxito de esta fase se evaluará mediante indicadores como LCOH alcanzado, porcentaje de hidrógeno de refinería convertido a azul, toneladas de CO₂ capturadas y almacenadas, y grado de avance normativo e institucional.

8.4.2. Fase II (2031–2040): Escalamiento y consolidación del clúster

En la Fase II, el foco pasa del piloto y primer proyecto comercial al escalamiento de la producción y al desarrollo del clúster regional.

Las prioridades incluyen:

- Ampliación de la capacidad de producción de hidrógeno azul para cubrir al menos el 50% del consumo de hidrógeno de la refinería, y expansión hacia nuevas aplicaciones en fertilizantes, industria y transporte pesado (UPME, 2022; Colombia’s Hydrogen Roadmap, 2021).
- Desarrollo y puesta en operación de infraestructura compartida de transporte de CO₂, bajo modelos de negocio que permitan la entrada de nuevos emisores industriales al hub (IEAGHG, 2024).
- Implementación de instrumentos económicos (precio de carbono, contratos por diferencia, garantías, incentivos fiscales) que mejoren la competitividad del hidrógeno azul y atraigan inversión privada (World Bank, 2023; MinEnergía, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Al final de esta fase se espera contar con un clúster funcional, con al menos dos o tres proyectos de hidrógeno azul operativos y un sistema de CCS/CCUS que preste servicios a varios usuarios, reduciendo costos y aumentando la confianza de los actores.

8.4.3. Fase III (2041–2050): Ajuste del mix y optimización de activos

La Fase III se orienta a optimizar el portafolio de activos de hidrógeno y CCS/CCUS en Santander, en coherencia con la expansión del hidrógeno verde y con las metas de carbono neutralidad (IRENA, 2022; IEA, 2024). Entre las acciones clave se encuentran:

- Evaluar, con base en costos y desempeño, el rol futuro del hidrógeno azul en el mix regional, considerando el avance de la electrólisis y de otras tecnologías bajas en carbono.
- Reconfigurar progresivamente la infraestructura para maximizar su uso en aplicaciones de cero emisiones netas, evitando activos varados y promoviendo la integración entre hidrógeno azul y verde (Hydrogen Council, 2021).
- Fortalecer la innovación tecnológica y la investigación aplicada en CCS/CCUS y vectores de hidrógeno, posicionando a Santander como laboratorio nacional de transición energética

Esta fase consolida el carácter adaptativo de la hoja de ruta, reconociendo que decisiones tomadas en 2040–2050 deberán responder a contextos tecnológicos, de precios y regulatorios que hoy solo pueden anticiparse mediante escenarios.

8.5. Discusión crítica: riesgos, condicionantes y flexibilidad

La hoja de ruta propuesta está sujeta a riesgos y condicionantes significativos, entre los que destacan la incertidumbre sobre el ritmo de desarrollo del marco regulatorio de CCS/CCUS, la volatilidad de precios de gas y carbono, y la posible oposición social a proyectos de almacenamiento geológico de CO₂. Adicionalmente, la competitividad futura del hidrógeno azul frente al hidrógeno verde dependerá de trayectorias de costo que no pueden controlarse desde el ámbito regional.

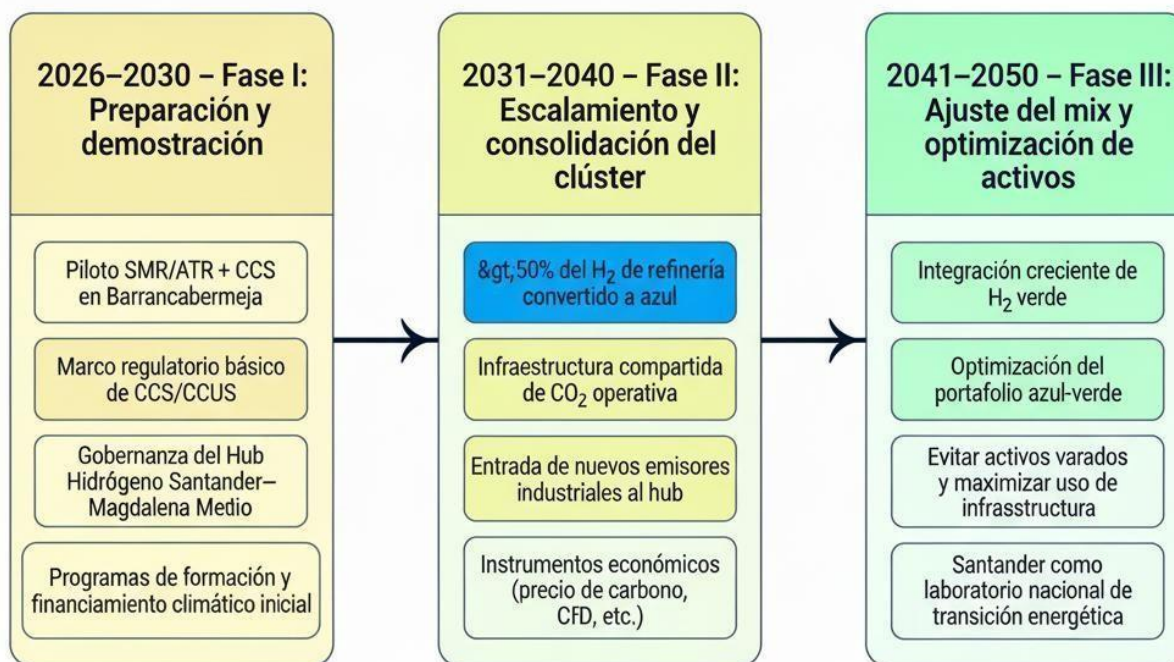
TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Por ello, la hoja de ruta se plantea explícitamente como un instrumento flexible y revisable, que debe ser actualizado periódicamente a la luz de nueva evidencia tecnológica, económica y social. Más que un plan rígido, se concibe como un marco orientador que permite a Santander anticiparse a la transición energética, aprovechar sus activos existentes y gestionar de manera ordenada los riesgos y oportunidades asociados al hidrógeno azul y al CCS/CCUS.

La secuencia de fases descrita se sintetiza en una hoja de ruta temporal que organiza los hitos tecnológicos, regulatorios e institucionales en tres horizontes 2026–2030, 2031–2040 y 2041–2050. Esta estructura se presenta de forma integrada en la Figura 12

Figura 12

Hoja de ruta 2026–2050 para el desarrollo del hidrógeno azul y verde en Santander.



Nota. La figura organiza en tres fases los principales hitos en materia de pilotos, infraestructura de captura y almacenamiento de CO₂, marco regulatorio y gobernanza regional, articulando el despliegue del hidrógeno azul con la progresiva integración del hidrógeno verde hacia 2050. Elaboración propia.

Esta hoja de ruta funciona como un puente entre los resultados cuantitativos del análisis técnico-económico y las condiciones institucionales identificadas en el análisis cualitativo, indicando qué debe ocurrir en cada horizonte para que el hub de hidrógeno azul en Santander sea viable y escalable

9. Conclusiones y recomendaciones

Este capítulo sintetiza los principales hallazgos de la investigación, explicita los aportes de la tesis en el ámbito de la ingeniería de petróleos y gas, y formula recomendaciones específicas para los distintos niveles de decisión: gobierno nacional, autoridades territoriales y empresas del sector (Neto-Bradley et al., 2021; Cuppen et al., 2016). Asimismo, se discuten las limitaciones del estudio y se plantean líneas de investigación futura que pueden profundizar y ampliar los resultados obtenidos (Vavouris et al., 2024).

El proyecto piloto propuesto en este capítulo se concibe como el primer eslabón operativo de la hoja de ruta presentada en la Figura 12 y como núcleo inicial del hub de hidrógeno ilustrado en la Figura 11. Su función es demostrar en Barrancabermeja la viabilidad técnica, económica y regulatoria de integrar producción de hidrógeno azul con captura y almacenamiento geológico de CO₂ en condiciones reales de operación.

9.1. Síntesis integradora de resultados

9.1.1. Dimensión técnica

La investigación confirma que el hidrógeno azul producido a partir de gas natural mediante SMR o ATR integrados con CCS puede reducir de manera sustancial la huella de carbono del hidrógeno actualmente utilizado en la refinería de Barrancabermeja, manteniendo niveles de confiabilidad y pureza adecuados para los procesos de hidrotratamiento e hidrocrackeo (IEAGHG, 2023; Dixon, 2023). Las propiedades fisicoquímicas del hidrógeno —baja densidad, alta difusividad, amplio rango de inflamabilidad y potencial de fragilización de materiales— imponen requisitos específicos de diseño y operación en

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

almacenamiento, transporte y selección de materiales, pero no constituyen un obstáculo insalvable frente a la experiencia acumulada en la industria de hidrocarburos (Howarth & Jacobson, 2021; Bui et al., 2018). El potencial geológico del Valle Medio del Magdalena, particularmente en campos agotados y acuíferos salinos profundos, es consistente con la escala de almacenamiento requerida para proyectos de hidrógeno azul a nivel departamental, aunque su confirmación exige campañas de caracterización en campo — sísmica de alta resolución, reinterpretación de registros y pozos exploratorios— que aún no se han ejecutado a escala suficiente (Cubillos et al., 2023; IEAGHG, 2024). El análisis técnico respalda la hipótesis H1 de la tesis: la combinación de SMR/ATR con CCS/CCUS en Santander puede alcanzar tasas de captura superiores al 90% y operar de forma confiable utilizando la infraestructura de gas natural y las capacidades técnicas ya presentes en la región (Ecopetrol, 2023; NETL, 2024).

9.1.2. Dimensión económico-financiera

El costo nivelado del hidrógeno azul es superior al del hidrógeno gris, pero sensiblemente inferior al del hidrógeno verde en el contexto colombiano actual (Curcio, 2025; IEA, 2024). La competitividad del hidrógeno azul depende críticamente de tres variables: el precio del gas natural, el costo del capital (WACC) y la existencia de señales de precio al carbono o instrumentos equivalentes (Okonkwo et al., 2025; Hussam et al., 2024). Sin estas señales, la inversión en hidrógeno azul solo se justifica por objetivos corporativos de descarbonización o por expectativas de regulación futura (World Bank, 2023; World Economic Forum, 2024).

Un proyecto tipo de 50 kt/año de hidrógeno azul, con capturas superiores al 90%, puede alcanzar indicadores financieros aceptables (NPV positivo, IRR superior al WACC) cuando se combina con incentivos fiscales o de mercado y con financiamiento concesional que reduzca el costo del capital del rango habitual de 8–12% a niveles cercanos a 6–8% (U.S. DOE, 2022; IEAGHG, 2023). Estos resultados respaldan la hipótesis H2: bajo supuestos realistas de precios, costos e incentivos, el LCOH del hidrógeno

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

azul en Santander puede situarse en un rango competitivo frente al hidrógeno gris, especialmente cuando se internalizan los costos del carbono (Kechichian et al., 2022).

9.1.3. Dimensión institucional y social

El análisis cualitativo revela que existe una ventana de oportunidad institucional para el desarrollo del hidrógeno azul en Colombia y en Santander, pero esta ventana es temporal y depende de la capacidad de concretar marcos regulatorios de CCS/CCUS y de hidrógeno bajo en emisiones en los próximos años (Ministerio de Minas y Energía, 2021; Colombia's Hydrogen Roadmap, 2021). Los actores técnicos y gubernamentales tienden a valorar el hidrógeno azul como una herramienta pragmática de transición, mientras que parte de la sociedad civil y del movimiento ambiental muestra reticencias vinculadas a la prolongación del uso de gas natural y a la confianza en la permanencia del almacenamiento de CO₂ (Cuppen et al., 2016; The CCUS Hub, s. f.).

Los riesgos de conflicto pueden mitigarse a través de diseños de gobernanza participativos, mecanismos robustos de monitoreo y reporte, y la distribución visible de beneficios en los territorios donde se ubican la refinería y los sitios de almacenamiento (Alice, 2022; Simply Stakeholders, 2024). Las entrevistas confirman que la viabilidad del hidrógeno azul en Santander es tanto una cuestión socio-política e institucional como técnica y económica, lo que valida la necesidad del enfoque metodológico mixto adoptado en la investigación (Neto-Bradley et al., 2021; Vavouris et al., 2024).

9.2. Aportes de la tesis

La investigación contribuye en tres planos diferenciados (Junior et al., 2024).

En el plano conceptual, articula un marco de análisis que integra propiedades fisicoquímicas del hidrógeno, tecnologías de producción y captura, potencial geológico y consideraciones de seguridad y materiales, desde la óptica de una maestría en Petróleo y Gas (Howarth & Jacobson, 2021; Bui et al., 2018). Este enfoque posiciona al sector de hidrocarburos no como problema, sino como parte activa de

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

la solución, al mostrar cómo sus activos e infraestructura pueden reconvertirse hacia la producción de hidrógeno bajo en emisiones.

En el plano aplicado, la tesis desarrolla una evaluación tecno-económica y una hoja de ruta específica para Santander, conectando la realidad concreta de la refinería de Barrancabermeja y de la cuenca del Magdalena Medio con estrategias nacionales e internacionales de hidrógeno. Hasta donde se ha identificado, este es el primer estudio integral que aborda la viabilidad del hidrógeno azul con CCS en un contexto regional colombiano, llenando un vacío reconocido en la literatura.

En el plano metodológico, emplea un diseño mixto que combina modelación tecno-económica, análisis espacial GIS, entrevistas con actores clave y estudios de caso internacionales, ofreciendo un esquema replicable para otros territorios que exploren opciones similares de descarbonización..

9.3. Recomendaciones

9.3.1. *Para el Gobierno Nacional*

- Priorizar la expedición y reglamentación de un marco normativo de CCS/CCUS robusto y alineado con las mejores prácticas internacionales, incluyendo definición de derechos de poro, responsabilidad de largo plazo y estándares de MMV.
- Diseñar e implementar mecanismos de precio al carbono o incentivos específicos que cierren la brecha de costo entre hidrógeno gris y azul, al menos durante la fase de demostración y escalamiento inicial; entre las opciones evaluadas, un piso de precio de 50–75 USD/t CO₂ o créditos fiscales tipo 45Q aparecen como los instrumentos más mencionados por los actores consultados
- Incluir explícitamente el caso de Santander y del Magdalena Medio en los programas nacionales de hubs o clústeres de hidrógeno, reconociendo el rol de la refinería y del potencial geológico regional (Colombia's Hydrogen Roadmap, 2021; UPME, 2022).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

9.3.2. Para la Gobernación de Santander y autoridades locales

- Integrar el hidrógeno azul y el CCS/CCUS en los instrumentos de planificación territorial y en las agendas de desarrollo económico del departamento, vinculando la estrategia de hidrógeno con programas de empleo, formación y transición justa
- Establecer una mesa de trabajo interinstitucional que articule Gobernación, Alcaldía de Barrancabermeja, Ecopetrol, academia (UIS), Cámara de Comercio y sociedad civil, como instancia de coordinación para el desarrollo de proyectos de hidrógeno y CCS en la región.
- Gestionar recursos de regalías y cooperación internacional orientados a financiar la caracterización geológica de sitios de almacenamiento y la formación de capital humano local en tecnologías de hidrógeno y CCS (UIS, ANH, 2024).

9.3.3. Para Ecopetrol y el sector empresarial

- Avanzar en la estructuración de un primer proyecto demostrativo de hidrógeno azul con CCS en Barrancabermeja, concebido como laboratorio de aprendizaje técnico, regulatorio y social, según la propuesta preliminar detallada en el Capítulo 9 (Ecopetrol, 2023; IEAGHG, 2024).
- Establecer alianzas estratégicas con universidades nacionales e internacionales para fortalecer capacidades en modelación de reservorios de CO₂, monitoreo geofísico, integridad de materiales y análisis de riesgo (UIS-ANH 2024, Contrato 439 y 461)

9.4. Limitaciones del estudio y recomendaciones para trabajos futuros

La investigación presenta limitaciones que deben considerarse al interpretar sus resultados y que, al mismo tiempo, abren líneas de trabajo futuro. En primer lugar, algunos datos de CAPEX y OPEX provienen de literatura internacional (Estados Unidos, Europa) y, aunque se ajustaron por paridad de poder adquisitivo y condiciones locales, persiste una incertidumbre estimada del 15–20% que afecta la precisión absoluta del LCOH, sin alterar las conclusiones cualitativas sobre competitividad relativa entre rutas

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

tecnológicas. Trabajos futuros deberían incorporar cotizaciones locales de equipos y servicios de EPC para reducir este margen.

En segundo lugar, la caracterización de sitios de almacenamiento de CO₂ se basa en datos públicos limitados del Servicio Geológico Colombiano y literatura disponible, por lo que las ubicaciones identificadas mediante GIS son candidatas preliminares que requieren campañas de campo (sísmica 3D, perforación de pozos de evaluación) antes de cualquier decisión de inversión. Una línea de investigación prioritaria consiste en desarrollar un programa de caracterización geológica detallada de al menos dos o tres formaciones candidatas en el Magdalena Medio. (una sola se ha analizado la Mugrosa)

En tercer lugar, las proyecciones de demanda de hidrógeno a 2050 dependen de supuestos sobre adopción que están condicionados por políticas futuras inciertas; si bien los escenarios (conservador, moderado, optimista) capturan un rango plausible, no constituyen predicciones puntuales. Futuras investigaciones podrían implementar encuestas probabilísticas y procesos formales de consulta con comunidades del área de influencia directa.

Otras líneas de trabajo recomendadas incluyen el análisis de ciclo de vida completo (LCA) del hidrógeno azul en condiciones colombianas, considerando emisiones fugitivas de metano en toda la cadena de suministro de gas, la evaluación de modelos de gobernanza público-privada para infraestructura compartida de CO₂, y la exploración de sinergias entre hidrógeno azul y producción de amoníaco azul como vector de exportación (Hydrogen Council, 2021).

9.5. Consideraciones finales

El análisis realizado muestra que el hidrógeno azul, lejos de ser una solución perfecta, constituye una opción pragmática de transición para territorios con fuerte presencia de la industria de hidrocarburos, como Santander. Su implementación, enmarcada en una hoja de ruta que anticipa la llegada de tecnologías más limpias y competitivas como el hidrógeno verde, puede contribuir significativamente a

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

descarbonizar la matriz industrial colombiana, manteniendo al mismo tiempo la viabilidad económica y social de regiones que dependen históricamente de los combustibles fósiles.

La mayor contribución de esta tesis no reside tanto en afirmar o negar la conveniencia absoluta del hidrógeno azul, sino en mostrar bajo qué condiciones concretas tecnológicas, regulatorias, económicas y sociales su despliegue puede ser coherente con una transición energética justa, ordenada y sostenible con los compromisos climáticos de Colombia. La hoja de ruta propuesta es y deberá actualizarse periódicamente conforme evolucionen los costos del hidrógeno verde, se consolide la regulación de CCS/CCUS y se recoja evidencia del proyecto piloto propuesto en el Capítulo 9.

En último término, el estudio demuestra que el sector de petróleo y gas en Colombia cuenta con los activos, la infraestructura y el capital humano necesarios para liderar la primera fase de una economía del hidrógeno bajo en emisiones, transformando lo que hoy es una fuente de emisiones en un motor de descarbonización regional. Materializar este potencial dependerá de la voluntad política, la colaboración institucional y la capacidad de construir confianza entre actores con visiones distintas, pero intereses convergentes en torno a un futuro energético sostenible para Santander y para el país.

10. Propuesta preliminar de proyecto piloto de hidrógeno azul en Barrancabermeja

Este capítulo presenta una propuesta preliminar de proyecto piloto de hidrógeno azul con captura y almacenamiento geológico de CO₂ en la refinería de Barrancabermeja, concebido como caso demostrativo para Santander y referencia nacional en la integración de gas natural, hidrógeno y CCS/CCUS (Ecopetrol, 2023; IEAGHG, 2023). El objetivo es traducir los hallazgos tecno-económicos, espaciales e institucionales de la tesis en un diseño concreto de proyecto que permita validar en campo la viabilidad técnica, económica, ambiental y social del hidrógeno azul en el contexto colombiano (contrato 439 UIS-ANH CO₂/CCS).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

10.1. Objetivo del proyecto piloto

El proyecto piloto tiene como objetivo demostrar, en condiciones reales de operación, la viabilidad de producir hidrógeno azul a partir de gas natural con altas tasas de captura de CO₂, utilizando como usuario ancla la refinería de Barrancabermeja y aprovechando el potencial de almacenamiento geológico del Magdalena Medio. Esto implica integrar en un solo proyecto la producción de hidrógeno, la captura, el transporte y el almacenamiento de CO₂, así como mecanismos de gobernanza y participación social consistentes con las recomendaciones de la hoja de ruta.

De este objetivo general del piloto se derivan tres objetivos específicos:

- Diseñar y operar una unidad de producción de hidrógeno azul que sustituya entre el 10% y el 20% del hidrógeno gris actualmente consumido en la refinería, manteniendo especificaciones de pureza y confiabilidad operativa (IEAGHG, 2023; IEA, 2024).
- Capturar, comprimir, transportar e inyectar de manera segura al menos 100–200 kT de CO₂ durante los primeros cinco años de operación, con un sistema robusto de monitoreo, reporte y verificación (IEAGHG, 2024; Government of Alberta, 2023).
- Generar evidencia técnica, económica, regulatoria y social que permita ajustar la hoja de ruta propuesta para Santander y sentar bases replicables para proyectos posteriores de hidrógeno azul y CCS/CCUS en Colombia (World Bank, 2023; Neto-Bradley et al., 2021).

10.2. Configuración técnica propuesta

10.2.1. Escala y tecnología de producción de hidrógeno

La producción actual de hidrógeno en la Refinería de Barrancabermeja es de aproximadamente **39.000 toneladas al año**. A nivel nacional, el Grupo Ecopetrol produce un total cercano a las 130.000 toneladas anuales de hidrógeno. De este volumen, la Refinería de Barrancabermeja aporta cerca del 30% de la capacidad operativa, mientras que el 70% restante se genera en la Refinería de Cartagena. En la actualidad, todo este volumen es consumido internamente por la industria de refinación para procesos

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

esenciales como la desulfuración y la mejora de la calidad de los combustibles (como la producción de diésel y gasolina premium).

Históricamente, la producción en Barrancabermeja ha correspondido a hidrógeno gris (generado a partir de gas natural y petróleo sin captura de carbono). Sin embargo, la refinería está avanzando en un plan de transición energética progresivo. Además, como parte de su modernización a largo plazo, la empresa contempla inversiones para convertir a Barrancabermeja en un centro de producción de hidrógeno verde, buscando generar unas 9.000 toneladas adicionales a partir de electrólisis con energía renovable.

Se propone una planta de reformado de gas natural de escala intermedia (alrededor de 20–30 kt H₂/año), conectada a la red interna de hidrógeno de la refinería, de modo que sustituya una fracción relevante pero manejable de la producción actual de hidrógeno gris. Esta escala permite generar aprendizajes técnicos y operativos sin poner en riesgo la continuidad del suministro de hidrógeno a los procesos críticos de refinación.

En cuanto a la ruta tecnológica, se contemplan dos configuraciones principales:

- SMR con captura en gases de combustión (post-combustión),
- ATR con captura sobre el gas de síntesis (pre-combustión o en mezcla).

La línea de proceso incluye pretratamiento del gas natural (remoción de H₂S y CO₂), reformado principal, etapas de shift de alta y baja temperatura, separación de hidrógeno mediante PSA y una unidad de captura de CO₂ basada en absorción química (por ejemplo, MDEA), ajustada a la corriente seleccionada (IEAGHG, 2023; NETL, 2024). La elección final entre SMR y ATR deberá definirse en la etapa de factibilidad, evaluando eficiencia, integración con servicios existentes de la refinería y costos totales de inversión y operación (IEA, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

10.2.2. Sistema de captura y compresión de CO₂

El sistema de captura se dimensionará para alcanzar tasas de captura de al menos 90–95% de las emisiones de CO₂ de la planta piloto, en línea con proyectos de referencia como Quest y Port Arthur (IEAGHG, 2023; IEAGHG, 2024). Para minimizar la penalización energética, el diseño deberá optimizar la integración térmica con la refinería, aprovechando calor residual y servicios de vapor ya disponibles (NETL, 2024).

El CO₂ capturado se comprimirá hasta presiones del orden de 100–150 bar mediante un tren de compresión en 3–5 etapas, con enfriamiento intermedio y redundancias que aseguren alta disponibilidad (NETL, 2024). El objetivo es garantizar un flujo estable de CO₂ hacia el sistema de transporte y almacenamiento, de forma que la operación de la planta de hidrógeno no se vea limitada por restricciones en la cadena de CCS.

10.2.3. Transporte y sitio de almacenamiento

Para el transporte, se plantea un gasoducto de CO₂ de corta distancia (aproximadamente 10–30 km) entre la refinería y el sitio de almacenamiento, privilegiando la reutilización de corredores de infraestructura existente y minimizando el cruce de zonas urbanas y áreas ambientalmente sensibles. El diámetro y especificaciones del ducto se definirán con base en el caudal objetivo de CO₂, el horizonte de operación del piloto y los estándares internacionales de diseño de ductos de CO₂ (IEAGHG, 2023).

El sitio de almacenamiento se seleccionará entre los campos agotados o acuíferos salinos profundos identificados como candidatos en el análisis geológico y espacial, considerando criterios de profundidad (≥ 800 m), porosidad, permeabilidad, sello efectivo y ausencia de fallas activas cercanas (Cubillos et al., 2023; Servicio Geológico Colombiano, 2022). El piloto incluirá al menos uno o dos pozos de inyección y uno de observación, instrumentados para monitorear presión, temperatura y comportamiento de la pluma de CO₂, complementando con monitoreo sísmico cuando sea viable (IEAGHG, 2024).

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

10.3. Arreglo institucional y de gobernanza del piloto

10.3.1. Estructura de actores

Se propone un esquema de gobernanza público-privado en el que Ecopetrol actúe como operador y líder del proyecto, mientras que entidades públicas nacionales y departamentales cumplan roles de habilitación regulatoria, cofinanciación y supervisión. El Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la ANH y el Ministerio de Ambiente serían responsables de definir y ajustar lineamientos técnicos y normativos para CCS/CCUS e hidrógeno, así como de articular el piloto con la Estrategia Nacional de Hidrógeno.

La Gobernación de Santander y la Alcaldía de Barrancabermeja participarían como aliados territoriales, apoyando la inserción del proyecto en los planes de desarrollo y facilitando procesos de relacionamiento con comunidades locales.

La academia, en particular la Universidad Industrial de Santander (UIS), está llamada a trascender el rol de aliado consultivo para consolidarse como el epicentro científico y tecnológico de la transición energética regional. Más allá de asumir un rol de socio técnico en la modelación de reservorios, diseño de estrategias de monitoreo, evaluación de impactos y formación de capital humano especializado, la UIS se posiciona como el eje articulador a través de ecosistemas de innovación como el Parque Tecnológico de Guatiguará.

Fortalecimiento técnico mediante alianzas estratégicas (UIS - ANH)

Este liderazgo se ha materializado a través de alianzas estratégicas de alto impacto, destacando los convenios interinstitucionales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Mediante estas sinergias, se ha logrado la dotación y modernización de los laboratorios en Guatiguará, sobresaliendo la adquisición e implementación de equipos de tomografía avanzada. Estas herramientas tecnológicas son fundamentales para la caracterización petrofísica de medios porosos a escala micrométrica y nanométrica, un proceso indispensable para certificar la viabilidad y seguridad de las formaciones geológicas destinadas al almacenamiento de fluidos.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Modernización de laboratorios para manejo de gases y nuevos combustibles

Para materializar los objetivos de descarbonización, la modernización de los laboratorios del PTG debe ser continua, garantizando espacios acondicionados bajo estrictos estándares internacionales de seguridad para la manipulación y experimentación con hidrógeno, dióxido de carbono (CO₂) y otros gases con potencial de combustible. Esta actualización de infraestructura resulta vital para estudiar fenómenos complejos como la inyección de CO₂ en estado supercrítico (necesario para proyectos CCUS), los efectos de la fragilización de tuberías por contacto con hidrógeno, y el comportamiento termodinámico de mezclas de gases en infraestructuras existentes.

Sinergia institucional y la ruta del hidrógeno multicolor

Las capacidades científicas y de infraestructura de la UIS actúan como el núcleo que garantiza la sinergia entre todos los estamentos involucrados (Estado, industria y academia). Esta integración de *la triple hélice* es el motor habilitador para ejecutar una hoja de ruta del hidrógeno integral y sostenible que abarque sus diferentes vectores:

- **Hidrógeno Azul:** Sirviendo como soporte técnico para la refinería de Barrancabermeja y los clústeres industriales, al certificar mediante modelación y tomografía los yacimientos agotados del Magdalena Medio para el almacenamiento seguro del CO₂ capturado.
- **Hidrógeno Blanco (Natural):** Alineándose con los pioneros proyectos de exploración de hidrógeno geológico promovidos recientemente por la ANH, donde las capacidades analíticas de la UIS son cruciales para el estudio de trampas geológicas y zonas de diapirismo salino.
- **Hidrógeno Verde:** Impulsando el estudio de materiales para electrolizadores, celdas de combustible y la eficiencia en la integración de energías renovables no convencionales en la región.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

En conjunto, este andamiaje consolida un modelo de gobernanza colaborativa en el cual la rigurosidad científica de la UIS reduce la incertidumbre de los inversores, facilita la creación de marcos regulatorios por parte del Estado y permite que Santander lidere la economía de bajas emisiones.

Complementariedad estratégica: Ecosistema UIS - ICPET

Este despliegue científico liderado por la academia alcanza su máxima dimensión al integrarse de manera funcional con el Instituto Colombiano del Petróleo y Energías de la Transición (ICPET) del Grupo Ecopetrol. Situados a pocos kilómetros de distancia en el área metropolitana de Bucaramanga (Piedecuesta), el Parque Tecnológico de Guatiguará y la sede del ICPET conforman el ecosistema de investigación y desarrollo (I+D) más robusto del país. Juntos fungen como los centros neurálgicos de generación de conocimiento, erigiéndose como la verdadera columna vertebral técnica y científica de la transición energética en Colombia.

La fortaleza de este núcleo de innovación regional radica en su profunda complementariedad, operando bajo un modelo de innovación abierta. Mientras la UIS asume el liderazgo en la ciencia básica, la modelación teórica, la caracterización avanzada a nivel micro y nanométrico y la formación del capital humano altamente especializado; el ICPET actúa como el músculo de escalamiento e implementación industrial.

Tras su reciente reestructuración hacia las energías de la transición y con un plan de inversión de 200 millones de dólares al 2030, el ICPET se ha dotado de nuevas capacidades, incluyendo plantas piloto y laboratorios dedicados a pruebas de *blending* (mezcla de hidrógeno y gas natural) y procesos de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS), los cuales ya cuentan con reconocimiento internacional de entidades como la IEA.

De esta manera, el ciclo de transferencia tecnológica se completa de forma virtuosa: la UIS evalúa las fronteras del conocimiento y certifica la seguridad geológica o termodinámica, y el ICPET adapta esos hallazgos a las realidades operativas de la industria petrolera, buscando eficiencias directas para la

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Refinería de Barrancabermeja. Esta dupla estratégica acelera la maduración tecnológica, mitiga los riesgos de inversión para los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones y asegura que Santander no solo mantenga su relevancia energética, sino que se consolide como el epicentro tecnológico de la descarbonización en América Latina.

10.4. Relación del proyecto piloto con la hoja de ruta y aportes a la política pública

El proyecto piloto se ubica en la Fase I (2026–2030) de la hoja de ruta propuesta en el Capítulo 7, como proyecto ancla que permite pasar de la planificación a la demostración práctica del hidrógeno azul en Santander (Curcio, 2025; IEA, 2024). Sus resultados empíricos servirán para validar o ajustar supuestos sobre costos, emisiones, riesgos y aceptación social utilizados en los escenarios y en la priorización de proyectos futuros.

Desde el punto de vista de política pública, el piloto ofrece un campo de prueba controlado para la regulación de CCS/CCUS, la implementación de instrumentos económicos (precio al carbono, incentivos fiscales) y los modelos de gobernanza público-privada propuestos a nivel nacional. Los aprendizajes derivados del seguimiento del piloto podrán alimentar la actualización de la Estrategia Nacional de Hidrógeno, la NDC de Colombia y los planes energéticos de largo plazo, así como servir de referente para el diseño de futuros hubs de hidrógeno y CO₂ en otras regiones del país-

Consideraciones finales

La propuesta de proyecto piloto en Barrancabermeja muestra que es posible aterrizar en un diseño concreto las oportunidades identificadas a lo largo de la tesis para transformar el hidrógeno gris en hidrógeno azul en Santander. El piloto no busca resolver todas las incertidumbres, pero sí reducirlas de manera significativa, generando evidencia local sobre desempeño técnico, costos, seguridad, gobernanza y aceptación social de la combinación hidrógeno azul + CCS/CCUS.

Si se ejecuta con altos estándares de transparencia, rigor técnico y participación, este proyecto puede convertirse en referencia nacional, catalizando nuevas inversiones y consolidando a Santander como

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

laboratorio para una transición energética justa en el sector de petróleo y gas. El éxito del piloto dependerá de la capacidad de coordinar actores, movilizar recursos y mantener una visión estratégica compartida sobre el papel del hidrógeno azul dentro de la trayectoria de descarbonización de Colombia hacia 2050.

Referencias Bibliográficas

Advanced Energy Systems Review. (2021). Advances in hydrogen production from natural gas reforming. *Advanced Energy Systems Review*, 3(2), 45–68. <https://doi.org/10.1002/aesr.202100097>

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2025, 27 de mayo). *Colombia aumentó sus reservas probadas: En petróleo alcanzó un horizonte de 7,2 años*. <https://www.anh.gov.co/es/noticias/>

Alice. (2022, 22 de noviembre). *Ecopetrol eyes “white” hydrogen in Colombia*. *Gas Outlook*. <https://gasoutlook.com/news/ecopetrol-expands-hydrogen-aspirations-to-white-variety/>

AmCham Colombia. (2025, 18 de febrero). *Ecopetrol pone en marcha moderna planta para producir diésel de mejor calidad*. <https://amchamcolombia.co/noticias-afiliados/ecopetrol-pone-en-marcha-moderna-planta-para-producir-diesel-de-mejor-calidad/>

Appropedia. (2023). *Literature review: LCA of different types of hydrogen production*. https://www.appropedia.org/Literature_review:_LCA_of_different_types_of_hydrogen_production

Asociación Hidrógeno Colombia. (2025, 25 de agosto). *Cuatro años después: Informe de avance de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*. <https://hidrogenocolombia.com/blog/conoce-el-nuevo-analisis-cuatro-anos-despues-informe-de-avance-de-la-hoja-de-ruta-del-hidrogeno-en-colombia/>

Asociación Hidrógeno Colombia, & WEC Colombia. (2025). *Informe de producción de hidrógeno 2023–2024*. Citado en Naturgas. <https://naturgas.com.co/entre-2023-y-2024-la-capacidad-de-produccion-de-hidrogeno-crecio-12-veces/>

AZO CleanTech. (2025, 9 de diciembre). *How blue hydrogen supports industrial decarbonization*. <https://www.azocleantech.com/article.aspx?ArticleID=2056>

Barrancabermeja refinery celebrates 100 years as Colombia’s development engine. (2021). *Ecopetrol*. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/en/news/detail/Noticias-2021/centenario-refineria>

Client Challenge. (2026). *Spatial analysis for hydrogen infrastructure planning*. <https://www.clientchallenge.com/>

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Climate Transparency. (2020). *Climate transparency report: Colombia*. <https://www.climate-transparency.org/wp-content/uploads/2021/01/Colombia-CT-2020.pdf>

Colombia - Plataforma Transición Energética. (2026, 30 de enero). *Colombia*. <https://www.plataformatransicionenergetica.org/paises/colombia/>

Colombia's Hydrogen Roadmap. (2021). *Colombia hydrogen roadmap: Toward a carbon-neutral economy*. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/>

Colombia | UNDP Climate Promise. (2025, 16 de diciembre). *Colombia*. <https://climatepromise.undp.org/es/what-we-do/where-we-work/colombia>

Cubillos, H., Palacio, J. C., Jiménez, J., Castañeda, J., López, E., & Trigos, E. (2023). Subsurface characterization strategy for CCUS Ecopetrol. *IOR+ 2023*, 1-13. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202331041>

Cuppen, E., Bosch-Rekvelde, M. G. C., Pikaar, E., & Mehos, D. C. (2016). Stakeholder engagement in large-scale energy infrastructure projects: Revealing perspectives using Q methodology. *International Journal of Project Management*, 34(7), 1347-1359. <https://doi.org/10.1016/j.ijproman.2016.01.003>

Cuppen, E., Ejderyan, O., Pesch, U., Spruit, S., van de Grift, E., Correljé, A., & Taebi, B. (2016). When controversies cascade: Analysing the dynamics of public engagement and conflict in the Netherlands and Switzerland through “controversy spillover”. *Energy Research & Social Science*, 31, 12-20. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.05.017>

Curcio, A. (2025). Techno-economic analysis framework for hydrogen production pathways. *International Journal of Hydrogen Energy*, 50(Part C), 145-162. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.089>

Curcio, E. (2025). Techno-economic analysis of hydrogen production: Costs, policies, and scalability in the transition to net-zero. *International Journal of Hydrogen Energy*, 128, 473-487. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.013>

Davids, D. (2025). Impact of methane leakage rate and carbon capture on blue hydrogen sustainability. *Applied Energy*. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192500618X>

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Departamento Nacional de Planeación. (2024, 28 de septiembre). *Los retos y avances de la transición energética justa para la superación de las brechas energéticas*. <https://www.dnp.gov.co/publicaciones/Planeacion/Paginas/transicion-energetica.aspx>

Dixon, T. (2023, 16 de octubre). *First national workshop on CCUS for Colombia: Opportunities and challenges*. IEAGHG. <https://ieaghg.org/news/first-national-workshop-on-ccus-for-colombia-opportunities-and-challenges/>

Ecopetrol. (2023). *Informe de sostenibilidad 2023*. <https://www.ecopetrol.com.co/sostenibilidad/informes>

Ecopetrol. (2025, 1 de julio). *Ecopetrol reuses captured CO₂ for beverages, dry ice, and food refrigeration*. *OilPrice.com*. <https://oilprice.com/Company-News/Ecopetrol-Reuses-Captured-CO2-for-Beverages-Dry-Ice-and-Food-Refrigeration.html>

El Colombiano. (2025, 18 de febrero). *Ecopetrol puso en marcha una planta para producir el diésel de mejor calidad en América Latina*.

Enagás. (2023). *¿Qué es el hidrógeno verde?* <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-hidrogeno/hidrogeno-verde/>

European Commission. (2023). *Reporting instructions: Hydrogen annual data*. Eurostat.

Guest, G., Bunce, A., & Johnson, L. (2006). How many interviews are enough? An experiment with data saturation and variability. *Field Methods*, 18(1), 59–82. <https://doi.org/10.1177/1525822X05279903>

Hauglustaine, D. (2025). The climate benefit of a greener blue hydrogen. *Scientific Reports*, 15, 33409. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-18765-6>

Hildebrand, J. (n.d.). *Stakeholder analysis and power-interest matrix: A practical guide*. Simply Stakeholders. <https://simplystakeholders.com/>

Howarth, R. W., & Jacobson, M. Z. (2021). How green is blue hydrogen? *Environmental Science & Technology*. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c03096>

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Hussam, A., Al-Sulaiman, F., Gandhidasan, P., & Rehman, S. (2024). Techno-economic analysis of green hydrogen production via water electrolysis. *Renewable Energy*, 221, 119745. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119745>

IEAGHG. (2022). *Blue hydrogen: Beyond the plant gate* (Technical Report 2022-06). IEAGHG. [https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2022-06 Blue Hydrogen Beyond the Plant Gate.pdf](https://publications.ieaghg.org/technicalreports/2022-06%20Blue%20Hydrogen%20Beyond%20the%20Plant%20Gate.pdf)

IEAGHG. (2022). *Low carbon hydrogen from natural gas: Global roadmap* (Technical Report 2022-07). IEAGHG. <https://www.ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2022-07-low-carbon-hydrogen-from-natural-gas-global-roadmap/>

IEAGHG. (2023). *Techno-economic evaluation of SMR based hydrogen production with CCS* (Report 2023-05).

International Energy Agency. (2020). *Hydrogen production and storage*.

International Energy Agency. (2023). *Colombia 2023: Energy policy review*.

International Energy Agency. (2024). *Global hydrogen review 2024*. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>

IOPG. (2022). *IOPG comments to R. W. Howarth and M. Z. Jacobson (2021) "How green is blue hydrogen?"* <https://iogpeurope.org/resource/iogp-comments-to-r-w-howarth-and-m-z-jacobson-2021-how-green-is-blue-hydrogen/>

Junior, R., Silva, L., & Martins, P. (2024). Applied research methodologies in energy transition studies. *Energy Policy*, 186, 113958. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.113958>

Matthews, M. (2026, 28 de enero). *Colombia turns to LNG as domestic gas runs out*. [OilPrice.com](https://www.oilprice.com).

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2025, 11 de diciembre). *Colombia aprueba su NDC 3.0 y alista su presentación oficial ante la ONU*.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.

Ministerio de Minas y Energía. (2025, 27 de febrero). *Hoja de ruta para la transición energética justa*.

Naturgas. (2024). *El gas natural en cifras 2024*.

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

National Energy Technology Laboratory. (2024). *Carbon capture and storage database*. U.S. Department of Energy.

Neto-Bradley, A., Choudhury, R., & Mulugetta, Y. (2021). Stakeholder perceptions and context for hydrogen energy technologies in oil and gas. *Energy Policy*, 159, 112618. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112618>

Ocko, I. B., et al. (2024). Climate consequences of hydrogen emissions. *Environmental Science & Technology*. <https://doi.org/10.1021/acs.est.3c09030>

Okonkwo, E. C., Ige, O. E., Barhoumi, E. M., Uzoma, P. C., Emori, W., Benamor, A., & Abdullah, A. M. (2025). Techno-economic and sensitivity analysis of hydrogen production via biomass gasification. *International Journal of Hydrogen Energy*, 51(Part A), 334–349. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.153>

Okonkwo, P. C., Nwokolo, S. C., Meyer, E. L., Ahia, C. C., & Mansir, I. B. (2025). Techno-economic optimization of renewable hydrogen infrastructure via AI-based dynamic pricing. *Scientific Reports*, 15(1).

Oni, A. O., et al. (2021). Comparative assessment of blue hydrogen from different natural gas-based routes. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122061>

Patel, G. H., et al. (2024). Climate change performance of hydrogen production based on life cycle assessment. *Green Chemistry*. <https://doi.org/10.1039/D3GC02410E>

Presidencia de la República de Colombia. (2025, 14 de septiembre). *Refinería de Barrancabermeja celebra sus 103 años con moderna planta de diésel*.

Salkuyeh, Y. K., Saville, B. A., & MacLean, H. L. (2018). Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas and biomass. *International Journal of Hydrogen Energy*.

Simply Stakeholders. (2024). *Stakeholder engagement in energy infrastructure projects*. <https://simplystakeholders.com/energy-projects>

Stremke, S., & Schöbel, S. (2019). Comparative case study methodology for energy landscape research. *Energy, Sustainability and Society*, 9(1), 38. <https://doi.org/10.1186/s13705-019-0221-5>

TRANSFORMACION DE GAS NATURAL A HIDROGENO

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022). *Plan Energético Nacional 2020–2050*.

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2025). *Transición energética justa*.

University of Pretoria, Department of Business Management. (n.d.). *SWOT analysis in strategic planning*.

U.S. Department of Energy. (2022). *Hydrogen and fuel cell technologies office: Multi-year research, development, and demonstration plan*.

Vanguardia. (2025, 18 de febrero). *Ecopetrol primero en Latinoamérica en producir diésel de 10 ppm*.

Vavouris, D., Papadopoulos, A., & Flamos, A. (2024). Mixed-methods approaches to energy policy analysis: Integrating quantitative modeling and stakeholder engagement. *Energy Research & Social Science*, 107, 103326. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103326>

World Economic Forum. (2022). *Action on clean hydrogen is needed to deliver net-zero by 2050*.

World Economic Forum. (2024). *Movilización de la inversión en energías limpias en Colombia*.

World Energy Trade. (2021, 3 de octubre). *Ecopetrol de Colombia contempla 18 proyectos de hidrógeno*.

World Resources Institute. (2025, 25 de septiembre). *Colombia actualiza sus compromisos climáticos con miras al 2035*.