



# Estudio para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de Biomasa y PCH

---

Informe final de consultoría

Contrato No.: 80905-110-2023

**CQM SAS\_P\_033-2023 FENOGE H2**

**CQM Consultoría SAS | Bogotá, feb 2024**

**Estudio para la implementación de  
proyectos de producción de hidrógeno  
verde, a partir de Biomasa y PCH**

**Informe final de consultoría**

**Presentado a:**

**Fondo de Energías No Convencionales y  
Gestión Eficiente de la Energía**



**Consultor:**

**CQM CONSULTORÍA SAS**

**Bogotá D.C., febrero de 2024**

## ÍNDICE DE VERSIONES

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		15/12/2023	Versión Inicial
01	Ajustes en todos los capítulos, en atención a comentarios del supervisor del contrato	22/01/2024	Versión ajustada
02	Se actualizan los valores presentados en los capítulos 3 y 4 y se incluyen capítulos adicionales	29/01/2025	Versión ajustada
03			

## REVISIÓN Y APROBACIÓN

Numero de versión		02	
Responsable	Nombre	Rol	Firma
Elaboración	Equipo consultoría	Equipo Consultoría	
Revisión	Camilo Quintero Montaña	Director del proyecto	
Aprobación	Sergio García Marín	Supervisor del Contrato – FENOGE	

# TABLA DE CONTENIDO

---

<b>1</b>	<b>Generalidades.....</b>	<b>14</b>
1.1	Objetivo del estudio.....	14
1.2	Alcance del estudio.....	14
1.3	Resumen del documento.....	15
<b>2</b>	<b>Escenarios de demanda de H<sub>2</sub> en Colombia 2030- 2040 y 2050.....</b>	<b>17</b>
2.1	Fertilizantes.....	17
2.2	Metanol.....	18
2.3	Movilidad.....	20
2.4	Blending.....	21
2.5	Exportaciones.....	24
2.6	Total.....	24
<b>3</b>	<b>Modelos de negocio.....</b>	<b>26</b>
3.1	Demanda potencial por uso y departamento 2030, 2040, 2050.....	28
3.1.1	Demanda potencial por departamento.....	28
3.1.2	Demanda potencial de H <sub>2</sub> .....	35
3.2	Definición de modelos de negocio.....	38
3.2.1	Fertilizantes: con base Amoniaco.....	38
3.2.2	Biodiesel: Metanol.....	47
3.2.3	Movilidad.....	50
3.2.4	Blending.....	53
3.3	Comparación potencial de recursos primarios con recursos requeridos para suplir demanda de H <sub>2</sub> .....	57
3.3.1	Biomasa.....	58
3.3.2	PCH.....	67
<b>4</b>	<b>Costo nivelado de producción.....</b>	<b>71</b>
4.1	Modelo de evaluación.....	71

4.1.1	Supuestos del modelo .....	72
4.1.2	Estructura financiera .....	72
4.1.3	Costo nivelado.....	73
4.1.4	Precios de venta .....	73
4.1.5	Ajuste de costos de instalación a nivel regional .....	73
4.1.6	Resultados del modelo .....	74
4.2	Resultados obtenidos para biomasa .....	74
4.2.1	Costo nivelado por tipo de uso.....	75
4.2.2	Costo nivelado por departamento .....	76
4.2.3	Costo nivelado por tipo de biomasa.....	78
4.3	Resultados obtenidos para electrolización.....	80
<b>5</b>	<b>Impactos ambientales y sociales .....</b>	<b>84</b>
5.1	Impactos ambientales.....	84
5.1.1	Biomasa.....	85
5.1.2	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH.....	88
5.2	Impactos sociales .....	92
5.2.1	Posibles Impactos sociales – Biomasa .....	93
5.2.2	Posibles Impactos sociales – PCH.....	93
5.2.3	Identificación de posibles impactos sociales identificados.....	95
5.3	Calificación y evaluación impactos ambientales y sociales identificados .....	95
<b>6</b>	<b>Barreras y factores habilitadores .....</b>	<b>101</b>
6.1	Barreras técnicas y económicas .....	101
6.2	Barreras jurídicas .....	103
6.3	Factores habilitadores.....	104
6.3.1	Factores económicos.....	104
6.3.2	Factores tecnológicos.....	105
6.3.3	Factores jurídicos y de política publica.....	105
<b>7</b>	<b>Recomendaciones Generales .....</b>	<b>107</b>

7.1	Desarrollo del marco regulatorio económico y técnico .....	107
7.2	Gestión de la Biomasa.....	107
7.3	Seguimiento al estado de avance tecnológico y sus precios .....	108
7.4	Incentivos a las PCH .....	108
<b>8</b>	<b>Hoja de ruta.....</b>	<b>109</b>
8.1	Recomendaciones jurídicas.....	109
8.1.1	Fortalecimiento del RENARE .....	109
8.1.2	Umbral Máximo de Emisiones de GEI .....	110
8.1.3	Ajuste en la regulación ambiental en cuento a la producción de hidrógeno y la competencia de las Autoridades Ambientales. ....	110
8.1.4	Certificados de origen .....	111
8.2	Recomendaciones técnicas y económicas.....	112
8.2.1	Fomentar la creación de un gestor del mercado de biomasa.....	112
8.2.2	Ajustar la regulación de las PCH en caso de usarse en producción de H <sub>2</sub> ....	114
8.2.3	Mantener las políticas de incentivos.....	114
8.2.4	Creación de capacidades técnicas .....	115
<b>9</b>	<b>Fuentes de financiación .....</b>	<b>117</b>
9.1	Referentes internacionales .....	127
	<b>Anexos .....</b>	<b>134</b>
A.	Costos estimados para los casos de negocio.....	134
a.	Costos de capital - CAPEX.....	134
b.	Costos operativos – OPEX .....	152
B.	Reuniones con actores.....	156
C.	Descripción de las rutas de producción de H <sub>2</sub> con biomasa .....	159
a.	Diagrama rutas de gasificación.....	159
b.	Diagrama rutas de pirólisis.....	160
c.	Diagrama rutas de reformado de biogás.....	162
D.	Emisiones de CO <sub>2</sub> en los modelos de negocio .....	164

E. Matriz de evaluación de impactos .....	173
<b>Bibliografía .....</b>	<b>184</b>

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 2-1 Histórico importaciones amoniaco .....	18
Figura 2-2 Histórico importaciones metanol.....	19
Figura 2-3 Proyección número de vehículos con H2 .....	21
Figura 2-4 Mezcla de H2 y GN.....	22
Figura 2-5 Demanda de H2 para <i>Blending</i> .....	23
Figura 3-1 Esquema general de análisis de los modelos de negocio - Biomasa. ....	26
Figura 3-2. Producción de fertilizantes por departamento 2022 .....	29
Figura 3-3. Potencial de demanda de H2 asociada a la producción de fertilizantes.....	30
Figura 3-4 Demanda de GN por región .....	34
Figura 3-5 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante Gasificación .....	39
Figura 3-6 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante Pirólisis .....	42
Figura 3-7 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante Reformado de biogás .....	44
Figura 3-8 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante electrolizador....	46
Figura 3-9 Modelo producción de metanol para biodiesel mediante Gasificación .....	47
Figura 3-10 Modelo producción de metanol para biodiesel mediante Pirólisis .....	48
Figura 3-11 Modelo producción de metanol para biodiesel mediante electrólisis .....	49
Figura 3-12 Modelo producción de hidrógeno para transporte mediante Gasificación .....	50
Figura 3-13 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Pirólisis.....	51
Figura 3-14 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Reformado de biogás .....	52
Figura 3-15 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante electrolizador .....	53
Figura 3-16 Modelo producción de hidrógeno mediante Gasificación .....	54
Figura 3-17 Modelo de producción de hidrógeno para <i>Blending</i> mediante Pirólisis.....	55



Figura 3-18 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Reformado de biogás .....	56
Figura 3-19 Modelo de producción de hidrógeno para Blending mediante electrólisis.....	57
Figura 3-20 Relación entre cantidad de biomasa y toneladas producidas de H2 .....	59
Figura 4-1 Costo logístico regional .....	74
Figura 4-2 Tablero de control modelo de estimación de costos - Biomasa .....	75
Figura 4-3 Costo nivelado promedio y máximo por uso [USD/kg] .....	76
Figura 4-5 Costo nivelado promedio y máximo de amoniaco para fertilizantes por departamento [USD/kg].....	76
Figura 4-6 Costo nivelado promedio y máximo de metanol por departamento [USD/kg] ..	77
Figura 4-7 Costo nivelado promedio y máximo de H2 para movilidad por departamento [USD/kg] .....	77
Figura 4-8 Costo nivelado promedio y máximo de H2 para Blending por departamento [USD/kg] .....	78
Figura 4-9 Costo nivelado promedio y máximo de amoniaco para fertilizante por tipo de biomasa [USD/kg] .....	79
Figura 4-10 Costo nivelado promedio y máximo de metanol por tipo de biomasa [USD/kg] .....	79
Figura 4-11 Costo nivelado promedio y máximo de H2 para movilidad por tipo de biomasa [USD/kg] .....	79
Figura 4-12 Costo nivelado promedio y máximo de H2 para Blending por tipo de biomasa [USD/kg] .....	80
Figura 4-17 Tablero de control modelo de estimación de costos – Biomasa .....	81
Figura 4-18 Costo nivelado promedio por uso [USD/kg].....	81
Figura 4-19 Costo nivelado Máximo por uso [USD/kg] .....	82
Figura 4-20 Costo nivelado promedio de amoniaco para fertilizantes por departamento [USD/kg] .....	82
Figura 4-21 Costo nivelado promedio de metanol por departamento [USD/kg] .....	83
Figura 4-22 Costo nivelado promedio de H2 para movilidad por departamento [USD/kg].	83

Figura 4-23 Costo nivelado promedio de H2 para <i>Blending</i> por departamento [USD/kg] ..	83
Figura 12-1 diagrama ruta H(G)1 .....	159
Figura 12-2 diagrama ruta H(G)2 .....	159
Figura 12-3 diagrama ruta H(G)3 .....	160
Figura 12-4 diagrama ruta H(G)3.2 .....	160
Figura 12-5 diagrama ruta H(G)4 .....	160
Figura 12-6 diagrama ruta H(G)4.2 .....	160
Figura 12-7 diagrama ruta H(P)1.....	161
Figura 12-8 diagrama ruta H(P)2.....	161
Figura 12-9 diagrama ruta H(P)3.....	161
Figura 12-10 diagrama ruta H(P)3.2.....	161
Figura 12-11 diagrama ruta H(P)4.....	162
Figura 12-12 diagrama ruta H(P)4.2.....	162
Figura 12-13 diagrama ruta H(RB)1.....	163
Figura 12-14 diagrama ruta H(RB)2.....	163
Figura 12-15 diagrama ruta H(RB)2.2.....	163

## LISTA DE TABLAS

---

Tabla 1. Demanda proyectada de fertilizantes .....	18
Tabla 2. Demanda proyectada metanol .....	19
Tabla 3. Proyección de demanda de H2 .....	21
Tabla 4. Demanda de H2 verde propuesta para el sector industrial en PEN 2022-2052 (Consumo de H2 asociado a <i>blending</i> con gas natural).....	22
Tabla 5. Proyección demanda para <i>Blending</i> .....	23
Tabla 6. Resumen de las demandas estimadas de hidrógeno de acuerdo con los usos (T).24	
Tabla 7. Demanda potencial de H2 por departamento para fertilizantes- Toneladas H2 ...	29
Tabla 8. Demanda de biodiesel – Toneladas .....	30
Tabla 9. Demanda potencial de H2 por departamento para metanol– Toneladas H2 .....	31
Tabla 10. Viajes de carga .....	31
Tabla 11. Demanda total para movilidad y total a suplir con H2 con biomasa y PCH .....	32
Tabla 12. Demanda potencial de H2 por departamento para movilidad – Toneladas H2 ...	32
Tabla 13. Demanda potencial de H2 por departamento para <i>Blending</i> – Toneladas H2.....	34
Tabla 14 Demanda potencial de H2 por departamento – Toneladas H2 .....	35
Tabla 15 Demanda potencial de H2 por tipo de uso – Toneladas H2.....	35
Tabla 16. Demanda potencial de H2 por departamento y tipo de uso – Toneladas H2 .....	36
Tabla 17. Nomenclatura de los recorridos posibles para gasificación.....	40
Tabla 18. Nomenclatura de los recorridos posibles para pirólisis .....	43
Tabla 19 Nomenclatura de los recorridos posibles para reformado de biogás .....	45
Tabla 20 Nomenclatura de las posibles rutas para producción de energía a partir de una PCH e hidrógeno a partir de un electrolizador PEM .....	46
Tabla 21. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia-Fertilizantes .60	
Tabla 22. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- Metanol .....	61
Tabla 23. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- Movilidad ....	61

Tabla 24. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- <i>Blending</i> .....	63
Tabla 25. Cantidades de biomasa requeridas por departamento-total demanda de H <sub>2</sub> .....	65
Tabla 26. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H <sub>2</sub> para fertilizante ...	67
Tabla 27. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H <sub>2</sub> para metanol.....	68
Tabla 28. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H <sub>2</sub> para movilidad.....	68
Tabla 29. Recursos disponibles por departamento PCH– <i>Blending</i> .....	69
Tabla 30. Recursos disponibles por departamento PCH– Demanda total.....	70
Tabla 31. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para actividades industriales a condiciones de referencia (25°C y 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%.....	86
Tabla 32. Categoría de Impactos ambientales asociados, calificación y evaluación.....	96
Tabla 33. CAPEX para fertilizantes sin captura por departamento –USD/kg H <sub>2</sub> .....	136
Tabla 34. CAPEX para fertilizantes con captura por departamento – USD/kg H <sub>2</sub> .....	137
Tabla 35. CAPEX para fertilizantes a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD	138
Tabla 36. CAPEX para metanol sin y con captura por departamento – USD/kg .....	139
Tabla 37. CAPEX para metanol a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD.....	139
Tabla 38. CAPEX para movilidad sin captura por departamento – USD/kg.....	139
Tabla 39. CAPEX para movilidad con captura por departamento – USD/kg.....	142
Tabla 40. CAPEX para movilidad a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD ..	145
Tabla 41. CAPEX para <i>Blending</i> sin captura por departamento –USD/kg.....	145
Tabla 42. CAPEX para <i>Blending</i> con captura por departamento –USD/kg .....	148
Tabla 43. CAPEX para <i>Blending</i> a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD ....	151
Tabla 44. Cantidad de insumos necesaria para el proceso de gasificación por tipo de biomasa .....	152
Tabla 45. Costo de insumos para el proceso de gasificación con diferentes biombras – USD .....	153
Tabla 46. Cantidad de insumos necesaria para el proceso de pirólisis por tipo de biomasa .....	153

Tabla 47. Precios (USD) de insumos para el proceso de pirólisis .....	153
Tabla 48. Precios de venta (USD) de los subproductos generados en el proceso de pirólisis .....	154
Tabla 49. Cantidades de insumos necesarias para el proceso de reformado de biogás con diferentes biomásas.....	154
Tabla 50. Precios (USD) de insumos para el proceso de reformado .....	155
Tabla 51. Cantidad de insumos necesaria para producción de hidrógeno con Electrolizador .....	155
Tabla 52. Procesos y nomenclatura de rutas posibles para gasificación .....	159
Tabla 53. Procesos y nomenclatura de rutas posibles para pirolisis .....	161
Tabla 54 Nomenclatura de los recorridos posibles para reformado de biogás .....	162
Tabla 55 Emisiones dióxido de carbono por caso de negocio para gasificación.....	165
Tabla 57 Emisiones de dióxido de carbono asociadas a piólisis por caso de negocio .....	167
Tabla 58 Emisiones de dióxido de carbono en reformado de biogás por caso de negocio .....	170
Tabla 59 Definición de riesgos y aspectos considerados para su evaluación .....	173
Tabla 60 Evaluación de la matriz deriesgos.....	180

# 1 Generalidades

---

## 1.1 Objetivo del estudio

El objeto de esta consultoría es realizar estudios técnicos y económicos para evaluar las posibilidades e implicaciones de implementar proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de tecnologías de aprovechamiento de biomasa residual y pequeñas centrales hidroeléctricas en el territorio nacional.

## 1.2 Alcance del estudio

El alcance del estudio está construido a partir del numeral 3.2 Alcance del documento de identificación de necesidades de FENOGÉ, base para el Contrato de Consultoría 80905-110-2023.

El alcance de la contratación comprende el desarrollo de un *“Estudio técnico, económico, legal, y ambiental para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde, a partir de tecnologías de aprovechamiento de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia”* y plantea la realización de las siguientes actividades:

- Desarrollo del plan de trabajo
- Contexto y metodología de evaluación
- Desarrollo del informe

El alcance del presente informe incluye las siguientes actividades:

- Realizar una estimación de los volúmenes de biomasa, potencial de generación con PCHs y de hidrógeno requeridos, con base en los análisis y consideraciones hechas. Estos deberán ser calculados para los siguientes horizontes de tiempo: 2030, 2040 y 2050.
- Proponer con base a los análisis, el potencial para la instalación de modelos de negocio con plantas de producción de hidrógeno con base en aprovechamiento de biomasa y PCH. Teniendo en cuenta criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y legales. Para esto, se implementará la metodología y matriz de evaluación desarrollada en el Producto 2 para validar la idoneidad de los potenciales propuestos.
- Estimar el costo nivelado de producción de hidrógeno en las regiones/zonas previamente identificadas y los volúmenes de demanda estimados, considerando los diferentes escenarios o modelos de negocio, para los siguientes horizontes de tiempo: 2030, 2040 y 2050.

- Identificar los posibles impactos ambientales y sociales que se pueden llegar a materializar por el desarrollo de los proyectos, lo anterior, se deberá realizar para todo el potencial propuesto.
- Calificar y evaluar los impactos ambientales y sociales identificados para el potencial propuesto, para esto se deberá realizar un análisis ambiental en el cual se identifique la alternativa que genere menor afectación en el medio ambiente.
- Identificar las barreras y proponer factores habilitadores y de fomento para el despliegue e implementación de sistemas de este tipo.
- Se deberá incluir la hoja de ruta propuesta con actores responsables, actividades y tiempos para la implementación de estas recomendaciones
- Se deberá entregar una infografía y presentación final de los resultados obtenidos.
- El consultor deberá indicar las recomendaciones de política, técnicas, financieras, regulatorias y reglamentarias que considere que deben tener algún desarrollo o modificación a fin de hacer operativos los modelos identificados y el despliegue de proyectos de producción de hidrógeno a partir de estas fuentes.
- Realizar reuniones en formato virtual y/o presencial con actores públicos y privados relacionados con el estudio técnico.
- Hacer un taller de presentación de los resultados a los encargados y de las contrapartes involucradas. 0

### 1.3 Resumen del documento

En este documento se presenta el segundo informe (sin considerar el informe que contenía en el Plan de Trabajo) de la consultoría para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de Biomasa residual y PCH.

En el capítulo 2, escenarios de demanda de H<sub>2</sub>, se estiman los volúmenes de biomasa, potencial de generación con PCHs y de hidrógeno requeridos en los departamentos que cuentan con recursos de biomasa residual y potencial de generación con PCH, posteriormente se estiman los consumos en los años 2030, 2040 y 2050. Se establece la demanda potencial de H<sub>2</sub> para fertilizantes, movilidad, metanol y *blending*.

Posteriormente, en el capítulo 3, se desarrollan los modelos de negocio para cada uno de los usos identificados, estos modelos de negocio para cada departamento con potencial de producción de H<sub>2</sub>, en el caso de la biomasa residual se plantean diferentes opciones con procesos que cuentan con diferentes etapas o equipos. Para cada modelo de negocio se estima el *Capital Expenditures – CAPEX* (gastos de capital por su abreviación en inglés) y el

*Operating Expense – OPEX* (gastos de operación por su abreviación en inglés), la disponibilidad de recursos primarios (biomasa residual y PCH).

En el capítulo 4 se estima el costo nivelado de producción y se realiza el análisis financiero del proyecto.

En el capítulo 5, se incluye el análisis de impactos ambientales y sociales considerando los posibles impactos y su evaluación y calificación.

En el capítulo 6 se describen las barreras identificadas y los habilitadores para el desarrollo de proyectos de este tipo. Con base en estas barreras y los factores habilitadores identificados, en el capítulo 7 se hacen recomendaciones relacionadas con la implementación de proyectos de producción de H<sub>2</sub> verde empleando con biomasa residual y energía producida por PCH, posteriormente, se plantea la hoja de ruta para implementar las principales recomendaciones en el capítulo 8.

En el capítulo 9 se presenta una revisión de los mecanismos de financiación de este tipo de proyectos.

Finalmente, en la sección de Anexos se presenta la información que sirvió de referencia para los análisis y un resumen de los principales aspectos identificados en las entrevistas realizadas durante el desarrollo del estudio.



## 2 Escenarios de demanda de H<sub>2</sub> en Colombia 2030- 2040 y 2050

---

### 2.1 Fertilizantes

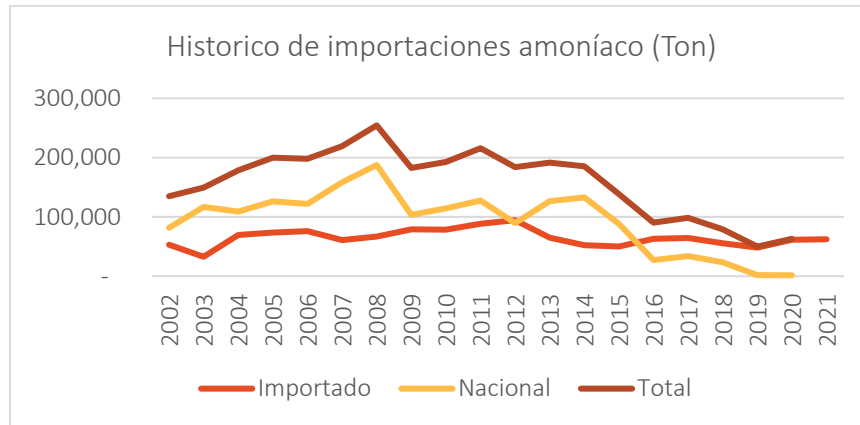
Dentro de los usos *tradicionales* del hidrógeno, se encuentra el de ser insumo para la producción de fertilizantes, práctica que se desarrolla desde la década de 1920 (UNDP, Monitor Hidrogeno Verde , 2022) y que para 2022 se asocia a un volumen de casi 194,8 MMT (millones de toneladas) de amoniaco consumidas a nivel mundial, con una expectativa de crecimiento del 1,90% entre el 2023 y el 2028 (EMR, Analisis del Mercado de Amoniaco, 2022).

Para el caso colombiano, en el año 2022 se importaron 62 kT de amoniaco (Trade Map, 2023), representando cerca del 99% del consumo nacional de este insumo, con una producción asociada de 1,3 MMT en fertilizantes para el 2022. El ICA reporta que esta producción se concentra en 12 empresas, dos de ellas con más del 40% de la producción nacional: Yara y Monómeros Colombo Venezolanos. El resto de la producción está distribuida en 95 empresas.

Este potencial total de producción de fertilizantes implicaría unos potenciales usos de hidrógeno cercanos a 1,2 millones de toneladas anuales, sin embargo, las dos más grande empresas, Monómeros y Yara, ya adelantan proyectos para la sustitución de sus importaciones con H<sub>2</sub> verde proveniente de energía solar y eólica (Alcaldia de Barranquilla, 2022), con lo que sus usos pueden no considerarse en los asociados al hidrógeno a partir de biomasa y PCHs objeto de este estudio, descontando de la demanda, la cantidad de producción de fertilizantes asociada a esas son compañías.

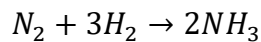
Con el fin de estimar las potenciales demandas para los años 2030, 2040 y 2050, se genera la proyección de las importaciones de amoniaco utilizando el porcentaje de crecimiento anual de los últimos 20 años que corresponde a 0,81%, partiendo de 62 kT. Lo que supone una necesidad de cerca de 66.563 T de amoniaco en el año 2030, 71.656 T en el 2040 y 77.565 en el 2050.

**Figura 2-1 Histórico importaciones amoniaco**



Fuente: Construcción propia con información Trade Map

Se sabe que la formula química de la producción de fertilizantes es:



Estequiométricamente, para producir una tonelada de amoniaco es necesario aproximadamente 0,1766 toneladas de hidrógeno. Finalmente, para estimar las cantidades potenciales de demanda de H<sub>2</sub> asociada a la producción de fertilizantes se aplica la misma tasa de crecimiento sobre las cantidades producidas de fertilizantes, con el supuesto de que al menos el 50% de la producción de fertilizantes antes presentada migra a amoniaco verde a partir de biomasa y PCH, el potencial asociado de H<sub>2</sub> potencial alcanzaría:

**Tabla 1. Demanda proyectada de fertilizantes**

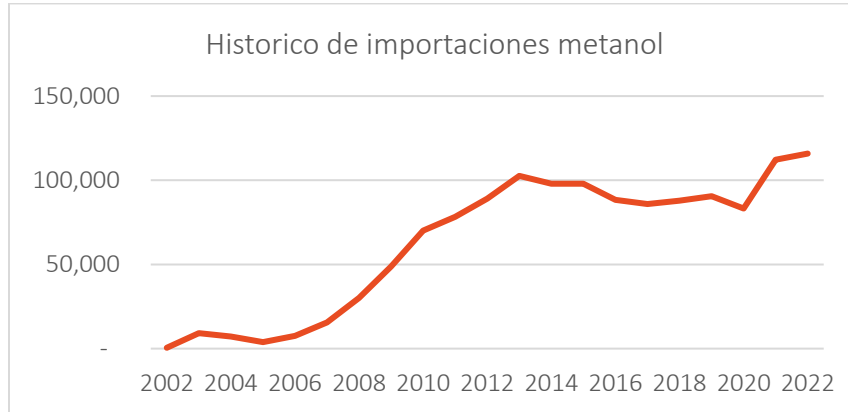
	2023	2030	2040	2050
Producción de fertilizantes estimada (T)	363.481	387.662	420.163	455.389
Cantidad de H <sub>2</sub> (Biomasa/PCH)	64.907	69.225	75.029	81.320

## 2.2 Metanol

Otro de los potenciales usos del hidrógeno es como insumo en procesos de producción y subproductos de metanol, especialmente en lo asociado a la producción de biodiesel. Como en el caso del amoniaco, el país es un importador neto de metanol, con unas importaciones de 115.858 toneladas importadas en el 2022 (Trade Map, 2023). Al observar el comportamiento histórico de las importaciones se observan para el total del periodo de información disponible (2002-2022) un crecimiento alto hasta 2012 (promedio del 61%), después de ese año se aprecian variaciones fuertes. De esta manera el crecimiento promedio en los 20 años es cercano al 21%, sin embargo, en el periodo 2012-2022 este valor

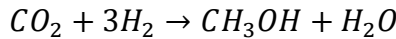
es en promedio anual de 2%. Dada esta variación en los datos, se usa para la proyección de la demanda asociada, el valor del crecimiento interanual entre el 2013- 2022, que corresponde al 1,22%.

**Figura 2-2 Histórico importaciones metanol**



Fuente: Construcción propia con información Trade Map

La fórmula química de la producción industrial de metanol a partir de hidrógeno es:



Estequiométricamente, para producir una tonelada de metanol es necesario 0,1870 tonelada de hidrógeno. De acuerdo con esto y de acuerdo con lo que se obtendrían las siguientes capacidades en producción de metanol y la cantidad asociada de hidrógeno requerida:

**Tabla 2. Demanda proyectada metanol**

	2030	2040	2050
Metanol	126.116	144.102	162.668
Demanda de H <sub>2</sub> (T)	20.164	23.040	26.008

Adicionalmente, se referencia la producción de las principales plantas de producción de biodiesel y las potenciales demandas de metanol, toneladas de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>.

**Tabla 3. Principales plantas y producción de biodiesel**

Productor Biodiésel	2023 Biodiésel (T/año)	T Metanol	T CO <sub>2</sub>	T H <sub>2</sub>
Manuelita	120.000	13.038,00	17.930,31	2.446
BioD	240.000	26.076,00	35.860,62	4.892
Ecodiesel	140.000	15.211,00	20.918,69	2.854

Productor Biodiésel	2023 Biodiésel (T/año)	T Metanol	T CO2	T H <sub>2</sub>
Bgreen	76.820	8.346,49	11.478,39	1.566
BioSC	120.000	13.038,00	17.930,31	2.446
La Paz	70.000	7.605,50	10.459,35	1.427
Alpo	12.000	1.303,80	1.793,03	245
<b>Total Biodiesel</b>	<b>778.820</b>	<b>84,618,79</b>	<b>116.370,69</b>	<b>15.876</b>

Fuente: (Fedebiocombustibles, 2023)

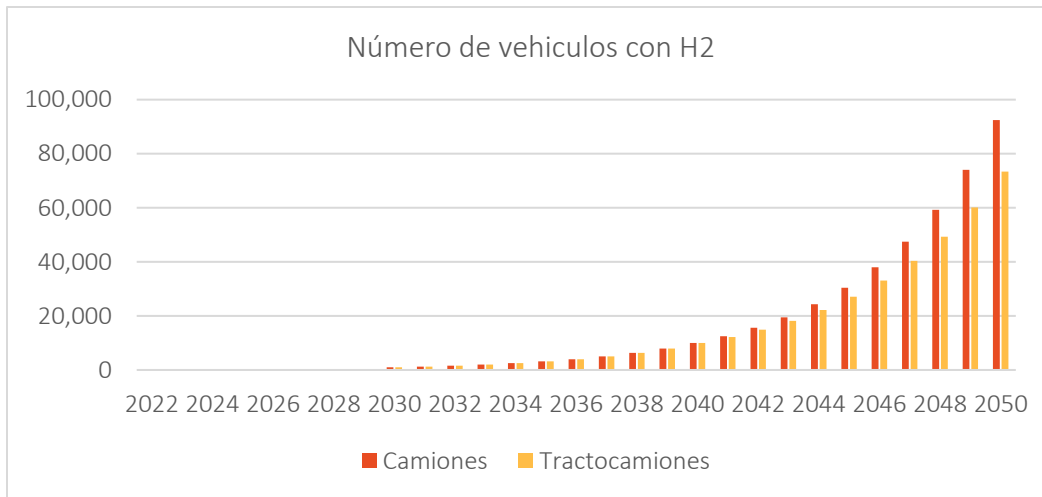
## 2.3 Movilidad

Dentro de las principales oportunidades que se discuten para el uso de hidrógeno verde, se encuentra su uso en el sector transporte. A pesar de que esta puede considerarse una oportunidad de largo plazo, especialmente debido al nivel de madurez tecnológica, las diferentes propuestas están dirigidas a la entrada progresiva del H<sub>2</sub> en transporte terrestre de pasajeros y carga pesada en el país, que de acuerdo con la evolución tecnológica permitiría el uso de vehículos livianos, camiones mineros y en otros usos, en aviación (combustibles sintéticos) y transporte marino (Amoniac). En este sentido, las primeras estimaciones propuestas en la hoja de ruta del hidrógeno en Colombia proyectaban una penetración progresiva en vehículos a 2030, de ligeros de pila de combustible entre 1.500 y 2.000, pesados entre 1.000 y 1.500 de pila de combustible, lo cual representa unas demandas de hidrógeno en el sector de 7.200T a 2030, 371T a 2040 y 1,18MT de H<sub>2</sub> a 2050. Esto se ajusta a lo propuesto con los escenarios del PEN 2020-2050, en donde se estimaba un consumo de hidrógeno cercano a los 182 PJ (1,5 MT de H<sub>2</sub>) en el año 2050, correspondientes al 9% de la demanda del sector.

Por su parte en lo propuesto por la Estrategia del Hidrógeno se plantea alcanzar a 2050: 76.859 buses, 73.408 tractocamiones y 92.472 camiones, lo que tendrían demandas asociadas de 1,2 MT de H<sub>2</sub>. Vale la pena mencionar que, frente a estas cifras, el más reciente PEN 2022-2050, presenta unas menores ambiciones, en donde la entrada de camiones alcanzaría apenas los 8.449, mientras que tractocamiones llegarían a los 21.782 alcanzando un consumo de 10.583 T al 2050.

En lo concerniente al número estimado de vehículos, se realiza una estimación teniendo como referente la información de ambos estudios, iniciando con mil camiones y tractocamiones para el 2030 que aumentan a 10 mil en cada una de las categorías, de acuerdo con lo contemplado por la Hoja de Ruta del H<sub>2</sub>, hasta alcanzar los 92.477 camiones y 73.408 tractocamiones propuestos por (Universidad de la Sabana, 2022)

**Figura 2-3 Proyección número de vehículos con H2**



Fuente: Construcción propia a partir datos (MME, 2021); (Universidad de la Sabana, 2022)

El resumen de las cantidades estimadas para los años 2030, 2040 y 2050 se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 3. Proyección de demanda de H2**

<b>Demanda de H2 (T)</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hoja de ruta del H2	7.200	371.300	1.180.000
PEN 2020-2050	5.539	-	1.543.210
Estrategia del H2	-	300.000	1.200.000
PEN 2022-2052	-	123	10.583

Fuente: (Universidad de la Sabana, 2022), (UPME, 2023)

De lo anterior, se observa una consistencia en las cifras que proponen los documentos de la Hoja de Ruta del H<sub>2</sub>, como documento de política para el Hidrógeno del sector y la Estrategia Nacional de Hidrógeno, por lo cual se propone trabajar con las demandas totales propuestas por el la Hoja de Ruta del H<sub>2</sub>, iniciando en el año 2030 con 7,20 KT, 371,3 KT, en el 2040 y 1.180 KT en el 2050.

## 2.4 Blending

Como se mencionó en el entregable dos de esta consultoría, otro de los usos identificados para el hidrógeno verde, en general, es su consumo como energético en mezcla con el gas natural, proceso denominado *blending*, sobre el cual existe varios estudios internacionales centrados en analizar los porcentajes de mezclas admisibles para la infraestructura y

actuales aplicaciones de gas natural. En general, los estudios coinciden en que porcentajes de hasta el 30% de mezcla de H<sub>2</sub>, podrían aplicarse sin ser necesarios ajustes críticos a la infraestructura, o como en el caso de gasodomésticos y estaciones de compresión con algunos ajustes necesarios. A partir de porcentajes mayores se requieren aún mayores investigaciones.

Figura 2-4 Mezcla de H<sub>2</sub> y GN



Fuente: (McDonald, Zane, 2023)

Frente a este tema en el país no ha sido ajeno, desde la Hoja de Ruta del Hidrógeno, se mencionó el *blending* dentro de las opciones para habilitar el consumo del H<sub>2</sub> verde, y definieron ciertas recomendaciones en materia de política para habilitar su despliegue. Más recientemente con la publicación del Plan Energético Nacional 2022-2052, se plantea el consumo de H<sub>2</sub> en varias actividades industriales en mezcla con gas natural, que van desde el 10% de mezcla a partir del 2030 y aumentando al 15%, desde el año 2035 y al 20% desde el 2040; alcanzando las siguientes demandas acumuladas entre el 2022-2052:

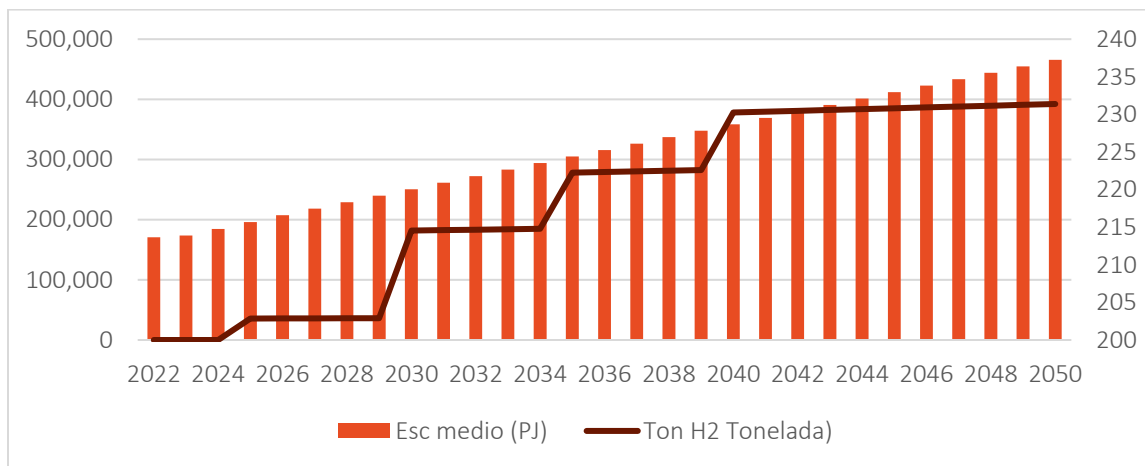
Tabla 4. Demanda de H<sub>2</sub> verde propuesta para el sector industrial en PEN 2022-2052 (Consumo de H<sub>2</sub> asociado a *blending* con gas natural)

Industria	PEN 2052 PJ	PEN 2022-2052 PJ	PEN 2052 T H <sub>2</sub>	PEN 2022-2052 T H <sub>2</sub>
Productos químicos	4,02	61,77	33.248	510.699
Pulpa, papel e imprenta	11,00	160,44	90.913	1.326.369
Alimentos, bebidas y tabaco	16,94	249,94	140.015	2.066.269
Minerales no metálicos	6,92	100,66	57.190	832.182
Equipos de transporte	0,09	1,53	718	12.611
Madera y productos de la madera	0,06	1,01	534	8.383
Maquinaria	0,20	3,29	1.629	27.198
Hierro y acero	3,24	57,43	26.748	474.815
Textiles y cueros	2,88	45,36	23.832	375.011

Industria	PEN 2052 PJ	PEN 2022-2052 PJ	PEN 2052 T H2	PEN 2022-2052 T H2
Industria no especificada	0,28	4,16	2.333	34.396
<b>Consumo total H2</b>	<b>45,62</b>	<b>685,59</b>	<b>377.165</b>	<b>5.667.938</b>

Estos potenciales valores (377.166 T H<sub>2</sub>), son un poco más conservadores de los presentados en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (cerca 670.000 T H<sub>2</sub> a 2050), y en el documento de la Estrategia Nacional de Hidrógeno (617.000 T H<sub>2</sub> a 2050). Debido a esto, y entendiendo que la propuesta de PEN está asociada únicamente a la demanda de gas natural de la industria, se procede a realizar una estimación de la potencial cantidad de hidrógeno, en función de las proyecciones de demanda de gas natural, publicadas por la UPME en 2022, en su escenario de demanda media (UPME, 2022). Teniendo como referente, el inicio de la aplicación de la mezcla en 2% desde el año 2025, antes de este año no se ven factible la implementación de este tipo de uso; en los demás años aplicando los porcentajes propuestos en el PEN 2022-2052 en adelante (10%: 2030-2035, 15%: 2035-2040, 20%: 2040-2050).

Figura 2-5 Demanda de H<sub>2</sub> para *Blending*



Fuente: Construcción propia con información (UPME, Proyección de demanda de energéticos 2022-2036, 2022) y (UPME, 2023)

De acuerdo con lo anterior se contarían con una potencial demanda total de hidrógeno en *blending* de:

Tabla 5. Proyección demanda para *Blending*

Demanda de H <sub>2</sub> (T)	2030	2040	2050
Blending	181.921	378.111	392.273

Los resultados obtenidos de este ejercicio guardan consistencia con las mencionadas cifras del PEN 2022-2052, siendo tan solo mayores en aproximadamente un 4%.

## 2.5 Exportaciones

De la revisión internacional se identificó el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno verde a gran escala, orientados en muchos casos a la exportación del H<sub>2</sub> o sus derivados, como el amoníaco.

Teniendo en cuenta la escala de los proyectos identificados por la producción de H<sub>2</sub> con biomasa y la energía producida con PCH, es posible que en el mediano plazo los precios para exportación con estos proyectos no sean competitivo, no obstante, en las entrevistas con los actores, ver Anexo B, se identificó el estudio de un proyecto de producción de H<sub>2</sub> con una PCH y exportación de amoníaco a Europa.

Para efectos de la modelación se considera que el hidrógeno producido inicialmente cubre parte de las necesidades internas de consumo y de acuerdo con los costos nivelados obtenidos se realizará la comparativa en términos económicos frente a diferentes precios de referencia, como indicador de competitividad.

## 2.6 Total

De acuerdo con las demandas estimadas para cada uso, en la siguiente tabla se resumen se tendría un potencial de demandas totales asociadas al hidrógeno.

Tabla 6. Resumen de las demandas estimadas de hidrógeno de acuerdo con los usos (T)

Demanda de H <sub>2</sub> (T)	2030	2040	2050
Fertilizantes	69.225	75.029	81.320
Metanol	20.164	23.040	26.008
Movilidad	7.200	371.300	1.180.000
Blending	181.921	378.111	392.273
<b>Total</b>	<b>278.511</b>	<b>847.480</b>	<b>1.679.601</b>

Frente a estos potenciales consumos, y entendiendo que la mayor apuesta es la producción de hidrógeno a partir de sistemas solares y eólicos, es necesario definir un porcentaje potencial al que puedan asociarse las producciones del H<sub>2</sub> a partir de biomasa y PCH. Teniendo en cuenta que el único referente en temas de capacidad instaladas en hidrógeno se da en el escenario de Disrupción del PEN 2022-2052, en el que se plantea “un despliegue acelerado de sistemas de gasificación con CCS utilizando biomasa de caña de azúcar, cascarilla de arroz y cáscara de banano” (UPME, 2023) , producto de la implementación



proyectos piloto desde el año 2025, “incorporando 3GW de capacidad instalada, para alcanzar una capacidad instalada de hidrógeno verde de 16,5GW en 2052” (UPME, 2023), aun cuando los documentos de referencia estiman capacidades instaladas en electrolización no se establece una meta asociada a que estas están asociadas a PCH. La propuesta es extrapolar las consideraciones de producción a partir de biomasa (3GW de 16GW) del total de los consumos, es decir asumir que de estos totales el 20% se suplirán con este tipo de proyectos, con excepción del caso de fertilizantes en donde como se mencionó las demandas estimadas ya están ajustadas con el supuesto de suplir el 50% de la producción.

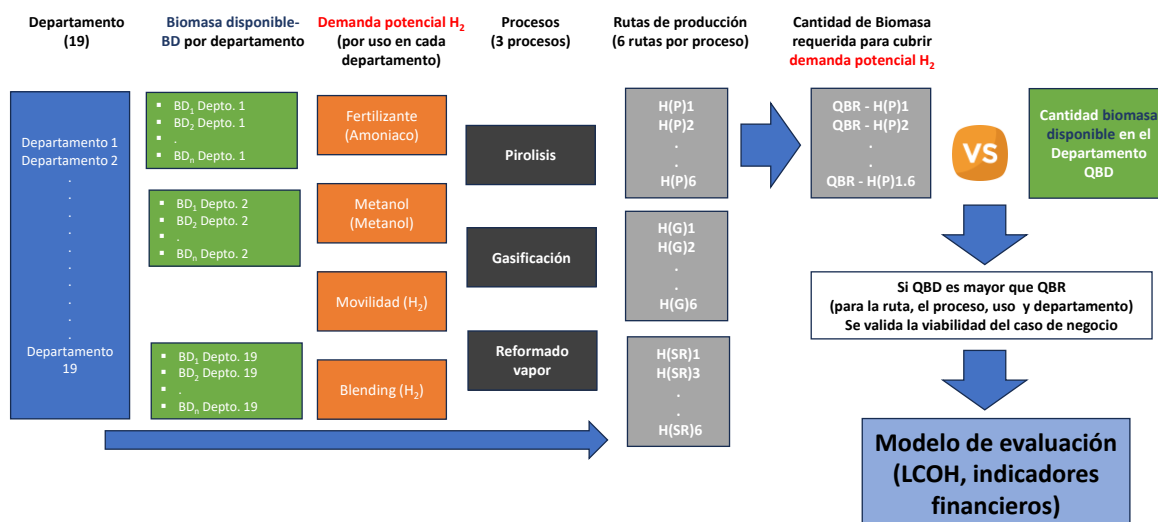
### 3 Modelos de negocio

En este capítulo se desarrollan los modelos de negocio de acuerdo con la metodología prevista en el segundo informe de esta consultoría.

En la Figura 3-1 se presenta un esquema general de la metodología de análisis de los modelos de negocio. Se presentan las diferentes etapas de análisis y la relación entre cada etapa, desde la selección de los departamentos con demanda potencial de H<sub>2</sub> hasta llegar a los casos de negocio, viables a la luz de disponibilidad de recursos primarios para luego realizar la evaluación de cada caso.

Con la valoración de cada caso de negocio viable se obtienen resultados agregados (LCOH e indicadores financieros) por departamento, por uso, por tipo de biomasa o tipo de proceso que se presentan en el capítulo 4.

Figura 3-1 Esquema general de análisis de los modelos de negocio - Biomasa.



A continuación, se describen las diferentes etapas del proceso de definición de los modelos de negocio.

- El primer paso del proceso del análisis es definir los departamentos en los cuales se tiene una demanda potencial de H<sub>2</sub> representativa para alguno de los usos definidos (fertilizantes, movilidad, *Blending*, metanol). Los análisis arrojan 19 departamentos que al menos tienen un uso potencial de H<sub>2</sub>.
- Para cada departamento se establecen los tipos de biomasa disponible, en esta etapa solamente se considera la disponibilidad de biomasa sin emplear la cantidad disponible

ya que aún no se conocen los requerimientos de biomasa para cubrir la demanda potencial de H<sub>2</sub>.

- En la tercera etapa se define la demanda potencial de H<sub>2</sub> (en toneladas por año) para los diferentes tipos de uso en cada departamento, en algunos departamentos se identifica demanda potencial para los cuatro tipos de uso, mientras que en otros departamentos solamente se identifica demanda potencial de H<sub>2</sub> para dos tipos de uso.
- En el siguiente paso se incorporan los análisis de tecnologías disponibles para la producción de hidrógeno (pirolisis, gasificación y reformado de vapor) en nivel de madurez tecnológica 8 y 9, de acuerdo con la metodología planteada.
- Para cada uno de estos procesos se identifican diferentes rutas (opciones tecnológicas) de producción asociadas con la inclusión de subprocesos adicionales o complementarios, que permiten obtener diferentes rendimientos en la producción de H<sub>2</sub>. Se tienen 6 rutas por proceso, cada ruta de producción conlleva un costo de inversiones y operación diferentes, así como diferentes factores de conversión de biomasa a H<sub>2</sub>.
- Para cada ruta se estima el CAPEX (*Capital Expenditure*) y el OPEX (*Operational Expenditure*) asociado. Los CAPEX se obtienen de los paramétricos (USD/T de hidrógeno), presentados en el Informe 1- Contexto y metodología de evaluación, los cuales resultan de la correlación de costos de inversión con la producción de hidrógeno, para los diferentes tipos de tecnología. Los paramétricos se multiplican por las toneladas de hidrógeno asociadas a cada caso de negocio para así obtener los costos totales de capital. El OPEX, se calcula con los costos de los reactivos y materiales de entrada necesarios para cada proceso industrial sumado a un porcentaje del CAPEX, por las actividades de mantenimiento. Estos valores son presentados en el Anexo A.
- La siguiente etapa consiste en calcular la cantidad de biomasa requerida en un departamento para suplir la demanda potencial de H<sub>2</sub> (de un tipo determinado, fertilizantes, metanol, etc.), para cada ruta del proceso seleccionado. Como se señaló anteriormente, en cada ruta se requieren diferentes cantidades de biomasa para la producción del hidrógeno objetivo.
- Esta cantidad de biomasa requerida se compara con la cantidad de biomasa disponible identificada y si la biomasa requerida es inferior a la disponible se da viabilidad al caso de negocio.
- A los casos de negocio viables desde el punto de vista de disponibilidad de recurso primario se les realiza una evaluación para identificar el costo nivelado de producción y algunos indicadores financieros.

Los análisis se realizan a nivel departamento atendiendo en principio un criterio de ubicación geográfica, asociado a la instalación de capacidades en la región y especialmente, a la minimización de costos de logística, reducción de necesidades de infraestructura de transporte y de almacenamiento del hidrógeno.

A continuación, se presentan los usos y demandas potenciales empleadas en este ejercicio. Igualmente se presentan los esquemas generales de los casos de negocio y los resultados agregados. En el capítulo 4 se resumen los resultados de este ejercicio para cada departamento, tipo de biomasa y uso.

### **3.1 Demanda potencial por uso y departamento 2030, 2040, 2050**

En primer lugar, se presentan los usos y la demanda potencial por departamento y su estimado para los años 2030, 2040 y 2050.

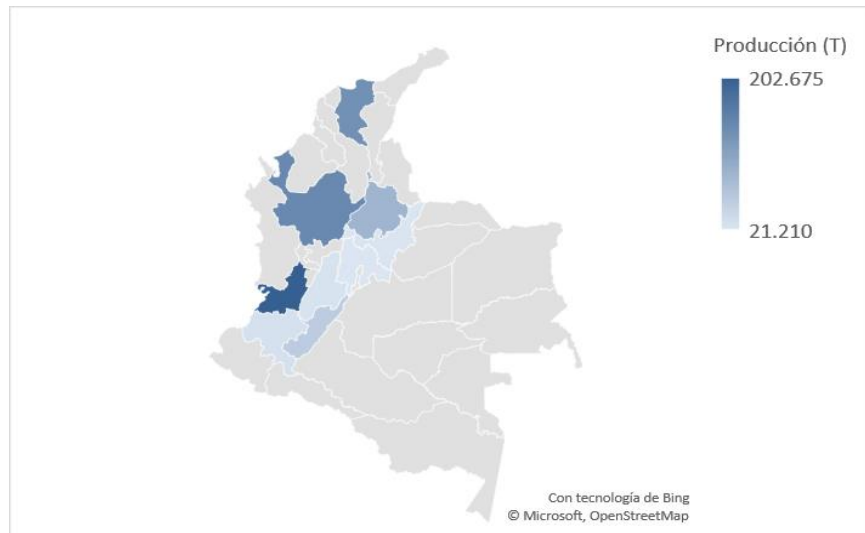
#### **3.1.1 Demanda potencial por departamento**

Para cada departamento se presenta la demanda potencial para los diferentes usos: fertilizantes, movilidad, *Blending* y metanol.

##### **3.1.1.1 Fertilizantes**

Para el caso de fertilizantes la propuesta para regionalizar las demandas de hidrógeno esta formulada en relación con la ubicación de las plantas productoras de fertilizantes. En este sentido si se considera el volumen reportado en la producción, los principales departamentos son Valle del Cauca, Atlántico, Magdalena y Antioquia.

**Figura 3-2. Producción de fertilizantes por departamento 2022**



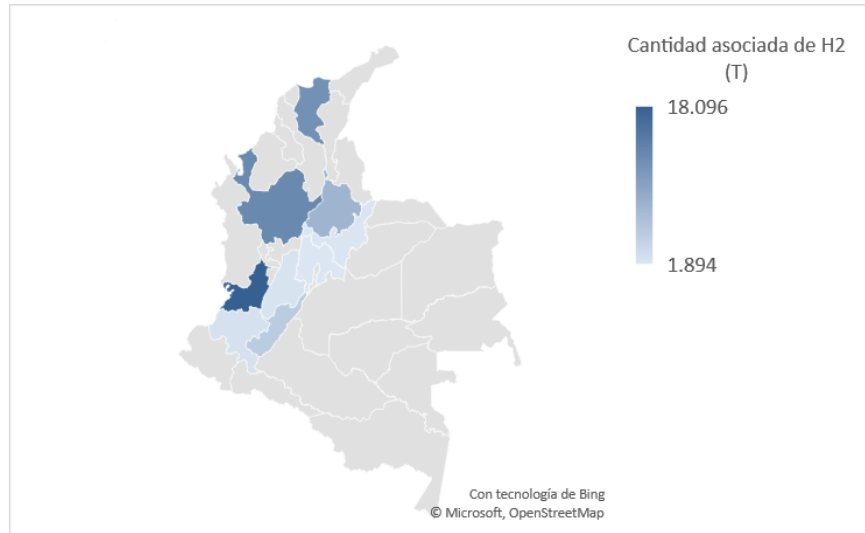
Fuente: Construcción propia con información (ICA, 2022)

Con esta distribución, las demandas asociadas de hidrógeno se concentrarían en los departamentos en cada departamento:

**Tabla 7. Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento para fertilizantes- Toneladas H<sub>2</sub>**

Departamento	2023	2030	2040	2050
Valle del Cauca	18.096	19.300	20.918	22.672
Magdalena	12.248	13.063	14.158	15.345
Santander	7.825	8.346	9.046	9.804
Antioquia	13.112	13.985	15.157	16.428
Cauca	2.535	2.704	2.930	3.176
Tolima	2.241	2.390	2.590	2.807
Boyacá	1.970	2.101	2.277	2.468
Huila	4.986	5.318	5.764	6.247
Cundinamarca	1.894	2.020	2.189	2.373
Total	64.907	69.225	75.029	81.320

Figura 3-3. Potencial de demanda de H2 asociada a la producción de fertilizantes



De acuerdo con estas demandas en los casos de negocio se evalúan las opciones tecnológicas y cantidades de recursos destinada a cada alternativa.

### 3.1.1.2 Metanol

En lo relacionado con metanol, la propuesta es regionalizar en función de la ubicación de los demandantes directos del metanol importado, en este caso asociados con la producción de Biodiesel. Con base en lo anterior, se identificaron las plantas de producción reportadas por Fedebiocombustibles, referenciando las plantas en operación a 2022, la capacidad de producción en biodiesel y calculando las toneladas de metanol, asociadas a esta producción.

Tabla 8. Demanda de biodiesel – Toneladas

Departamento	Productor Biodiésel	2023 biodiésel (T/año)	T Metanol
Valle del Cauca	Manuelita	120.000	13.038
Cundinamarca	BioD	240.000	26.076
Santander	Ecodiesel	140.000	15.211
Magdalena	Bgreen	76.820	8.346
Magdalena	BioSC	120.000	13.038
Meta	La Paz	70.000	7.605
Santander	Alpo	12.000	1.303
	<b>Total</b>	<b>778.820</b>	<b>84.618</b>

Fuente: (Fedebiocombustibles, 2023)

De acuerdo con esto se estiman las demandas asociadas de hidrógeno y se asocian a los departamentos en donde se encuentran las plantas en operación.

**Tabla 9. Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento para metanol– Toneladas H<sub>2</sub>**

Departamento	2023	2030	2040	2050
Valle del Cauca	2.446	2.663	3.272	4.539
Cundinamarca	4.892	5.325	6.544	9.077
Santander	2.854	3.107	3.817	5.295
Magdalena	1.566	1.705	2.095	2.905
Magdalena	2.446	2.663	3.272	4.539
Meta	1.427	1.553	1.909	2.648
Santander	245	266	327	454
<b>Total</b>	<b>15.876</b>	<b>17.282</b>	<b>18.812</b>	<b>20.477</b>

Estas serán las demandas que fundamentan la construcción de los casos de negocio.

### 3.1.1.3 Movilidad

En el caso de movilidad para el caso de las demandas estimadas en el numeral 3.1.3. se propone un ejercicio de regionalización en función de los comportamientos de los viajes de carga realizados a nivel nacional, de acuerdo con información reportada por el Ministerio de Transporte.

**Tabla 10. Viajes de carga**

Departamento	Número de viajes		Participación nacional-origen
	Origen	Destino	
Valle del Cauca	1.439.690	1.185.676	17%
Cundinamarca	1.504.566	1.073.270	18%
Antioquia	1.090.283	1.147.321	13%
Atlántico	683.129	568.490	8%
Bolívar	405.766	375.372	5%
Bogotá	785.503	944.824	9%
Boyacá	232.102	217.947	3%
Santander	462.523	493.318	6%
Magdalena	212.167	247.882	3%
Norte de Santander	180.286	178.020	2%
Córdoba	161.167	163.569	2%
Tolima	156.255	158.011	2%
Meta	125.419	184.401	1%

Departamento	Número de viajes		Participación nacional-origen
	Origen	Destino	
Casanare	82.272	98.098	1%
Risaralda	244.806	210.167	3%
Cauca	111.041	135.252	1%
Sucre	67.412	97.066	1%
Cesar	81.211	148.627	1%
Caldas	83.522	159.475	1%
Huila	76.368	142.820	1%
La Guajira	38.800	126.145	0%
Nariño	60.470	151.049	1%
Quindío	47.420	97.031	1%
Putumayo	11.606	33.783	0%
Arauca	9.648	30.911	0%
Choco	3.544	21.272	0%
Caquetá	7.465	33.082	0%
Vichada	1.055	3.660	0%
Guaviare	1.114	15.252	0%
Guainía	383	361	0%
Amazonas	16	584	0%
Vaupés	1	302	0%
<b>Total</b>	<b>8.367.010</b>	<b>8.443.038</b>	<b>100%</b>

Fuente: Construcción propia con información (Transporte, 2024)

Considerando el 20% sobre la demanda total de hidrógeno considerada:

**Tabla 11. Demanda total para movilidad y total a suplir con H<sub>2</sub> con biomasa y PCH**

Demanda de H <sub>2</sub> (T)	2030	2040	2050
Total (Ref. Hoja de Ruta H <sub>2</sub> )	7.200	371.300	1.180.000
Cantidad de H <sub>2</sub> (biomasa-PCH)	1.440	74.260	236.000

Y aplicando la distribución de viajes de la Tabla 10 (participación nacional-origen); se tienen las siguientes cantidades de demanda de hidrógeno por departamento:

**Tabla 12. Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento para movilidad – Toneladas H<sub>2</sub>**

Departamento	2030	2040	2050
Valle del Cauca	250	12.880	40.932



Departamento	2030	2040	2050
Cundinamarca	261	13.460	42.777
Antioquia	189	9.754	30.998
Atlántico	119	6.111	19.422
Bolívar	70	3.630	11.536
Bogotá	136	7.027	22.333
Boyacá	40	2.076	6.599
Santander	80	4.138	13.150
Magdalena	37	1.898	6.032
Norte de Santander	31	1.613	5.126
Córdoba	28	1.442	4.582
Tolima	27	1.398	4.443
Meta	22	1.122	3.566
Casanare	14	736	2.339
Risaralda	42	2.190	6.960
Cauca	19	993	3.157
Sucre	12	603	1.917
Cesar	14	727	2.309
Caldas	14	747	2.375
Huila	13	683	2.171

#### 3.1.1.4 Blending

Finalmente, en el caso de *Blending* y atendiendo a la misma fuente de información de las proyecciones de demanda de la UPME, se aplica el porcentaje de la distribución del consumo por regiones reportado, suponiendo que el porcentaje de la región se distribuye proporcionalmente a nivel departamental.

Figura 3-4 Demanda de GN por región

Tabla 4. Demanda gas natural por región (GBTUD-año) - 2020-2021



Región	Consumo total (GBTUD-año)		Crecimiento del consumo anual (%)	
	2020	2021	2020	2021
Costa	358,53	331,88	-1,12%	-7,43%
Centro	287,57	314,34	-10,73%	9,31%
Noreste	122,42	116,98	-4,87%	-4,45%
Noroeste	90,04	88,57	55,94%	-1,63%
Suroeste	69,13	61,96	-4,69%	-10,37%
CQR	28,76	29,19	5,63%	1,49%
Tolima Grande	15,16	14,51	3,41%	-4,26%

Fuente: (UPME, Proyección de demanda de energéticos 2022-2036, 2022)

De lo anterior y teniendo en cuenta la asignación del 20% sobre el total de la demanda de H<sub>2</sub>, que se estima puede ser cubierta por H<sub>2</sub> a partir de biomasa o PCH, e obtienen las siguientes demandas por departamento:

Tabla 13. Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento para *Blending* – Toneladas H<sub>2</sub>

Departamento	2030	2040	2050
Valle del Cauca	593	1.233	1.279
Magdalena	4.238	8.808	9.138
Santander	1.494	3.104	3.221
Antioquia	3.393	7.052	7.316
Cauca	593	1.233	1.279
Tolima	278	578	599
Boyacá	3.010	6.257	6.491
Huila	278	578	599
Cundinamarca	3.010	6.257	6.491
Meta	3.010	6.257	6.491
Córdoba	4.238	8.808	9.138
Eje Cafetero	1.118	2.324	2.411
Cesar	1.494	3.104	3.221
Casanare	3.010	6.257	6.491
Guajira	4.238	8.808	9.138

Departamento	2030	2040	2050
Nariño	593	1.233	1.279
Norte de Santander	1.494	3.104	3.221

### 3.1.2 Demanda potencial de H<sub>2</sub>

Con base en lo anterior, en la Tabla 14 se muestra para cada departamento la demanda total estimada de H<sub>2</sub> a atender con tecnologías de biomasa y PCH para los años 2023, 2030, 2040 y 2050.

Para el año 2023, la demanda de cuatro departamentos (Valle del Cauca, Magdalena, Santander y Antioquia) representa el 76% de la demanda total, para el año 2050 la demanda de Cundinamarca se incrementa pasando del 8% al 20% en la participación.

**Tabla 14 Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento – Toneladas H<sub>2</sub>**

Departamento	2023	2030	2040	2050
Valle del Cauca	20.542	22.806	38.303	69.422
Magdalena	14.694	19.186	26.226	31.956
Santander	13.365	10.186	16.615	26.629
Antioquia	13.112	17.567	31.962	54.742
Cauca	2.535	3.316	5.156	7.612
Tolima	2.241	2.695	4.566	7.849
Boyacá	1.970	5.151	10.610	15.558
Huila	4.986	5.609	7.025	9.017
Cundinamarca	6.786	10.616	28.450	60.718
Meta	1.427	4.585	9.288	12.705
<b>Total</b>	<b>81.658</b>	<b>101.717</b>	<b>178.201</b>	<b>296.208</b>

En la Tabla 15 se presentan las demandas de H<sub>2</sub> por tipo de uso, a atender con tecnologías de biomasa y PCH. En estas proyecciones se estima que para los primeros años la demanda principal estaría asociada con fertilizantes (79% del total en 2023 y 67% en 2030), mientras que para el año 2050 el principal uso sería en movilidad, con el 52% de la demanda.

En este ejercicio se estima que en el año 2050 la demanda de H<sub>2</sub> se incremente cerca de 4 veces respecto al valor estimado en el año 2023.

**Tabla 15 Demanda potencial de H<sub>2</sub> por tipo de uso – Toneladas H<sub>2</sub>**

Tipo de uso	2023	2030	2040	2050
Fertilizantes	64.907	68.412	73.119	78.223
Metanol	16.751	12.470	15.324	21.257

Tipo de uso	2023	2030	2040	2050
Blending	0	19.897	41.357	42.902
Movilidad	0	938	48.402	153.825
<b>Total</b>	<b>81.658</b>	<b>101.717</b>	<b>178.201</b>	<b>296.208</b>

En la Tabla 16 se presentan las demandas de H<sub>2</sub> por departamento y tipo de uso, a atender con tecnologías de biomasa y PCH.

Los departamentos están clasificados en función de cantidades demandadas por uso, para los departamentos/regiones de Córdoba, Eje Cafetero, Caldas-Quindío-Risaralda, Cesar, Casanare, La Guajira, Nariño y Norte de Santander solo se estiman demandas asociadas con *Blending y movilidad*.

**Tabla 16. Demanda potencial de H<sub>2</sub> por departamento y tipo de uso – Toneladas H<sub>2</sub>**

Departamento	Uso	2023	2030	2040	2050
Valle del Cauca	Fertilizantes	18.096	19.300	20.918	22.672
	Metanol	2.446	2.663	3.272	4.539
	Blending	0	593	1.233	1.279
	Movilidad	0	250	12.880	40.932
Magdalena	Fertilizantes	12.248	12.248	12.248	12.248
	Metanol	2.446	2.663	3.272	4.539
	Blending	0	4.238	8.808	9.137
	Movilidad	0	37	1.898	6.032
Santander	Fertilizantes	7.825	8.346	9.046	9.804
	Metanol	5.540	266	327	454
	Blending	0	1.494	3.105	3.221
	Movilidad	0	80	4.138	13.150
Antioquia	Fertilizantes	13.112	13.985	15.157	16.428
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	0	3.393	7.052	7.316
	Movilidad	0	189	9.754	30.998
Cauca	Fertilizantes	2.535	2.704	2.930	3.176
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	0	593	1.233	1.279
	Movilidad	0	19	993	3.157
Tolima	Fertilizantes	2.241	2.390	2.590	2.807
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	0	278	578	599
	Movilidad	0	27	1.398	4.443
Boyacá	Fertilizantes	1.970	2.101	2.277	2.468
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	0	3.010	6.257	6.491
	Movilidad	0	40	2.076	6.599
Huila	Fertilizantes	4.986	5.318	5.764	6.247

Departamento	Uso	2023	2030	2040	2050
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	0	278	578	599
	Movilidad	0	13	683	2.171
Cundinamarca	Fertilizantes	1.894	2.020	2.189	2.373
	Metanol	4.892	5.325	6.544	9.077
	Blending	0	3.010	6.257	6.491
	Movilidad	0	261	13.460	42.777
Meta	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	1.427	1.553	1.909	2.648
	Blending	0	3.010	6.257	6.491
	Movilidad	0	22	1.122	3.566
Córdoba	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	4.237	8.807	9.137	4.237
	Movilidad	27	1.441	4.582	28
Eje Cafetero	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	1.118	1.118	2.323	2.411
	Movilidad	65	65	3.361	10.683
Cesar	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	1.493	1.494	3.104	3.221
	Movilidad	14	14	727	2.309
Casanare	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	3.010	3.010	6.256	6.490
	Movilidad	14	14	736	2.339
La Guajira	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	4.237	4.237	8.807	9.137
	Movilidad	6	6	347	1.103
Nariño	Fertilizantes	0	0	0	0
	Metanol	0	0	0	0
	Blending	593	593	1.233	1.279
	Movilidad	10	10	540	1.719
Norte de Santander	Fertilizantes	0			
	Metanol				
	Blending	1.493	1.493	3.104	3.220
	Movilidad	31	31	1.612	5.125

## 3.2 Definición de modelos de negocio

A continuación, se muestra la cadena de valor asociada a cada tecnología con madurez tecnológica (TRL) 8 y 9, según el uso final referenciado. Se definen modelos para cada uso identificado, posteriormente se establecen alternativas de producción con base en los diferentes procesos industriales y las rutas para obtener el producto asociado al uso final correspondiente. Luego se hace una descripción de los componentes, productos y subprocesos de cada modelo. Después se realiza el cálculo de la inversión por cada ruta, con el fin de atender la potencial demanda de H<sub>2</sub> verde a nivel regional colombiano, tal como se expone en el Anexo A.

En el Anexo C se presentan diagramas específicos para cada una de las rutas.

Dado que, para la mayoría de las rutas de producción de hidrógeno desde biomasa, se presentan emisiones de gases efecto invernadero (GEI), en el Anexo D se identifican las emisiones de los gases más importantes que puede tener cada proceso: metano (CH<sub>4</sub>), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Estas últimas se incluyen en los casos, con y sin captura de dióxido de carbono.

### 3.2.1 Fertilizantes: con base Amoniaco

El primer caso de negocio consiste en la sustitución de importaciones de amoniaco para la producción de fertilizantes. La producción de hidrógeno verde necesaria para fabricar los fertilizantes en cada departamento se realiza a partir de la biomasa y/o los recursos hídricos disponibles.

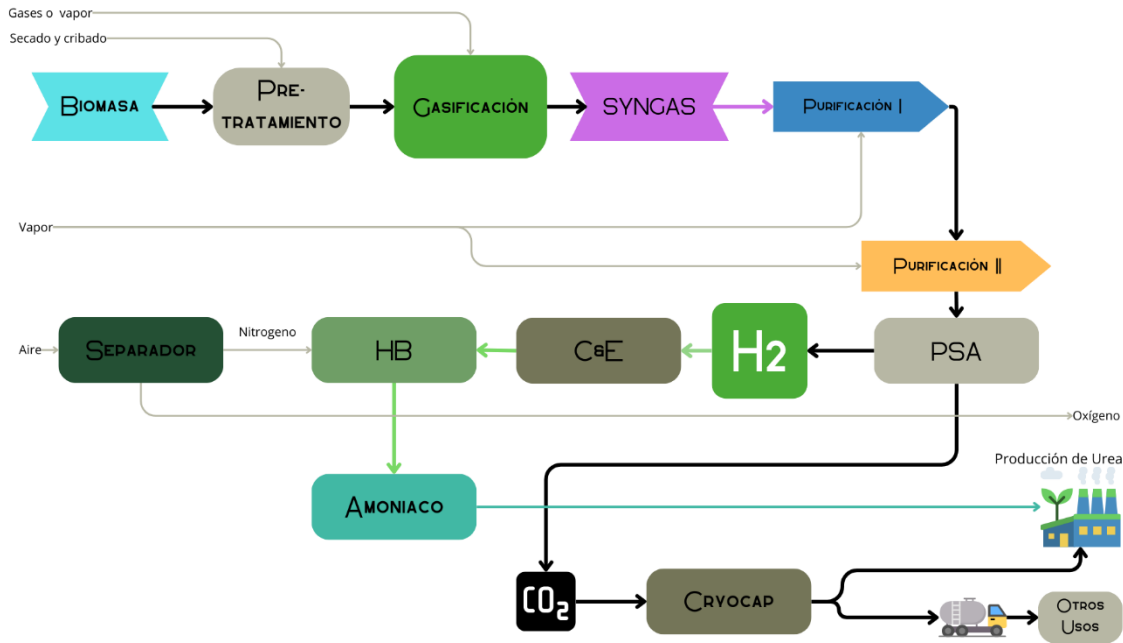
#### 3.2.1.1 Gasificación

Como se muestra en la Figura 3-5 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante Gasificación, la cadena de valor de producción de amoniaco tiene entradas y salidas de productos químicos, reactivos y materias primas asociadas a la producción, las cuales se explicarán detalladamente en el capítulo de OPEX. También, se evidencia que la cadena de valor tiene varios eslabones para obtener hidrógeno verde a partir de biomasa residual, que, dependiendo del tipo de biomasa, tendrá un contenido distinto de hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y metano en el syngas (gas de síntesis).

En este sentido, el gas de síntesis puede pasar por las unidades de proceso llamadas en la figura como Purificación I y Purificación II. La primera de estas es el reformado de vapor (SR) que convierte el metano en monóxido de carbono e hidrógeno y la segunda denominada WGS (*Water Gas Shift*) o a su vez Desplazamiento agua-gas (BWGS) que convierte el monóxido de carbono resultando del proceso SR en hidrógeno. Se aclara que se puede pasar

por ambas unidades de Purificación o eliminar una de estas según sea conveniente, en términos de producción de hidrógeno, disponibilidad de biomasa y economía.

**Figura 3-5 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante Gasificación**



A continuación, se explicarán las diferentes rutas que se pueden seguir, buscando el mejor resultado costo/ beneficio para atender la demanda de Amoníaco Verde en cada negocio potencial.

Se parte del informe 1- Contexto y metodología de evaluación donde se especifica que la biomasa dependiendo de sus características fisicoquímicas debe pasar por un pretratamiento donde se seca y se tritura para hacer fácil su movilización y procesamiento. Seguidamente, la biomasa entra al proceso de gasificación, en el cual adicionalmente se inyectan insumos como aire, vapor de agua y nitrógeno, necesarios para obtener el gas de síntesis (syngas). En este punto es posible pasar este gas directamente por el PSA (Adsorción por Oscilación de Presión), para separar el hidrógeno de otros gases. Este caso se denominará H(G)1, para efectos de la evaluación económica.

Si se consideran mayores cantidades de hidrógeno, se circula el gas de síntesis por Purificación I, entrando al reformado de vapor (SR) convirtiendo las cantidades de metano en hidrógeno y monóxido de carbono, los cuales se separan en la unidad PSA. Este caso se denomina H(G)2.

Paralelamente, es posible circular el gas de síntesis por Purificación II, etapa de WGS, en que las cantidades de monóxido de carbono son convertidas en hidrógeno y separado del CO<sub>2</sub> resultante en la unidad PSA, caso denominado H(G)3.

En vez de WGS puede ser Desplazamiento agua-gas (BWGS), caso H(G).3.2.

Por último, es posible utilizar todas las unidades: primero, el gas de síntesis circula por purificación I y el contenido de monóxido de carbono producido pasa junto con el obtenido en la gasificación a Purificación II y PSA. En este se obtiene la mayor tasa de hidrógeno. Este caso se nombra H(G)4.

Para la etapa de Purificación II se puede reemplazar la tecnología WGS con la tecnología de desplazamiento agua-gas (BWGS). Caso denominado H(G)4.2.

A continuación, se presenta la Tabla 17 en la cual se presenta un código nemotécnico para cada ruta.

La priorización de las rutas mostradas será resultado de las evaluaciones financieras de los casos de negocio, acorde con la metodología definida en informe 1- Contexto y metodología de evaluación.

**Tabla 17. Nomenclatura de los recorridos posibles para gasificación**

Proceso	Código
Gasificación + PSA	H(G)1
Gasificación + SR + PSA	H(G)2
Gasificación + WGS + PSA	H(G)3
Gasificación + BWGS + PSA	H(G)3.2
Gasificación + SR + WGS + PSA	H(G)4
Gasificación + SR + BWGS + PSA	H(G)4.2

Luego de la obtención del hidrógeno, este es Comprimido y Envasado (C&E) para luego ser usado en el proceso Haber Bosch (HB), con el fin de obtener Amoniaco. Se destaca que en este proceso de producción de amoniaco se utiliza un separador de aire, que normalmente contiene aproximadamente 21% oxígeno y 79% nitrógeno, para producir el nitrógeno que requerido como materia prima en el proceso. En esta separación también se obtiene oxígeno que puede ser comercializado y con ello generar un ingreso económico adicional al proceso de producción de Amoniaco. Para cualquier tecnología: gasificación, pirolisis o reformado de biogás se obtendrá una masa de 0,26 T de oxígeno por cada tonelada de hidrógeno que se genere en el proceso.



### 3.2.1.2 Pirólisis

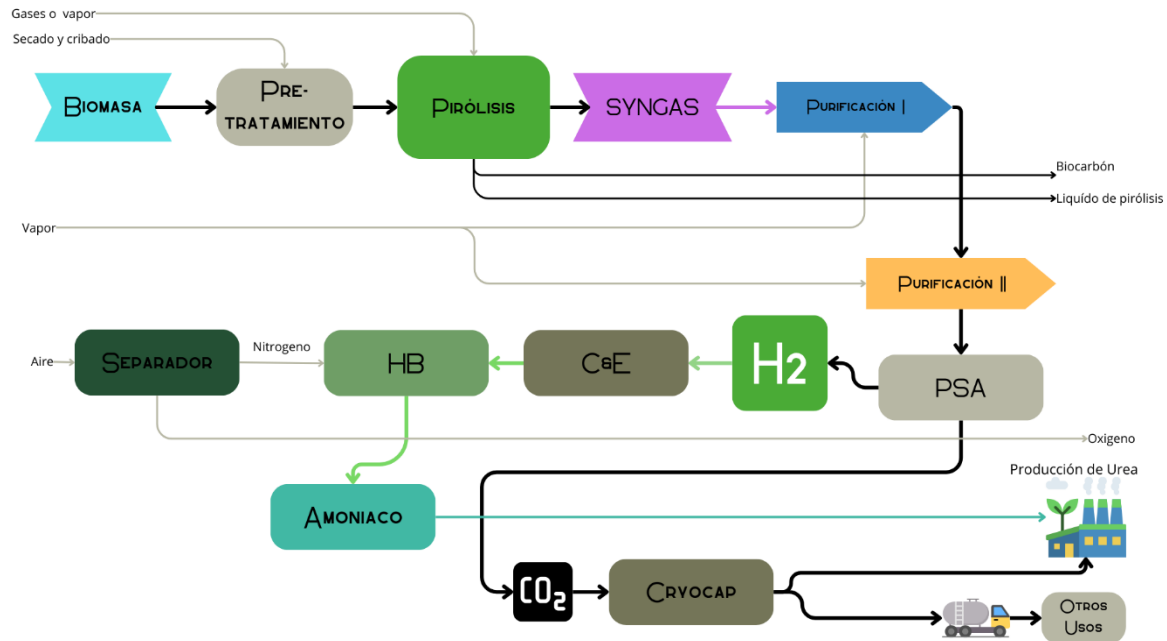
Como se muestra en la Figura 3-6, la cadena de valor de producción de amoníaco tiene entradas y salidas de productos químicos, reactivos y materias primas asociadas a la producción. También, se evidencia que la cadena de valor tiene varios eslabones para obtener hidrógeno verde a partir de biomasa residual, que dependiendo del tipo de biomasa tendrá un contenido distinto de hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y metano en el syngas (gas de síntesis).

En este sentido, el gas de síntesis puede pasar por las unidades de proceso llamadas en la figura como Purificación I y Purificación II. La primera de estas correspondiente a reformado de vapor (SR) el cual convierte el metano en monóxido de carbono e hidrógeno y la segunda denominada WGS (water gas shift) o en su defecto BWGS (desplazamiento agua-gas), que convierte el monóxido de carbono en hidrógeno y CO<sub>2</sub>. Se aclara que se puede pasar por ambas unidades de Purificación o eliminar una de estas según sea conveniente, en términos de producción de hidrógeno, disponibilidad de biomasa y economía de producción.

A diferencia del proceso de gasificación, en la pirólisis se obtienen subproductos asociados a la producción de hidrógeno a partir de biomasa residual, el biocarbón y el líquido de pirólisis (Muhammet, Keçebaş, & Mutlucan, 2019), bioaceite, similar al petróleo. La diferencia con el petróleo es que contiene compuestos oxigenados muy reactivos debido a los carbohidratos y la lignina presentes en la biomasa. Estos compuestos se pueden convertir después de un tratamiento en varios productos químicos, biocombustibles, electricidad y calor (Bridgwater, 2012).

Estos subproductos ofrecen un ingreso económico adicional a la cadena de valor. Eventualmente se tiene que realizar el manejo o disposición por terceros del líquido de pirólisis, en caso de que vincule a la cadena de valor como un residuo, generando costos el proceso dentro del OPEX.

Figura 3-6 Modelo producción de amoníaco para fertilizantes mediante Pirólisis



La biomasa dependiendo sus características fisicoquímicas debe pasar por un pretratamiento donde se seca y tritura para hacer fácil su movilización y procesamiento. Seguidamente, la biomasa entra al proceso de pirólisis, en el que adicionalmente se inyectan gases como vapor de agua y nitrógeno, para la obtención del gas de síntesis (syngas). En este punto es posible pasar este gas por el PSA directamente, sin pasar por purificación I y II, logrando la separación del hidrógeno de otros gases. Para efectos de la evaluación económica este caso se llamará H(P)1.

Al igual que en Gasificación, si se consideran mayores cantidades de hidrógeno, se circula el gas de síntesis por Purificación I, entrando al reformado de vapor (SR) convirtiendo las cantidades de metano en hidrógeno y monóxido de carbono, los cuales se separan en la unidad PSA. Este caso se denomina H(P)2.

Paralelamente, es posible circular el gas de síntesis por Purificación II, etapa de WGS, en que las cantidades de monóxido de carbono son convertidas en hidrógeno y separado del CO<sub>2</sub> resultante en la unidad PSA, caso denominado H(P)3.

En vez de WGS puede ser Desplazamiento agua-gas (BWGS), caso H(P).3.2.

Por último, es posible utilizar todas las unidades: primero, el gas de síntesis circula por purificación I y el contenido de monóxido de carbono producido pasa junto con el obtenido

en la gasificación a Purificación II y PSA. En este se obtiene la mayor tasa de hidrógeno. Este caso se nombra H(P)4.

Para la etapa de Purificación II se puede reemplazar la tecnología WGS con la tecnología de desplazamiento agua-gas (BWGS). Caso denominado H(P)4.2.

A continuación, se presenta la Tabla 18 en la cual se presenta un código nemotécnico para cada ruta.

La priorización de las rutas mostradas será resultado de las evaluaciones financieras de los casos de negocio, acorde con la metodología definida en informe 1- Contexto y metodología de evaluación.

**Tabla 18. Nomenclatura de los recorridos posibles para pirólisis**

Proceso	Código
Pirólisis + PSA	H(P)1
Pirólisis + SR + PSA	H(P)2
Pirólisis + WGS + PSA	H(P)3
Pirólisis + BWGS + PSA	H(P)3.2
Pirólisis + SR + WGS + PSA	H(P)4
Pirólisis + SR + BWGS + PSA	H(P)4.2

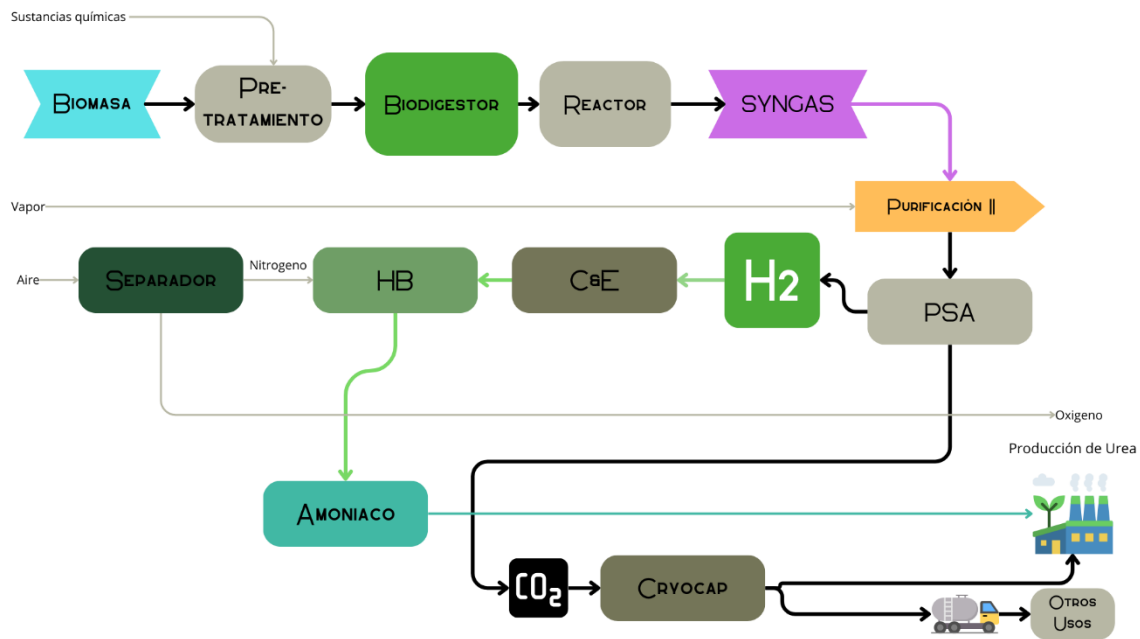
Luego de la obtención del hidrógeno, este es Comprimido y Envasado (C&E) para luego ser usado en el proceso Haber Bosch (HB), con el fin de obtener Amoniac. Se destaca que en este proceso de producción de amoniaco se utiliza un separador de aire, que normalmente contiene aproximadamente 21% oxígeno y 79% nitrógeno, para producir el nitrógeno que requerido como materia prima en el proceso. En esta separación también se obtiene oxígeno que puede ser comercializado y con ello generar un ingreso económico adicional al proceso de producción de Amoniac.

### **3.2.1.3 Reformado de biogás**

Según la Figura 3-7, la cadena de valor de producción de amoniaco tiene entradas y salidas de productos químicos, reactivos y materias primas asociadas a la producción, tal como se detalla en el Anexo C. Se observa que la cadena de valor tiene varios eslabones para obtener hidrógeno verde a partir de biomasa residual, que dependiendo del tipo de biomasa tendrá un contenido distinto de hidrógeno, dióxido de carbono, monóxido de carbono y metano en el syngas (gas de síntesis).

La tecnología de reformado de biogás consiste en el paso de la biomasa por un biodigestor para producir biogás que a su vez se lleva a un reactor para hacer reformado de vapor. El gas de síntesis que sale se puede pasar por la unidad de proceso llamada Purificación II, utilizando la tecnología WGS (water gas shift) o en su defecto la tecnología, Desplazamiento agua-gas (BWGS), que convierte el monóxido de carbono proveniente del reformado de biogás en hidrógeno.

**Figura 3-7 Modelo producción de amoníaco para fertilizantes mediante Reformado de biogás**



La biomasa dependiendo de sus características fisicoquímicas debe pasar por un pretratamiento que a diferencia de pirólisis y gasificación es un tratamiento químico de inmersión sobre un líquido ácido o básico. Seguidamente pasa al biodigestor donde por medio de actividad biológica se convierte la biomasa en metano. Luego, ese gas entra al reformado de vapor para llegar a un gas de síntesis derivado con contenido de monóxido de carbono e hidrógeno. En este punto es posible pasar este gas directamente por donde se separa el hidrógeno de otros gases. Este caso se denomina H(RB)1.

Si se consideran mayores cantidades de hidrógeno, se circula el gas de síntesis por Purificación II, etapa de WGS, en que las cantidades de monóxido de carbono son convertidas en hidrógeno y separado del CO<sub>2</sub> resultante en la unidad PSA, caso denominado H(RB)2, o en lugar de WGS puede ser Desplazamiento agua-gas, caso H(RB).2.2

A continuación, se presenta la Tabla 19 en la cual se presenta un código nemotécnico para cada ruta.

**Tabla 19 Nomenclatura de los recorridos posibles para reformado de biogás**

<b>Procesos</b>	<b>Código</b>
Reformado de biogás + PSA	H(RB)1
Reformado de biogás + WGS+ PSA	H(RB) 2
Reformado de biogás + BWGS+ PSA	H(RB) 2.2

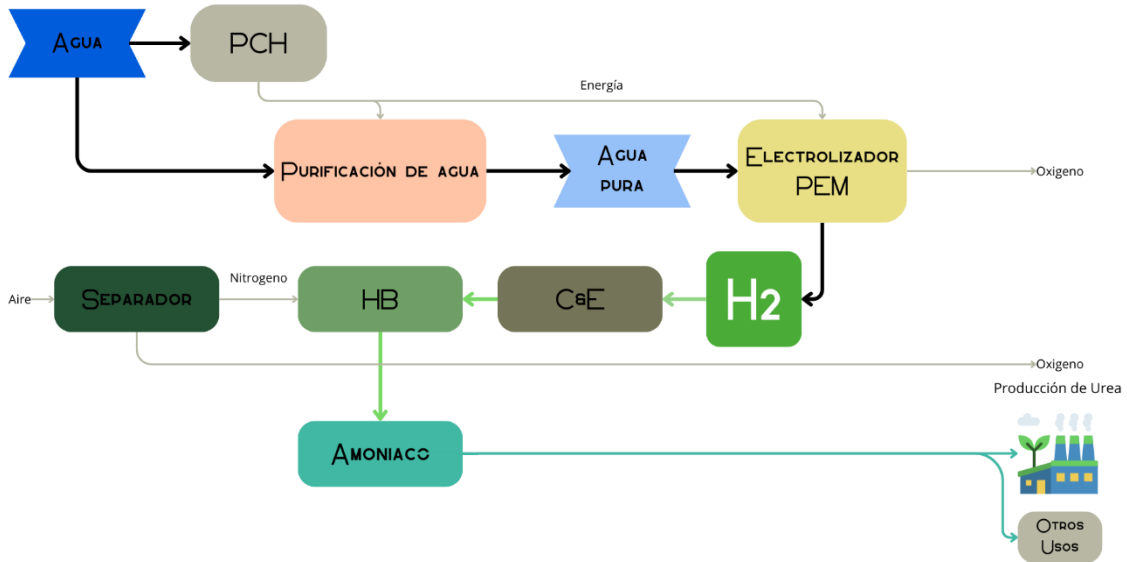
Luego de la obtención del hidrógeno, este es Comprimido y Envasado (C&E) para luego ser usado en el proceso Haber Bosch (HB), con el fin de obtener Amoniac. Se destaca que en este proceso de producción de amoniaco se utiliza un separador de aire, que normalmente contiene aproximadamente 21% oxígeno y 79% nitrógeno, para producir el nitrógeno que requerido como materia prima en el proceso.

#### **3.2.1.4 PCH y electrolizador**

Luego de la producción de electricidad a partir de la PCH una fracción de este caudal se dirige a la producción de hidrógeno por electrólisis. Antes de llegar a esta etapa, el agua debe pasar a una purificación para convertirse en agua ultrapura con el fin de pasar a un electrolizador tipo PEM o ALK, ya que el hidrógeno necesario para la producción de amoniaco debe ser de alta pureza.

En la Figura 3-8 se detalla la cadena de valor del proceso de producción de H<sub>2</sub> verde, desde energía eléctrica producida por una PCH, y de agua tratada después de su uso en la turbina, materia prima en el proceso de electrólisis, que adicionalmente produce Oxígeno (O<sub>2</sub>).

Figura 3-8 Modelo producción de amoniaco para fertilizantes mediante electrolizador



En el proceso de purificación de agua se describen dos posibles rutas para llegar a un tipo de agua con las condiciones óptimas para ingresar al electrolizador tipo PEM o ALK. A continuación, se muestran los posibles recorridos para la producción de H<sub>2</sub> verde. Los cambios de estas rutas subyacen en el proceso de purificación de agua.

Tabla 20 Nomenclatura de las posibles rutas para producción de energía a partir de una PCH e hidrógeno a partir de un electrolizador PEM

Proceso	Código
PCH + Coagulación+ Floculación+ Lecho Filtrante+ Carbón activado+ Resinas iónicas + Destilación+ PEM	T(1)
PCH +Coagulación+ Floculación+ Lecho Filtrante+ Carbón activado+ Microfiltración+ Resinas+ ósmosis inversa + PEM	T(2)

Con estos casos de purificación de agua se calcula el CAPEX asociado a la demanda de hidrógeno para fertilizantes, en los lugares donde hay disponibilidad del recurso hídrico.

Luego de la obtención del hidrógeno, este es Comprimido y Envasado (C&E) para luego ser usado en el proceso Haber Bosch (HB), con el fin de obtener Amoníaco.

### 3.2.2 Biodiesel: Metanol

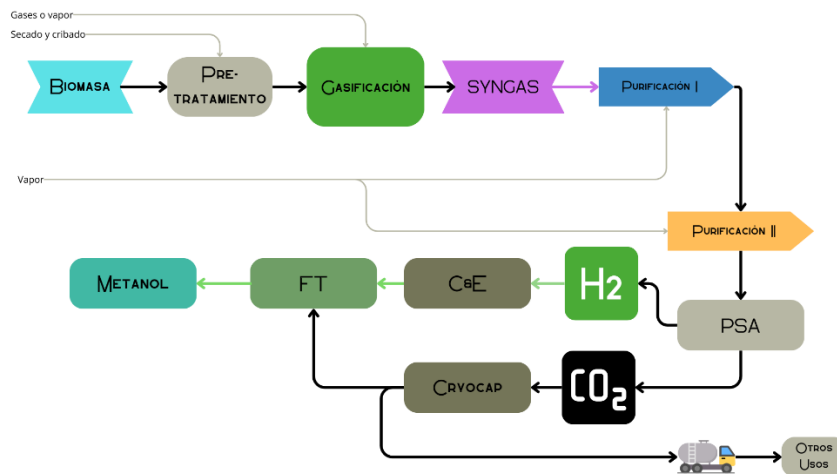
Los casos de negocio del metanol consisten en la sustitución de importaciones de metanol para la producción de biodiesel. La producción de hidrógeno verde necesaria para fabricar el metanol en cada departamento se realiza a partir de la biomasa y/o los recursos hídricos disponibles.

#### 3.2.2.1 Gasificación

En la Figura 3-9 se presenta la cadena de valor del proceso de obtención de hidrógeno mediante gasificación. Dicho proceso es igual al explicado en el numeral 3.2.1.1 de la cadena de valor de gasificación asociada a fertilizantes. La diferencia está en el uso del hidrógeno para producción de metanol mediante el proceso de Fischer-Tropsch, donde ingresan al sistema hidrógeno y dióxido de carbono. En este sentido, las biomazas que se especificaran a continuación son aquellas que cubren los requerimientos de dióxido de carbono e hidrógeno, necesarios para producir metanol. Esto con el fin de proporcionar no solo una línea de continuidad y circularidad al dióxido de carbono que se produce de la gasificación sino también evitar emisiones a la atmósfera de este gas efecto invernadero.

Para el proceso de Fisher-Tropsh es necesario incorporar 7,33 veces más dióxido de carbono que hidrógeno. La biomasa que cumple esta condición es Hoja de Palma. En el Anexo D, se podrán identificar las emisiones de dióxido de carbono de los procesos.

Figura 3-9 Modelo producción de metanol para biodiesel mediante Gasificación

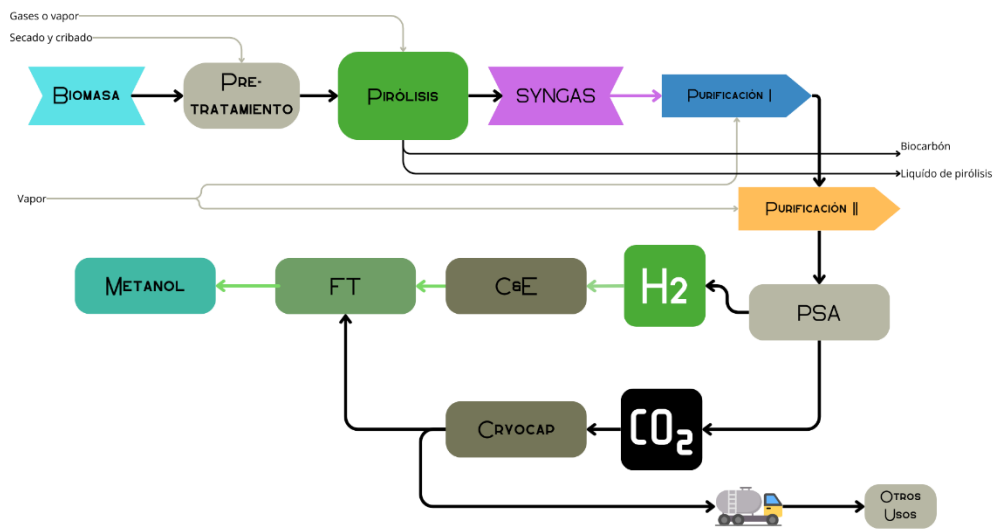


La tipología de rutas para la producción de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, es la misma descrita en el numeral 3.2.1.1 y su ampliación en el Anexo C.

### 3.2.2.2 Pirólisis

En la Figura 3-10 se identifica el proceso de obtención de hidrógeno mediante pirólisis, equivalente al explicado en el numeral 3.2.1.2 de la cadena de valor de pirólisis asociada a fertilizantes. Se diferencian en el uso del hidrógeno para producción de metanol mediante el proceso de Fischer-Tropsch al cual ingresan hidrógeno y dióxido de carbono. En este sentido, las biomásas que se especificaran a continuación son aquellas las cuales cumplen con los requerimientos de dióxido de carbono e hidrógeno para producir metanol. Esto con el fin de proporcionar no solo una línea de continuidad y circularidad al dióxido de carbono que se produce de la gasificación sino también evitar emisiones a la atmosfera de este gas efecto invernadero. Se anota que para el proceso de Fisher-Tropsh es necesario producir 7,33 veces más dióxido de carbono que hidrógeno, con el fin de cumplir dicha condición las biomásas que cumplen con esta condición son tallo de algodón y paja de trigo. En el Anexo D se podrán identificar las emisiones de dióxido de carbono de los procesos.

Figura 3-10 Modelo producción de metanol para biodiesel mediante Pirólisis



La tipología de rutas para la producción de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>, es la misma descrita en el numeral 3.2.1.2 y su ampliación en el Anexo C.

### 3.2.2.3 Reformado de biogás

El proceso de reformado de biogás es equivalente al explicado en el capítulo 3.2.1.3 sobre bioreformado asociado a fertilizantes. No obstante, dado que la cantidad de dióxido de



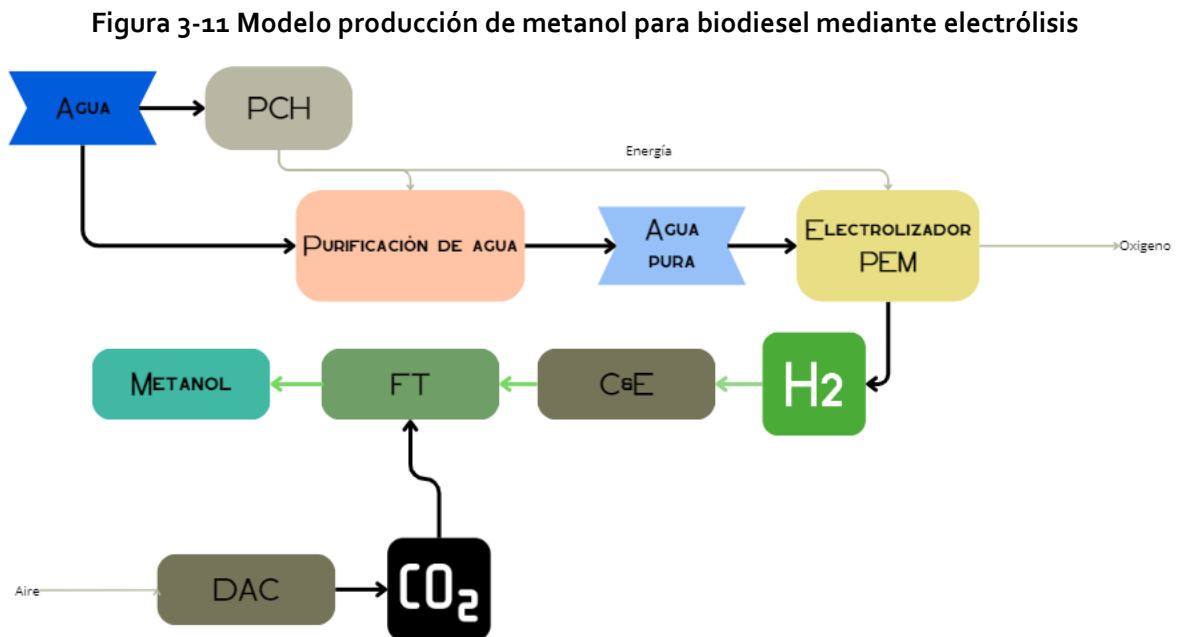
carbono que se produce no es suficiente en ningún caso para cubrir la cantidad requerida para la producción de metanol, se evita esta tecnología.

### 3.2.2.4 PCH y electrolizador

Luego de la producción de electricidad a partir de la PCH una fracción de este caudal se dirige a la producción de hidrógeno por electrólisis. Antes de llegar a esta etapa, el agua debe pasar a una purificación para convertirse en agua ultrapura con el fin de pasar a un electrolizador tipo PEM o ALK, ya que el hidrógeno necesario para la producción de amoníaco debe ser de alta pureza.

En la Figura 3-11 se detalla la cadena de valor del proceso de producción de H<sub>2</sub> verde, desde energía eléctrica producida por una PCH, y de agua tratada después de su uso en la turbina, materia prima en el proceso de electrólisis, que adicionalmente produce Oxígeno (O<sub>2</sub>).

Las dos rutas de producción son iguales a las explicadas en el numeral 3.2.1.4 de producción de H<sub>2</sub> desde PCH para fertilizantes. La diferencia estructural está en la necesidad de un equipo de captura de CO<sub>2</sub> del aire (DAC), para contar con el insumo necesario en la producción de Metanol.



### 3.2.3 Movilidad

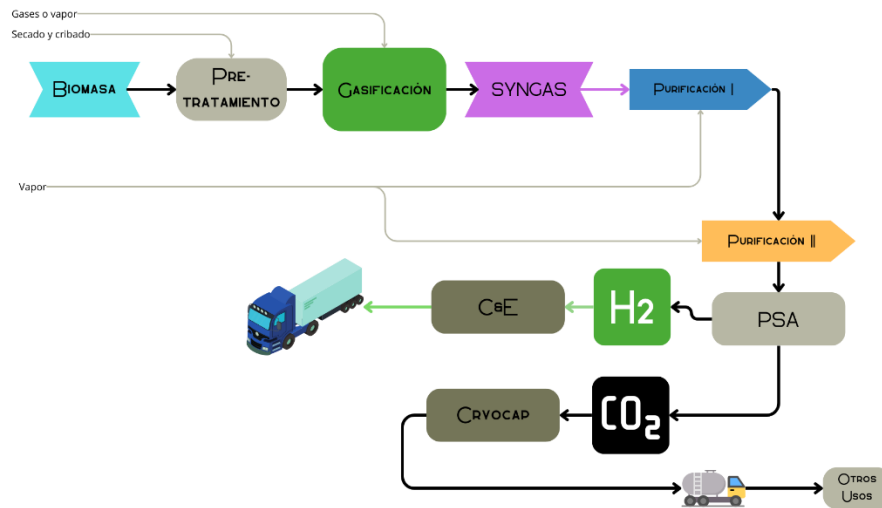
Como se señaló en otros apartes del documento, uno de los principales usos potenciales para el hidrógeno es la movilidad. En este sentido el modelo de negocio consiste en la producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH, para usos en transporte, que de acuerdo con los supuestos atendería transporte de carga en camiones y tractocamiones. Igual que en los casos anteriores se describen los aspectos tecnológicos en cada uno de los procesos de producción y la disponibilidad de recursos. Los valores de CAPEX y OPEX relacionados con estos modelos de negocio se presentan en el Anexo A.

#### 3.2.3.1 Gasificación

En la Figura 3-12 se presenta la cadena de valor del proceso de obtención de hidrógeno mediante gasificación. Dicho proceso es igual al explicado en el numeral 3.2.1.1 de la cadena de valor de gasificación asociada a fertilizantes. La diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para alimentación de celdas de combustible, para asegurar la producción de energía eléctrica con el fin de mover los motores eléctricos de los vehículos.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión (C&E) del gas, para entrega a carrotanques.

Figura 3-12 Modelo producción de hidrógeno para transporte mediante Gasificación

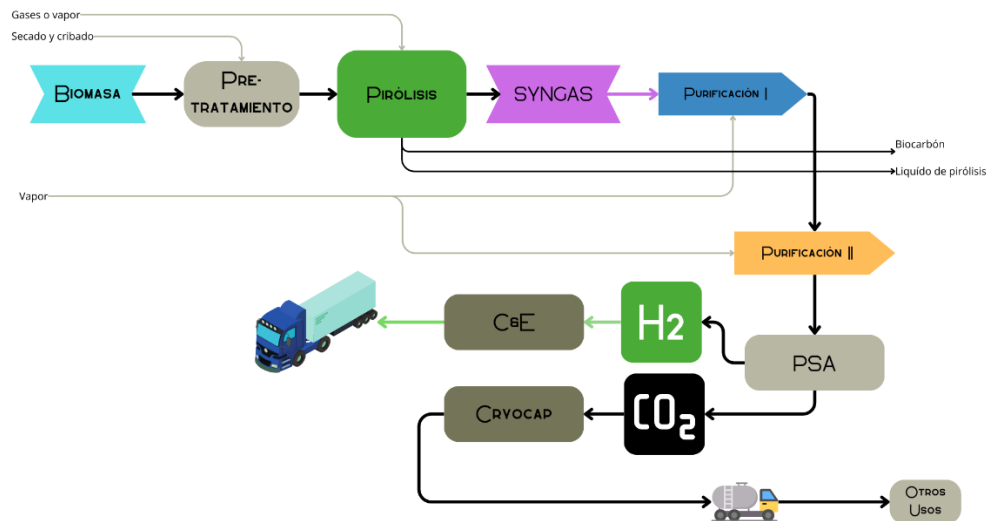


### 3.2.3.2 Pirolisis

En la Figura 3-13 se identifica el proceso de obtención de hidrógeno mediante pirólisis, equivalente al explicado en el numeral 3.2.1.2 de la cadena de valor de pirólisis asociada a fertilizantes. La diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para alimentación de celdas de combustible, para asegurar la producción de energía eléctrica con el fin de mover los motores eléctricos de los vehículos.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión (C&E) del gas, para entrega a carrotaques.

Figura 3-13 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Pirólisis

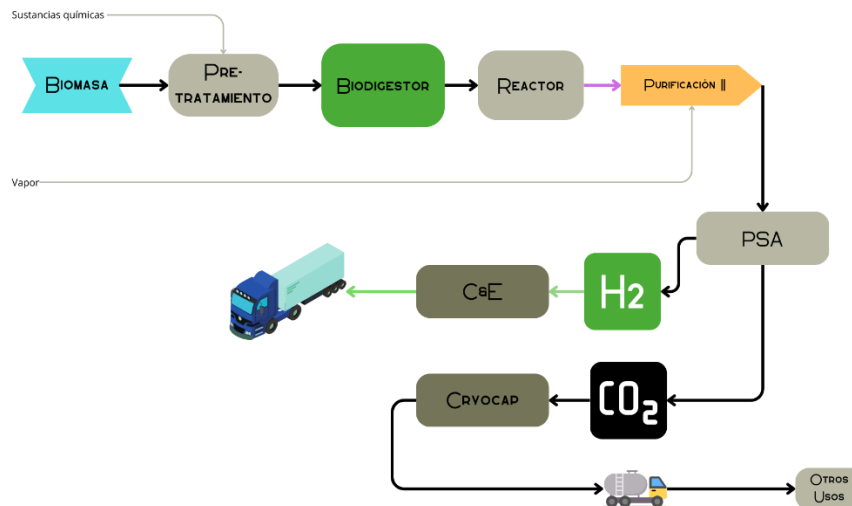


### 3.2.3.3 Reformado de biogás

El proceso de reformado de biogás es equivalente al explicado en el capítulo 3.2.1.3 sobre bioreformado asociado a fertilizantes. Como se observa en la Figura 3-14, la diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para alimentación de celdas de combustible, para asegurar la producción de energía eléctrica con el fin de mover los motores eléctricos de los vehículos.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión (C&E) del gas, para entrega a carrotaques.

Figura 3-14 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Reformado de biogás

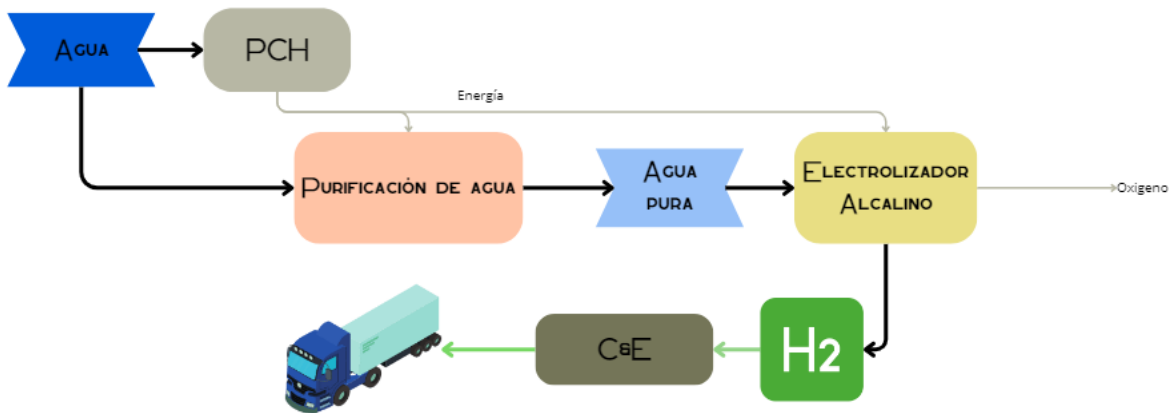


### 3.2.3.4 PCH y electrolizador

Como se observa en la Figura 3-15, luego de la producción de electricidad partir de la PCH una fracción de este caudal se dirige a la producción de hidrógeno por el proceso de electrólisis, antes de llegar a esta etapa del proceso el agua debe pasar a una purificación para convertirse en agua ultrapura con el fin de pasar al electrolizador tipo PEM o ALK ya que es un requisito para el uso que el hidrógeno sea de alta pureza. Este hidrógeno se usa de manera directa para alimentación de celdas de combustible, para asegurar la producción de energía eléctrica con el fin de mover los motores eléctricos de los vehículos.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión (C&E) del gas, para entrega a carrotaques.

Figura 3-15 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante electrolizador



Las dos rutas de producción son iguales a las explicadas en el numeral 3.2.1.4 de producción de H<sub>2</sub> desde PCH para fertilizantes.

### 3.2.4 Blending

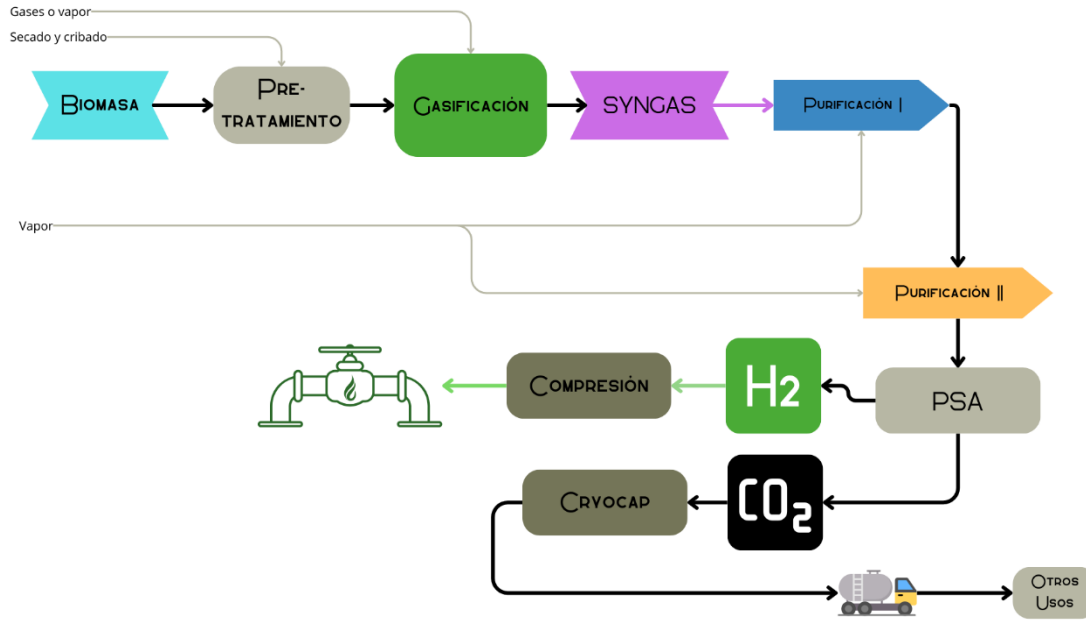
En el caso *Blending* el modelo de negocio consiste en reemplazar parte del consumo de gas natural con un porcentaje de H<sub>2</sub>, que como se expuso anteriormente, está relacionado con las condiciones técnicas que permiten su introducción en la infraestructura de transporte y distribución de gas natural y en los domicilios, sin requerimientos adicionales de inversiones.

#### 3.2.4.1 Gasificación

En la Figura 3-16 se presenta la cadena de valor del proceso de obtención de hidrógeno mediante gasificación. Dicho proceso es igual al explicado en el numeral 3.2.1.1 de la cadena de valor de gasificación asociada a fertilizantes. La diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para inyección en los gasoductos y hacer sustitución energética de un porcentaje del Gas Natural con H<sub>2</sub>, en las aplicaciones de los usuarios actuales del GN.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión del gas, para inyección en los gasoductos.

Figura 3-16 Modelo producción de hidrógeno mediante Gasificación

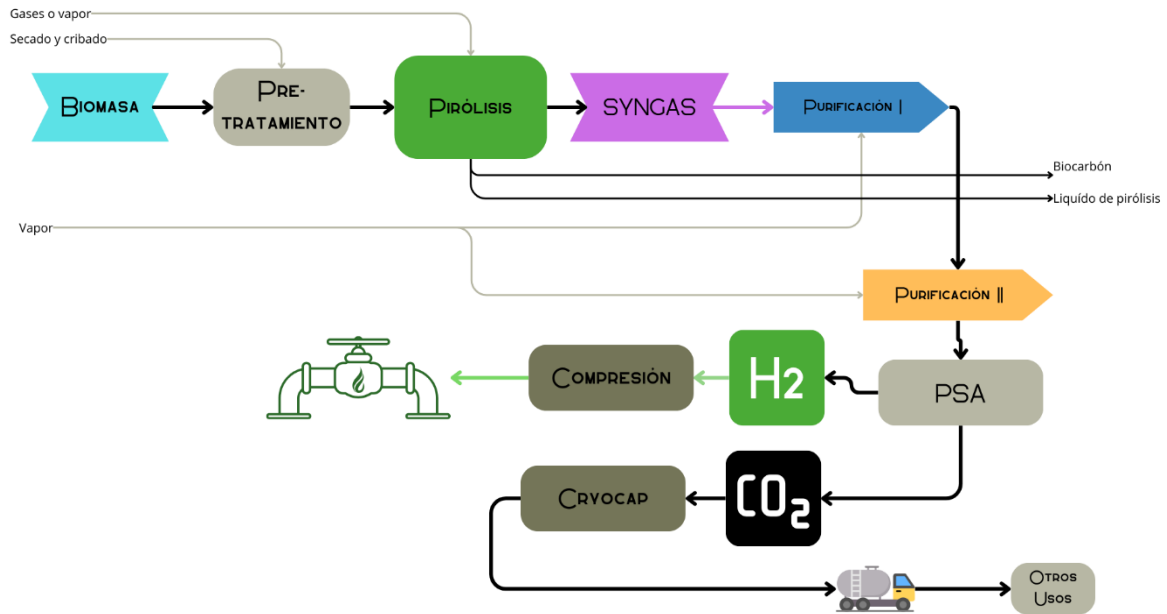


### 3.2.4.2 Pirólisis

En la Figura 3-17 se identifica el proceso de obtención de hidrógeno mediante pirólisis, equivalente al explicado en el numeral 3.2.1.2 de la cadena de valor de pirólisis asociada a fertilizantes. La diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para inyección en los gasoductos y hacer reemplazo energético de un porcentaje del Gas Natural con H<sub>2</sub>, en las aplicaciones de los usuarios actuales del GN.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión del gas, para inyección en los gasoductos.

Figura 3-17 Modelo de producción de hidrógeno para *Blending* mediante Pirólisis.

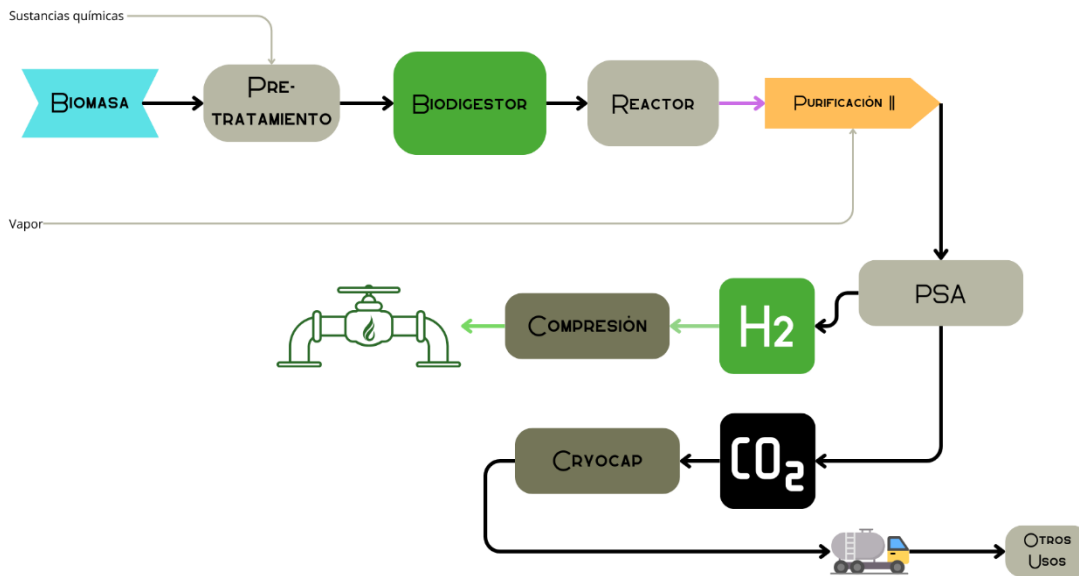


### 3.2.4.3 Reformado de biogás

El proceso de reformado de biogás es equivalente al explicado en el numeral 3.2.1.3 sobre bioreformado asociado a fertilizantes. Como se observa en la Figura 3-18, la diferencia está en el uso del hidrógeno de manera directa para inyección en los gasoductos y hacer reemplazo energético de un porcentaje del Gas Natural con H<sub>2</sub>, en las aplicaciones de los usuarios actuales del GN.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión del gas, para inyección en los gasoductos.

Figura 3-18 Modelo de producción de hidrógeno para transporte mediante Reformado de biogás



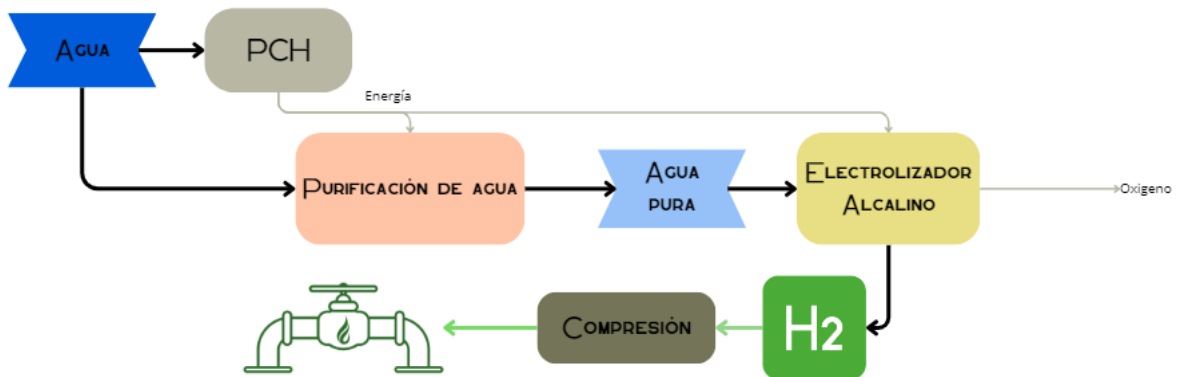
#### 3.2.4.4 PCH y electrolizador

Como se observa en la Figura 3-19, luego de la producción de electricidad partir de la PCH una fracción de este caudal se dirige a la producción de hidrógeno por el proceso de electrólisis, antes de llegar a esta etapa del proceso el agua debe pasar a una purificación para convertirse en agua ultrapura con el fin de pasar al electrolizador tipo PEM o ALK ya que es un requisito para el uso que el hidrógeno sea de alta pureza. Este hidrógeno se usa de manera directa para inyección en los gasoductos y hacer reemplazo energético de un porcentaje del Gas Natural con H<sub>2</sub>, en las aplicaciones de los usuarios actuales del GN.

Adicional a la producción del H<sub>2</sub>, se realiza la Compresión del gas, para inyección en los gasoductos.



Figura 3-19 Modelo de producción de hidrógeno para Blending mediante electrólisis



Las dos rutas de producción son iguales a las explicadas en el numeral 3.2.1.4 de producción de H<sub>2</sub> desde PCH para fertilizantes.

### 3.3 Comparación potencial de recursos primarios con recursos requeridos para suplir demanda de H<sub>2</sub>

Con el objetivo de determinar los potenciales recursos que serán necesarios para la producción del hidrógeno necesario para atender las demandas estimadas, se procede a contrastar la información de los potenciales de recursos (biomasa y potencial desarrollo de PCH) con estas demandas, con el fin de identificar si estos están disponibles en las cantidades necesarias de acuerdo a los modelos de negocios y con ello cuáles serían las cantidades a utilizar, dadas las condiciones técnicas, la características de los recursos y los aspectos técnicos del proceso.

Con esto como referente, a continuación, se presentan los principales resultados en relación con las potenciales biomasa útiles, la relación estimada de producción de hidrógeno para cada una de ellas y las rutas de producción propuestas y un indicador de la disponibilidad o no de la cantidad suficiente recurso para atender las demandas estimadas en los años de referencia (2023, 2030, 2040 y 2050). Un ejercicio similar se presenta para PCH en donde se compara las potenciales capacidades instaladas por departamento frente a las requeridas para atender la demanda en los diferentes usos: fertilizantes, metanol, movilidad y *blending*.

Este ejercicio además de sentar las bases del análisis a nivel de departamento permite definir los casos técnicamente factibles con los que puede producirse el hidrógeno y decantar entre la multiplicidad de recursos disponibles en las regiones analizadas.

### **3.3.1 Biomasa**

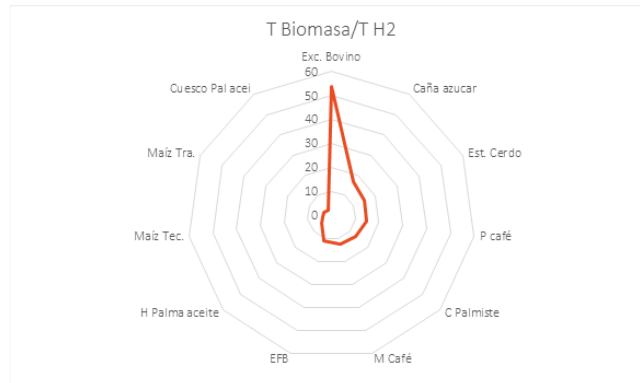
Una vez identificados los potenciales de biomasa residual por departamento, detallados en el informe 1- de esta consultoría, se proceden a determinar las relaciones la cantidad necesaria de cada uno de ellos y su capacidad de producción de hidrógeno, con este referente se lograron determinar las biomasa de mayor eficiencia, entendida como la de mayor capacidad de producción de H<sub>2</sub> con la menor cantidad de biomasa. Este ejercicio fue aplicado a cerca de diecinueve biomasa residuales, como se observa en la Figura 3-20, se grafica el escalafón de las relaciones obtenidas, destacando el maíz en su producción tecnificada y tradicional, que permiten obtener una tonelada de H<sub>2</sub> empleado cuatro toneladas del residuo, as hojas de palma de aceite, que permiten obtener la misma cantidad de hidrogeno con 5 toneladas de la biomasa y con menores eficiencias los desechos de aceite de palma: cáscara, fibra y racimos de fruta vacíos – EFB, que lo hacen con cerca de 11 toneladas de residuo.

#### **3.3.1.1 Relación entre la cantidad de biomasa necesaria y la producción de H<sub>2</sub>**

Una vez identificados los potenciales de biomasa residual por departamento, detallados en el informe 1 de esta consultoría, se proceden a determinar las relaciones de la cantidad necesaria de cada uno de ellos y su capacidad de producción de hidrógeno, con este referente se lograron determinar las biomasa de mayor eficiencia, entendida como la de mayor capacidad de producción de H<sub>2</sub> con la menor cantidad de biomasa.

Este ejercicio fue aplicado a 19 tipos de biomasa residuales, como se observa en la Figura 3-20, en la cual se grafica el escalafón de las relaciones obtenidas, destacando el maíz en su producción tecnificada y tradicional, que permiten obtener una tonelada de H<sub>2</sub> empleado cuatro toneladas del residuo, las hojas de palma de aceite, que permiten obtener la misma cantidad de hidrogeno con 5 toneladas de la biomasa y con menores eficiencias los desechos de aceite de palma: cáscara, fibra y racimos de fruta vacíos – EFB, que lo hacen con cerca de 11 toneladas de residuo.

**Figura 3-20 Relación entre cantidad de biomasa y toneladas producidas de H<sub>2</sub>**



En el extremo contrario de la figura se ubica el estiércol de bovino, como la biomasa de menor relación, requiriendo hasta 54 toneladas del residuo para la producción de una tonelada de H<sub>2</sub>.

Con este referente se procede a evaluar de acuerdo con cada una de las rutas propuestas en el numeral 3 Modelos de negocio, las cantidades de biomasa necesarias para suplir la demanda de H<sub>2</sub> de cada departamento, en cada uno de los años de referencia (2023, 2030, 2040 y 2050) y para cada uso: fertilizantes, metanol, movilidad y *blending*.

### 3.3.1.1.1 Fertilizantes

Para varios tipos de biomasa, al aplicar esta metodología se encuentra que las cantidades potenciales de residuos no son las suficientes para atender la respectiva demanda, por lo que esa biomasa y ruta es descartada del análisis, ejemplo de ello es la paja de trigo para su uso en la producción de H<sub>2</sub> para fertilizantes en todos los subprocesos de la pirolisis en el departamento de Cundinamarca. Para otro tipo de biomasa, como algunos residuales de caña y palma, gracias a las entrevistas realizadas con actores se identificaron limitantes en la recolección, ejemplo de ello el bagazo y tronco de caña, de esta última señalando que la recolección puede representar hasta 30 años debido a la vida de la planta, por lo que no se consideran este tipo de biomasa.

Por su parte, como se observa de la Tabla 21, frente a la demanda estimada en fertilizantes para el año 2023, se observa que en el departamento de Antioquia se tendría el mayor porcentaje promedio de uso, que corresponde al 85,9% en pulpa de café, en las rutas de producción analizadas, con una eficiencia máxima de 7%. Para esta misma demanda de referencia se observan biomasa como la hoja de palma de aceite en el departamento del Magdalena en las que solo se utilizaría en promedio menos del 0,1% del total de residuos.

Tabla 21. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia-Fertilizantes

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa (demanda 2023)	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Antioquia	P café	85,9%	7%
Antioquia	Exc. Bovino	15,1%	2%
Antioquia	Est. Cerdo	7,9%	7%
Boyacá	Caña azúcar	0,8%	6%
Cauca	P café	21,0%	7%
Cauca	Caña azúcar	0,3%	6%
Cundinamarca	Caña azúcar	0,7%	6%
Cundinamarca	Est. Cerdo	4,3%	7%
Cundinamarca	Casc. Arroz	47,1%	8%
Huila	P café	25,4%	7%
Huila	Maíz Tecnificado	54,5%	27%
Huila	Maíz Tradicional	80,5%	27%
Magdalena	H Palma aceite	0,0%	19%
Magdalena	EFB	0,8%	3%
Magdalena	C Palma aceite	0,1%	41%
Magdalena	C Palmiste	3,9%	8%
Santander	H Palma aceite	0,0%	19%
Santander	EFB	0,2%	9%
Santander	C Palma aceite	0,0%	41%
Santander	C Palmiste	1,9%	8%
Santander	Caña azúcar	2,6%	6%
Santander	Exc. Bovino	17,1%	2%
Tolima	P café	18,5%	7%
Tolima	Casc. Arroz	19,2%	8%
Tolima	Maíz Tecnificado	10,6%	18%
Valle del Cauca	Caña azúcar	0,5%	5%
Valle del Cauca	Est. Cerdo	27,4%	7%
Valle del Cauca	Maíz Tecnificado	70,5%	27%

A manera de conclusión, frente a las demandas estimadas en el 2023, se logran atender las demandas estimadas en fertilizantes, en los nueve departamentos con demanda de H<sub>2</sub> para fertilizantes, con el potencial uso de hasta once tipos de biomosas y en promedio se requeriría el 18,46% del uso de los residuos disponibles para lograr los niveles necesarios de producción de H<sub>2</sub>.

Al realizar la estimación con las demandas del año 2050, se observa que el máximo porcentaje de uso aumenta al 96,6% (Antioquia-Pulpa de Café) con un uso promedio del 22% de las biomosas.

### 3.3.1.1.2 Metanol

De acuerdo a lo descrito en los modelos de negocio propuestos para metanol, se obtiene que las demandas estimadas en el año 2023, se podrían atender con el uso de tres biomásas: tallo de algodón, paja de trigo y hojas de palma de aceite. Una vez aplicado el ejercicio para la estimación de disponibilidad por departamento se obtienen cantidades adecuadas para la atención de las demandas identificadas en metanol para los departamentos de Magdalena, Meta y Santander con el uso de hojas de palma de aceite.

En estos tres departamentos incluso con las demandas del año 2050 se tendrían usos menores al 1% de la biomasa disponible con una relación cantidad residuo-producción de H<sub>2</sub> de 19%.

Tabla 22. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- Metanol

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Magdalena	Hojas de palma aceite	0,0040%	19%
Meta	Hojas de palma aceite	0,0010%	19%
Santander	Hojas de palma aceite	0,0058%	19%

Para el caso de metanol, no se contarían con las cantidades o biomásas necesarias para atender la demanda de los departamentos de Valle de Cauca y Cundinamarca.

### 3.3.1.1.3 Movilidad

En los modelos de negocio de movilidad, es donde se identifican un mayor número de departamentos, de acuerdo con la metodología de estimación empleada. En este caso con la demanda mínima de H<sub>2</sub> se tendría un promedio de uso de residuos del 1,80%, con un máximo asociado al tallo del algodón en el departamento del Cesar con el 24,1%.

Tabla 23. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- Movilidad

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Antioquia	P café	1,2%	7%
Antioquia	M Café	11,0%	8%
Antioquia	Exc. Bovino	0,2%	2%
Antioquia	Est. Cerdo	0,1%	7%
Boyacá	Caña azúcar	0,0%	6%
Boyacá	P trigo	17,8%	5%
Casanare	H Palma aceite	0,0%	19%
Casanare	EFB	0,0%	9%
Casanare	Cuesco Pal aceite	0,0%	41%
Casanare	C Palmiste	0,0%	8%

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Casanare	Exc. Bovino	0,0%	2%
Cauca	P café	0,2%	7%
Cauca	M Café	1,4%	8%
Cauca	Caña azúcar	0,0%	6%
Cesar	EFB	0,0%	9%
Cesar	Cuesco Pal aceite	0,0%	41%
Cesar	C Palmiste	0,0%	8%
Cesar	H Palma aceite	0,0%	19%
Cesar	T algodón	24,1%	21%
Córdoba	Exc. Bovino	0,0%	2%
Córdoba	Est. Cerdo	0,1%	7%
Córdoba	Maíz Tecnificado	0,2%	27%
Córdoba	Maíz Tradicional	0,5%	27%
Córdoba	T algodón	6,4%	21%
Cundinamarca	Caña azúcar	0,1%	6%
Cundinamarca	Est. Cerdo	0,6%	7%
Cundinamarca	Casc. Arroz	6,5%	8%
Eje Cafetero	P café	0,5%	7%
Eje Cafetero	M Café	4,2%	8,19%
Huila	P café	0,1%	6,81%
Huila	Maíz Tecnificado	0,2%	26,61%
Huila	M Café	0,6%	8,19%
Huila	Maíz Tradicional	0,4%	26,61%
Huila	T algodón	10,8%	20,93%
La Guajira	Casc. Arroz	0,2%	7,98%
La Guajira	T algodón	8,1%	20,93%
Magdalena	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Magdalena	EFB	0,0%	2,98%
Magdalena	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Magdalena	C Palmiste	0,0%	7,60%
Meta	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Meta	EFB	0,0%	9,03%
Meta	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Meta	C Palmiste	0,0%	7,60%
Meta	Exc. Bovino	0,0%	1,86%
Meta	Est. Cerdo	0,1%	6,68%
Meta	Maíz Tecnificado	0,1%	26,61%
Meta	Casc. Arroz	0,4%	8,00%
Nariño	P trigo	2,3%	5,42%
Santander	H Palma aceite	0,00%	19,07%
Santander	EFB	0,00%	9,03%
Santander	Cuesco Pal aceite	0,00%	40,63%
Santander	C Palmiste	0,02%	7,60%
Santander	Caña azúcar	0,03%	5,96%
Santander	Exc. Bovino	0,18%	1,86%

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Tolima	P café	0,22%	6,81%
Tolima	Casc. Arroz	0,23%	8,00%
Tolima	Maíz Tecnificado	0,13%	17,95%
Tolima	M Café	1,99%	8,19%
Tolima	T algodón	2,93%	20,93%
Tolima	Maíz Tradicional	8,99%	26,61%
Valle del Cauca	Caña azúcar	0,01%	4,64%
Valle del Cauca	Est. Cerdo	0,38%	6,68%
Valle del Cauca	Maíz Tecnificado	1,39%	26,61%

Para el año 2050, con la demanda estimada más alta, se observa un incremento de hasta el 18,28% promedio de las necesidades de residuos, para este año en el departamento del Huila los procesos asociados podrían representar un promedio de 90,5% del uso de los residuos. En contraste, residuos como el cuesco y las hojas de palma de aceite cubrirían suficientemente las demandas en los departamentos de Casanare, Cesar, Magdalena, Meta, Santander.

#### 3.3.1.1.4 Blending

Como en los demás usos, en el caso de *Blending*, para todos los departamentos se identifican diferentes tipos de biomasa que a través de las diferentes rutas propuesta lograrían garantizar la atención de las demandas estimadas. En este caso, para las demandas estimadas para el año 2023, con un uso promedio de 10,64% y un máximo de 74,85% del uso de cascarilla de arroz en el departamento de Cundinamarca y porcentajes similares en el eje cafetero con mucílago de café, y maíz tradicional en el departamento del Tolima.

Tabla 24. Cantidades de biomasa requeridas por departamento- Eficiencia- *Blending*

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Antioquia	P café	22,2%	7%
Antioquia	Exc. Bovino	3,9%	2%
Antioquia	Est. Cerdo	2,0%	7%
Boyacá	Caña azúcar	1,2%	6%
Casanare	H Palma aceite	0,0%	19%
Casanare	EFB	0,1%	9%
Casanare	Cuesco Pal aseo	0,0%	41%
Casanare	C Palmiste	0,9%	8%
Casanare	Exc. Bovino	5,3%	2%
Cauca	P café	4,9%	7%
Cauca	M Café	43,5%	8%

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Cauca	Caña azúcar	0,1%	6%
Cesar	EFB	0,0%	9%
Cesar	Cuesco Pal aceite	0,0%	41%
Cesar	C Palmiste	0,3%	8%
Cesar	H Palma aceite	1,4%	19%
Córdoba	Exc. Bovino	7,1%	2%
Córdoba	Est. Cerdo	13,0%	7%
Córdoba	Maíz Tecnificado	33,9%	27%
Córdoba	Maíz Tradicional	56,2%	27%
Cundinamarca	Caña azúcar	1,1%	6%
Cundinamarca	Est. Cerdo	6,8%	7%
Cundinamarca	Casc. Arroz	74,9%	8%
Eje cafetero	P café	8,2%	7%
Eje cafetero	M Café	72,7%	8%
Huila	P café	1,4%	7%
Huila	Maíz Tecnificado	4,3%	27%
Huila	M Café	12,5%	8%
Huila	Maíz Tradicional.	7,4%	26,61%
Magdalena	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Magdalena	EFB	0,3%	2,98%
Magdalena	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Magdalena	C Palmiste	1,4%	7,60%
Meta	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Meta	EFB	0,0%	9,03%
Meta	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Meta	C Palmiste	0,3%	7,60%
Meta	Exc. Bovino	5,4%	1,86%
Meta	Est. Cerdo	9,3%	6,68%
Meta	Maíz Tecnificado.	15,0%	26,61%
Meta	Casc. Arroz	49,2%	8,00%
Santander	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Santander	EFB	0,0%	9,03%
Santander	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Santander	C Palmiste	0,4%	7,60%
Santander	Caña azúcar	0,5%	5,96%
Santander	Exc. Bovino	3,3%	1,86%
Tolima	P café	2,3%	6,81%
Tolima	Casc. Arroz	2,4%	8,00%
Tolima	Maíz Tecnificado.	1,31%	17,95%
Tolima	M Café	20,37%	8,19%
Tolima	T algodón	30,08%	20,93%
Tolima	Maíz Tradicional.	64,69%	26,61%
Valle del Cauca	Caña azúcar	0,02%	4,64%
Valle del Cauca	Est. Cerdo	0,90%	6,68%
Valle del Cauca	Maíz Tecnificado.	3,29%	26,61%



Para el caso de las demandas identificadas para el año 2050, el porcentaje promedio de uso aumentaría al 15,54% y los máximos se ubicarían en alrededor el 96% del uso, existen para varios departamentos y biomasa usos que se mantienen en menos del 1% del promedio del uso.

De los resultados obtenidos por uso, con excepción de los departamentos de Valle de Cauca y Cundinamarca en donde las biomasa no permiten atender las demandas estimadas; se observa para todos los usos y demás departamentos se cuenta con varios tipos de biomasa útiles para la producción del H<sub>2</sub> necesario, incluso en los escenarios de mayor demanda, esto reitera por un lado la potencialidad que existe para la producción de hidrogeno a partir de biomasa residual, pero si deja de manifiesto la necesidad de actualizar la información de los atlas de biomasa y otras fuentes oficiales de información y en todo caso, plantear de manera coordinada mecanismos para el adecuado y sostenible aprovechamiento de este tipo de recursos.

### 3.3.1.2 Balance total por departamento

Asimismo, se realiza la estimación de las cantidades totales de biomasa, que se requerirían para atender la demanda total de hidrógeno, es decir la suma de las demandas en todos los usos, identificando si las cantidades de residuos disponibles de manera teórica podrían atender estas necesidades.

De este ejercicio se observa que, en los departamentos de Nariño, Norte de Santander y la Guajira no habría cantidad suficiente de ningún tipo de biomasa, incluso con la demanda total del primer año de análisis (2023). En otros departamentos (Tolima, Huila, Cesar) las opciones de biomasa se limitan, en algunos casos quedando una solo alternativa (ej.: Hojas de caña de azúcar en el departamento de Boyacá. En general, de las biomasa disponibles, se tendría un promedio de uso de 17,55%.

Tabla 25. Cantidades de biomasa requeridas por departamento-total demanda de H<sub>2</sub>

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Antioquia	P café	98,16%	7%
Antioquia	Exc. Bovino	19,26%	2%
Antioquia	Est. Cerdo	10,05%	7%
Boyacá	Caña azúcar	2,1%	6%
Casanare	H Palma aceite	0,0%	19%
Casanare	EFB	0,1%	9%
Casanare	Cuesco Pal aceite	0,0%	41%
Casanare	C Palmiste	0,9%	8%
Casanare	Exc. Bovino	5,3%	2%

Departamento	Biomasa	Promedio de uso de biomasa	Máxima eficiencia de uso de biomasa
Cauca	P café	26,1%	7%
Cauca	Caña azúcar	0,3%	6%
Cesar	EFB	0,0%	9%
Cesar	Cuesco Pal aceite	0,0%	41%
Cesar	C Palmiste	0,3%	8%
Cesar	H Palma aceite	1,4%	19%
Córdoba	Exc. Bovino	7,1%	2%
Córdoba	Est. Cerdo	13,0%	7%
Córdoba	Maíz Tecnificado	34,1%	27%
Córdoba	Maíz Tradicional	56,5%	27%
Cundinamarca	Caña azúcar	3,8%	6%
Cundinamarca	Est. Cerdo	22,6%	7%
Eje cafetero	P café	8,7%	7%
Eje cafetero	M Café	77,0%	8%
Huila	P café	26,9%	7%
Huila	Maíz Tecnificado	57,7%	27%
Huila	Maíz Tradicional	74,6%	27%
Magdalena	H Palma aceite	0,0%	19%
Magdalena	EFB	1,3%	3%
Magdalena	Cuesco Pal aceite	0,1%	40,63%
Magdalena	C Palmiste	6,1%	7,60%
Meta	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Meta	EFB	0,1%	9,03%
Meta	Cuesco Pal aceite	0,0%	40,63%
Meta	C Palmiste	0,5%	7,60%
Meta	Exc. Bovino	8,0%	1,86%
Meta	Est. Cerdo	13,7%	6,68%
Meta	Maíz Tecnificado	22,2%	26,61%
Meta	Casc. Arroz	72,9%	8,00%
Santander	H Palma aceite	0,0%	19,07%
Santander	EFB	0,4%	9,03%
Santander	Cuesco Pal aceite	0,1%	40,63%
Santander	C Palmiste	3,6%	7,60%
Santander	Caña azúcar	5,0%	5,96%
Santander	Exc. Bovino	32,7%	1,86%
Tolima	P café	21,1%	6,81%
Tolima	Casc. Arroz	21,8%	8,00%
Tolima	Maíz Tecnificado.	12,0%	17,95%
Valle del Cauca	Caña azúcar	0,6%	4,64%
Valle del Cauca	Est. Cerdo	32,4%	6,68%
Valle del Cauca	Maíz Tecnificado	76,69%	26,61%

Frente a las demandas totales estimadas para el año 2050, se reducen aún más las opciones de biomasa por departamento, alcanzando un promedio de uso de biomasa del 24,27%, con algunos usos de hasta el 97% del total de residuo teórico disponible. También vale la

pena señalar que en algunos departamentos y cierto tipo de biomasa incluso con la demanda más alta, se obtienen promedio de uso menores al 1%, como el cuesco de palma de aceite en el departamento del Santander. En todos los casos, un siguiente paso oportuno en la verificación de las disponibilidades y cadenas de logística requeridas para el acceso a la biomasa residual, este aspecto será clave para viabilizar los modelos de negocio y la elección entre las alternativas.

### 3.3.2 PCH

Como en el caso de biomasa, para las PCH se busca responder si los potenciales de proyectos referenciados serían suficientes para atender las demandas estimadas de hidrogeno. Con esto presente se compara el potencial de producción de H<sub>2</sub> año con las PCH identificadas en cada departamento, frente a las demandas de H<sub>2</sub> estimadas en cada departamento por tipo de usos, estableciendo el porcentaje que logra ser atendido de la demanda por los proyectos identificados en cada departamento.

A continuación, se presenta el resumen de los resultados obtenidos para cada caso de negocio.

#### 3.3.2.1 Fertilizantes

Como se observa en la Tabla 26, de las cantidades potenciales de producción, en los departamentos de Valle de Cauca (230%) y Cundinamarca (113%) no son suficientes para cubrir el total de la demanda de H<sub>2</sub> estimada para el 2023; en los demás departamentos, será suficiente con el recurso asociado a PCH para atender la demanda total de cada departamento, con una cobertura entre el 42% (Antioquia) y el 81% (Santander).

Tabla 26. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H<sub>2</sub> para fertilizante

Departamento	Potencial EE PCH MWh/año	Potencial producción H <sub>2</sub> T/año	Demanda estimada de H <sub>2</sub> 2023	Porcentaje del recurso utilizado- 2023	Demanda estimada de H <sub>2</sub> 2050	Porcentaje del recurso utilizado- 2050
Antioquia	1.725.387	31.371	13.112	42%	16.427	52%
Santander	530.278	9.641	7.825	81%	9.804	102%
Valle del Cauca	432.674	7.867	18.096	230%	18.096	230%
Cauca	246.822	4.488	2.534	56%	3.175	71%
Tolima	236.520	4.300	2.240	44%	2.807	65%
Cundinamarca	92.506	1.682	1.893	113%	1.893	113%

Al realizar la misma comparativa con las demandas estimadas para el año 2050, en Antioquia, Cauca y Tolima se suplirían sus demandas con porcentajes de recurso usado

entre el 52% y el 71%, mientras que el departamento del Santander tendría un déficit menor con el 102% del uso del potencial recurso.

### 3.3.2.2 Metanol

En cuanto a las cantidades del recurso hídrico, en el departamento de Valle del Cauca sería el único con el potencial para atender la demanda definida para metanol tanto en la estimada para el 2023 (31%) como la del 2050 alcanzando el 58% del uso del recurso. En los demás departamentos con PCH no se identifican potenciales demandas de este subproducto y en el departamento de Cundinamarca no se lograría atender el total de la demanda (291%).

Tabla 27. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H<sub>2</sub> para metanol

Departamento	Potencial EE PCH MWh/año	Potencial producción H <sub>2</sub> T/año	Demanda estimada de H <sub>2</sub>	Porcentaje del recurso utilizado
Antioquía	1.725.387	31.371		0%
Santander	530.278	9.641		0%
Valle Del Cauca	432.674	7.867	2.446	31%
Cauca	246.822	4.488		0%
Tolima	236.520	4.300		0%
Cundinamarca	92.506	1.682	4.892	291%

### 3.3.2.3 Movilidad

Al contrastar las demandas necesarias con la disponibilidad de recursos hídricos, en el caso de las demandas identificadas en el año 2030, se cuenta con disponibilidad en todos los departamentos con proyectos de PCH registrados, logrando uso del recurso menores al 1% y hasta el 16% (Cundinamarca).

Tabla 28. Potencial de recursos con PCH para atender demanda de H<sub>2</sub> para movilidad

Departamento	Potencial EE PCH MWh/año	Potencial producción H <sub>2</sub> Ton/año	Demanda estimada de H <sub>2</sub> 2030	Porcentaje del recurso utilizado 2030	Demanda estimada de H <sub>2</sub> 2050	Porcentaje del recurso utilizado 2050
Antioquia	1.725.387	31.371	189	1%	30.998	99%
Santander	530.278	9.641	80	1%	13.150	136%
Valle Del Cauca	432.674	7.867	249	3%	40.932	520%
Risaralda	339.170	6.167	65	1%	6.960	113%
Cauca	246.822	4.488	19	0%	3.157	70%
Tolima	236.520	4.300	27	1%	4.442	103%
Cundinamarca	92.506	1.682	261	16%	42.776	2543%

A pesar de lo anterior al calcular las cantidades a demandar en el 2050, únicamente en los departamentos de Cauca (70%) y Antioquia (99%) se lograrían atender las demandas estimadas, en lo demás casos son requerimientos son sustancialmente mayores.

### 3.3.2.4 Blending

En el caso de los modelos de negocio a partir de PCH para *blending*, el único departamento donde no se lograrían atender las demandas es de Cundinamarca. En los demás departamentos en el caso de las demandas estimadas para el 2030, se lograrían con PCH coberturas entre el 3% (Valle del Cauca) y el 18% (Risaralda) y frente a las potenciales demandas del año 2050 entre el 14% en el departamento del Tolima y hasta el 33% de Santander.

Tabla 29. Recursos disponibles por departamento PCH– *Blending*

Departamento	Potencial EE PCH MWh/año	Potencial producción H <sub>2</sub> Ton/año	Demanda estimada de H <sub>2</sub> 2030	Porcentaje del recurso utilizado 2030	Demanda estimada H <sub>2</sub> 2050	Porcentaje del recurso utilizado 2050
Antioquia	1.725.387	31.371	3.392	11%	7.315	23%
Santander	530.278	9.641	1.493	15%	3.220	33%
Valle Del Cauca	432.674	7.867	249	3%	1.279	16%
Risaralda	339.170	6.167	1.118	18%	2.411	39%
Cauca	246.822	4.488	593	13%	1.279	29%
Tolima	236.520	4.300	277	6%	599	14%
Cundinamarca	92.506	1.682	3.010	179%	6.490	386%

Con el ejemplo del caso de movilidad, se puede por un lado dimensionar las oportunidades para una mayor capacidad de PCH, en caso de ser viables las alternativas de producción de H<sub>2</sub> con esta tecnología, o en todos los casos, la oportunidad para fomentar el desarrollo de soluciones combinadas en un mismo departamento para abastecer los requerimientos identificados y otras oportunidades de crecimiento, esta última alternativa tendría limitantes para producción de metanol en el departamento de Cundinamarca, en el que no se podría atender con biomasa ni con PCH las demandas estimadas.

### 3.3.2.5 Balance total por departamento

Como en el caso de biomasa se realizó la estimación de los potenciales de PCH frente a las cantidades totales demandadas por departamento, contemplando cuando hay lugar a ello, los cuatro usos.

Los resultados (ver Tabla 30) muestran que los potenciales proyectos de PCH no tendrían las capacidades necesarias para atender las demandas del año 2023 en los departamentos

de Valle del Cauca, Risaralda y Cundinamarca. En los demás departamentos si se tendría disponibilidad total en PCH.

**Tabla 30. Recursos disponibles por departamento PCH– Demanda total**

Departamento	Potencial EE PCH MWh/año	Potencial producción H2 Ton/año	Demanda estimada de H <sub>2</sub> -Total (2023)	Porcentaje del recurso utilizado	Demanda estimada de H <sub>2</sub> Total (2050)	Porcentaje recurso utilizado
Antioquia	1.725.387	31.371	16.694	53%	54.742	174%
Santander	530.278	9.641	1.574	16%	16.371	170%
Valle Del Cauca	432.674	7.867	10.771	137%	56.554	719%
Risaralda	339.170	6.167	19.279	313%	27.467	445%
Cauca	246.822	4.488	613	14%	4.436	99%
Tolima	236.520	4.300	2.840	66%	8.218	191%
Cundinamarca	92.506	1.682	10.404	619%	52.075	3096%
<b>Total</b>	<b>3.603.356</b>	<b>65.516</b>	<b>62.175</b>		<b>219.864</b>	

Al contemplar las demandas de H<sub>2</sub> del año 2050, el único departamento que lograría cubrir la demanda total con PCH sería el departamento del Cauca, aunque esto implicaría un uso del 99% del recurso. Estos resultados reafirman la tesis en la que las alternativas de producción de H<sub>2</sub> deberían estudiarse como capacidades complementarias entre tipos de recursos y en el caso de departamentos con recursos hídricos disponibles, la producción de H<sub>2</sub> podría viabilizar nuevos proyectos de PCH, de darse las condiciones financieras para ello.

## 4 Costo nivelado de producción

---

El costo nivelado del hidrógeno, LCOH, (por sus siglas en inglés) es una medida del costo de producción de hidrógeno, teniendo en cuenta los costos de inversión, operación y mantenimiento. Se calcula como la relación entre el costo total de producción de H<sub>2</sub> y la cantidad de hidrógeno producido durante la vida útil del proyecto.

El costo total está compuesto por los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento en los que se incurre, el costo de inversión incluye los costos de capital inicial para la instalación de la planta, el costo de operación y mantenimiento incluye los costos de insumos principales, personal, y gastos generales para operar la planta.

La producción de hidrógeno es la cantidad de hidrógeno producido por la planta en un período de tiempo determinado, en este caso se utiliza el periodo de vida útil del proyecto.

Se desarrolló un modelo que calcula el costo nivelado del hidrógeno o de sus derivados, junto con algunos indicadores financieros partiendo del uso final: fertilizantes, movilidad, metanol, y *blending*, cada departamento con disponibilidad de biomasa y demanda interna potencial, así como el proceso (pirolisis, gasificación y reformado de vapor) y la ruta disponible.

### 4.1 Modelo de evaluación

El modelo está diseñado para estimar el costo nivelado dependiendo del recurso primario utilizado, biomasa o energía de PCH.

En primer lugar, se define el uso del H<sub>2</sub>, luego se selecciona el energético primario, que puede ser biomasa o energía de las PCH. En el caso de biomasa se define el proceso de producción de producción de H<sub>2</sub> así:

- Pirolisis
- Gasificación.
- Reformado de vapor.

Para cada uno de estos procesos se definen diferentes rutas de obtención de hidrógeno definidas para cada proceso, tal como se muestra en el Anexo C.

El siguiente criterio de selección es el Departamento, para esto se incluyeron únicamente los departamentos en los cuales se cuenta con un potencial de biomasa o potencial hidro energético suficiente para cubrir la demanda asociada a los usos finales de H<sub>2</sub> o sus derivados que fueron estimados previamente.

Otro criterio empleado, es la captura de CO<sub>2</sub>, que incluye únicamente la captura y no el tratamiento final del CO<sub>2</sub>.

Como referencia se presenta la demanda potencial estimada en el departamento respectivo tanto de H<sub>2</sub> como del derivado del caso de negocio, si es el caso. Estos valores sirven de referencia para seleccionar la capacidad de producción a instalar que se encuentra más adelante.

#### **4.1.1 Supuestos del modelo**

En los supuestos del modelo se definen aspectos generales como:

- La tasa anual de crecimiento de la demanda de H<sub>2</sub> en el departamento<sup>1</sup>.
- La capacidad a instalar de la o las plantas de producción de H<sub>2</sub>, para esto se considera la posibilidad de plantas modulares que se pueden ir construyendo a medida que aparece la demanda.
- Vida útil del proyecto.
- Tipo de biomasa utilizada.
- Costo estimado de la biomasa, se define un rango de referencia de la biomasa entre 15 y 40 USD/T, lo anterior con base en la información recopilada en las entrevistas con los agentes, ver Anexo B.

#### **4.1.2 Estructura financiera**

Para el análisis financiero del modelo se incluyen los siguientes parámetros de entrada:

- Porcentaje de deuda y porcentaje capital propio.
- Plazo de la deuda en años.
- Tasa financiación.
- Periodo de gracia en años, de acuerdo con las posibles condiciones de financiación.
- Depreciación, se consideran varios escenarios de depreciación, de 3, 5, 10 y 15 años.
- Los años en los cuales se podría contar con deducción de renta por realizar este tipo de inversiones y el porcentaje de deducción.
- Impuesto renta.
- Tasa inversionista.

---

<sup>1</sup> Para definir los casos de negocio, se realiza una identificación de la correspondencia con la potencial demanda, atendiendo en principio un criterio de ubicación geográfica, asociado a la instalación de capacidades en la región y especialmente, a la minimización de costos de logística, reducción de necesidades de infraestructura de transporte y de almacenamiento del hidrógeno.



### 4.1.3 Costo nivelado

El costo nivelado del hidrógeno, LCOH, (por sus siglas en inglés), corresponde al costo medio por unidad de hidrógeno producido durante el ciclo de vida del proyecto. Es una de las métricas más comunes para determinar la competitividad de proyectos de producción de H<sub>2</sub>.

La expresión para su cálculo se presenta a continuación:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Costos_{nt}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Hidrógeno_t}{(1+r)^t}}$$

En el componente de costos se incluyen los relacionados con el CAPEX y con el OPEX, durante la vida del proyecto, en el denominador se emplea la producción anual de H<sub>2</sub> durante el mismo periodo.

En el caso del amoniaco y del metanol, se estima el valor respecto a la producción del producto final. Si bien en estos casos, los costos son mayores tanto en CAPEX (al incluir etapas adicionales para la obtención del amoniaco a partir del H<sub>2</sub>) como en OPEX (al requerir mayores insumos), la producción se incrementa en una relación del orden de 1 a 5,6 (A manera de ejemplo, por cada kg de H<sub>2</sub> se obtienen 5.6 kg de amoniaco). Lo anterior hace que el costo nivelado tanto del amoniaco como del metanol sea mucho menor que el del H<sub>2</sub>.

### 4.1.4 Precios de venta

Se utilizan como referencia para comparar con el costo nivelado calculado, así como, para estimar los ingresos potenciales que son empleados en el análisis financiero de los negocios.

### 4.1.5 Ajuste de costos de instalación a nivel regional

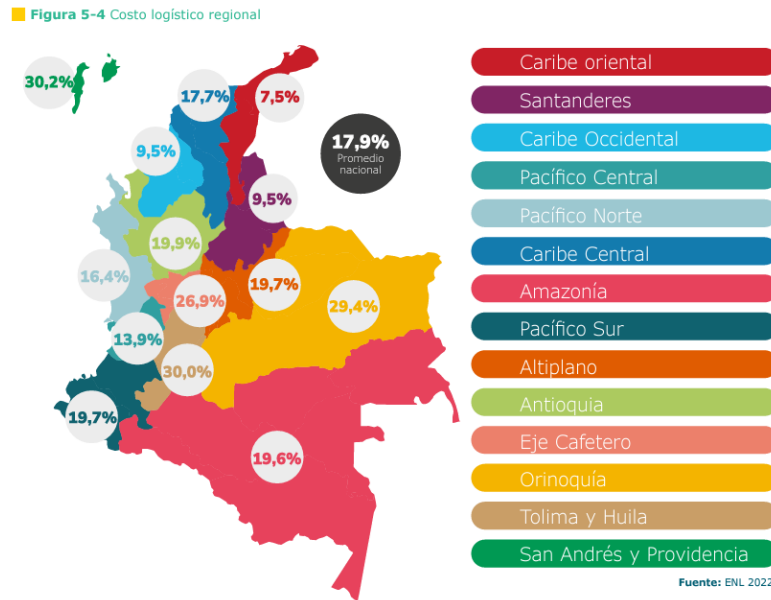
Los costos de instalación de las plantas, que son obtenidos a través de paramétricos con base en referencias internacionales, se ajustan a nivel regional o departamental utilizando el costo logístico regional de la encuesta nacional logística, ENL, del DNP, edición 2022.

Estos costos incluyen los costos relacionados con almacenamiento, transporte, servicio al cliente y otros, si bien, representan un porcentaje respecto al precio de venta, para esta estimación se aplican al costo de instalación.

Previo a la aplicación de los porcentajes de le ENL, se estiman costos de importación (fletes, seguros, nacionalización, bodegajes, otros) del 5%.

En la Figura 4-1 se presenta el costo logístico regional de la encuesta nacional logística, ENL, del DNP, edición 2022.

**Figura 4-1 Costo logístico regional**



Fuente: encuesta nacional logística, 2022 – DNP

#### 4.1.6 Resultados del modelo

Como resultado de la modelación y con base en los parámetros de entrada seleccionados se obtiene el costo nivelado de producción y algunos indicadores financieros como:

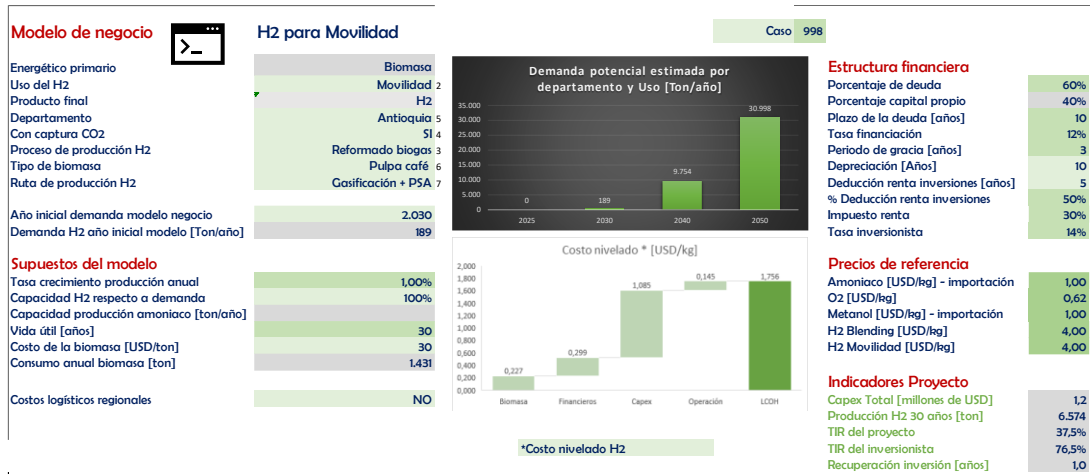
- La TIR del proyecto.
- La TIR del inversionista.
- Periodo de recuperación de la inversión.
- El nivel de inversiones requerido.
- La producción de H<sub>2</sub> o sus derivados durante la vida útil del proyecto.

#### 4.2 Resultados obtenidos para biomasa

Se desarrolló un modelo de evaluación en Excel que calcula el costo nivelado de producción de H<sub>2</sub>, Amoniaco y Metanol y calcula algunos indicadores financieros de cada caso de negocio. Este modelo se encuentra parametrizado y permite modificar los principales parámetros de estimación del costo nivelado y de los indicadores financieros.

En la Figura 4-2 se presenta el tablero de control del modelo de evaluación que contiene los parámetros de entrada, el costo nivelado de producción y algunos de los indicadores financieros señalados anteriormente.

Figura 4-2 Tablero de control modelo de estimación de costos - Biomasa

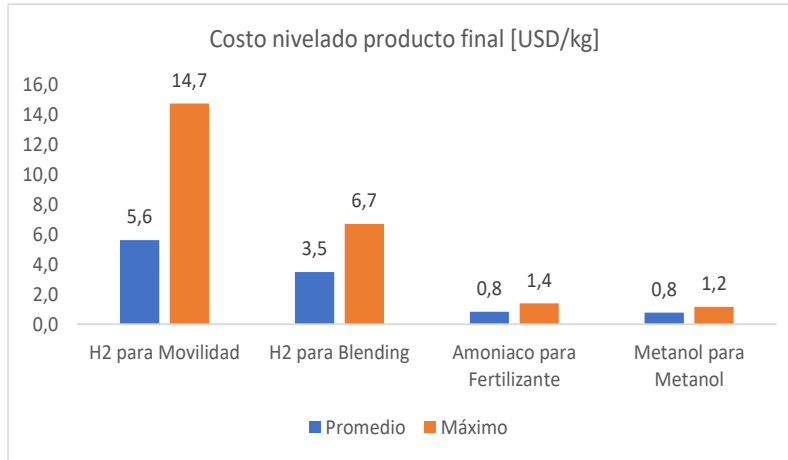


Con las posibles combinaciones dadas por el tipo de uso, el departamento, el proceso de producción de H<sub>2</sub>, la biomasa utilizada y la ruta de producción, se obtuvieron 1.500 casos, a continuación, se presentan los resultados agregados mostrando los valores medios y máximos estimados.

#### 4.2.1 Costo nivelado por tipo de uso

En la siguiente tabla se presenta el costo nivelado promedio y máximo para los diferentes usos, para obtener estos resultados se estimó el valor de 1.500 posibles casos. De los 1.550 casos simulados se excluyeron los resultados de 68 casos cuyo costo fue superior a 15 USD/kg de H<sub>2</sub>. Para movilidad se emplearon 603 casos de producción de H<sub>2</sub>, en el caso de *Blending* se utilizaron 577 casos de producción de H<sub>2</sub>. En relación con el amoníaco como fertilizante se tiene el costo promedio de producción de amoníaco a partir de 239 casos simulados y para Metanol se obtuvieron 19 casos.

**Figura 4-3 Costo nivelado promedio y máximo por uso [USD/kg]**



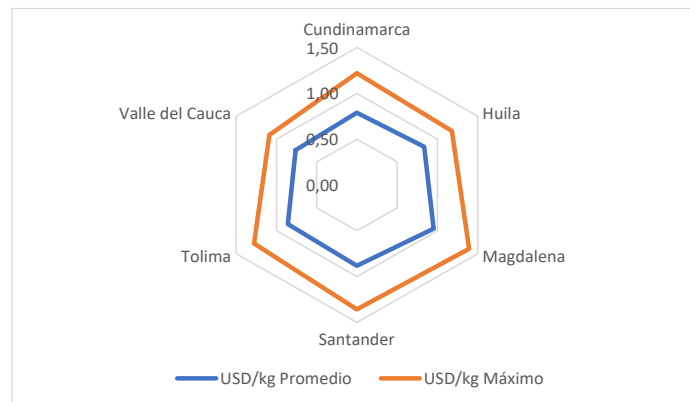
EL costo promedio de producción estimado a nivel país para al amoniaco y el metanol se es del orden de 0.8 USD/kg con un valor máximo de 1,4 USD/kg. El costo promedio del H<sub>2</sub> para movilidad se encuentra alrededor de 5,6 USD/kg y para *Blending* se obtiene un valor de 3,5 USD/kg.

La dispersión de estos valores obedece en general, al amplio rango de biomasa, procesos, rutas y captura o no de CO<sub>2</sub>, en los siguientes numerales se presenta información con mayor grado de desagregación que permite identificar valores a nivel de departamento, de uso y de tipo de biomasa.

#### 4.2.2 Costo nivelado por departamento

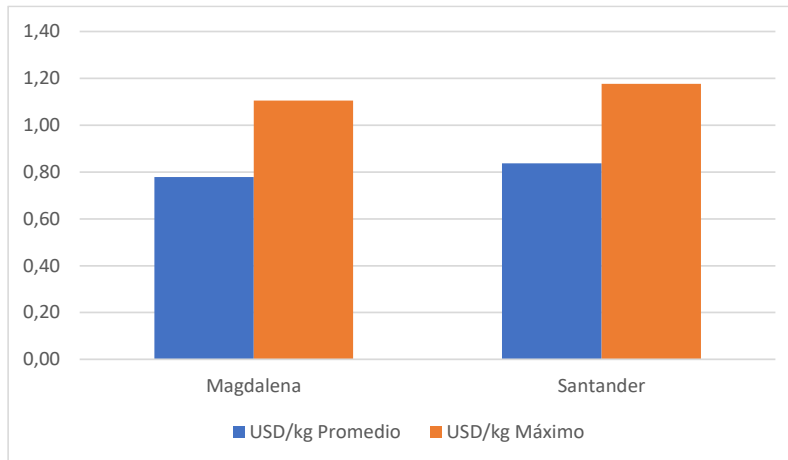
En las siguientes figuras se presentan los costos promedio de amoniaco y metanol en los departamentos donde se encuentra demanda potencial y biomasa disponible.

**Figura 4-4 Costo nivelado promedio y máximo de amoniaco para fertilizantes por departamento [USD/kg]**



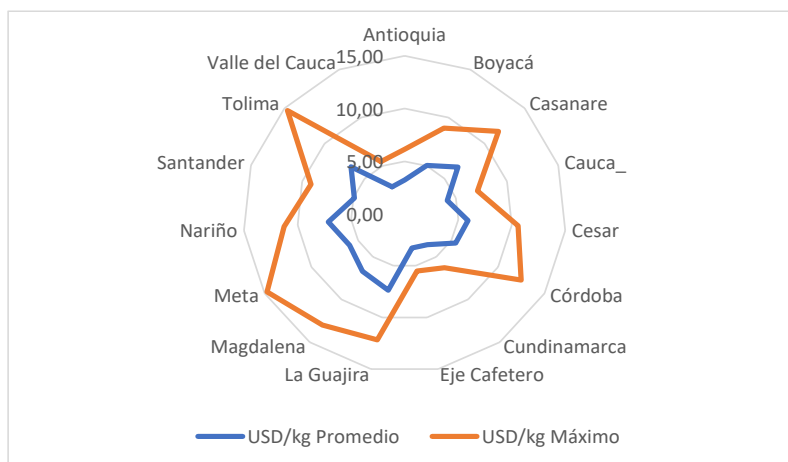
Para el amoniaco se identifican costos promedio alrededor de 0.82 USD/kg de amoniaco, el máximo valor se obtiene en el Magdalena y el mínimo en el Cauca. Respecto a los valores máximos, estos se obtienen en Magdalena y Santander, cerca de 1,4 USD/kg de amoniaco. Los mayores valores se obtienen en los casos de uso de Cuesco, mediante un proceso de gasificación.

**Figura 4-5 Costo nivelado promedio y máximo de metanol por departamento [USD/kg]**



Para el metanol, se obtienen resultados en Magdalena y Santander del orden de 0,8 USD/kg promedio, con un máximo de 1,2 USD/kg, estos resultados se obtienen a partir de la hoja de palma.

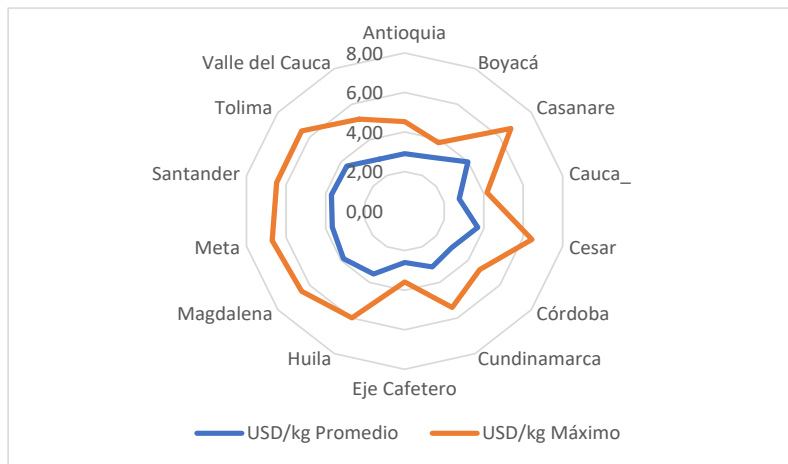
**Figura 4-6 Costo nivelado promedio y máximo de H<sub>2</sub> para movilidad por departamento [USD/kg]**



El costo nivelado promedio estimado fue de 5,26 USD/kg, con valores promedio que se acercan a 8 USD/kg en algunos departamentos. El menor de los valores promedio se obtiene en el Valle del Cauca, con 2,9 USD/kg y el mayor en La Guajira, 7,4 USD/kg.

En algunos departamentos se obtiene valores cercanos a 15 USD/kg, estos se presentan en procesos de gasificación de tallo de maíz y cascarilla de arroz con captura de CO<sub>2</sub> principalmente.

**Figura 4-7 Costo nivelado promedio y máximo de H<sub>2</sub> para Blending por departamento [USD/kg]**



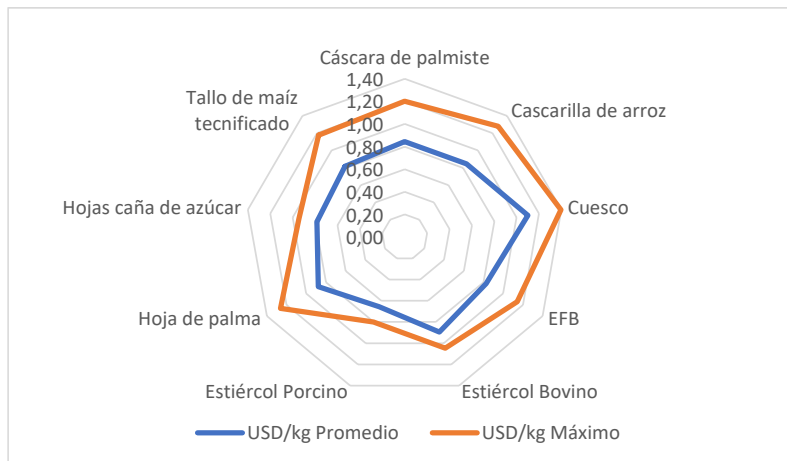
Para Blending se presenta un valor promedio de 3,3 USD/kg, con valores promedio entre 2,9 y 3,9 USD/kg. El máximo valor se obtiene para Meta (6,7 USD/kg) con el empleo de un proceso de gasificación de cuesco.

### 4.2.3 Costo nivelado por tipo de biomasa

A nivel de biomasa se presentan en las siguientes figuras el valor promedio y máximo estimado para cada tipo de biomasa y uso.

En la Figura 4-8 se presenta el costo nivelado promedio de amoníaco por tipo de biomasa, se observa que el mayor costo se presenta con Cuesco y los menores con excremento de porcino y pulpa de café. Con las demás biomásas el costo promedio estimado es alrededor de 0,8 USD/kg.

**Figura 4-8 Costo nivelado promedio y máximo de amoniaco para fertilizante por tipo de biomasa [USD/kg]**



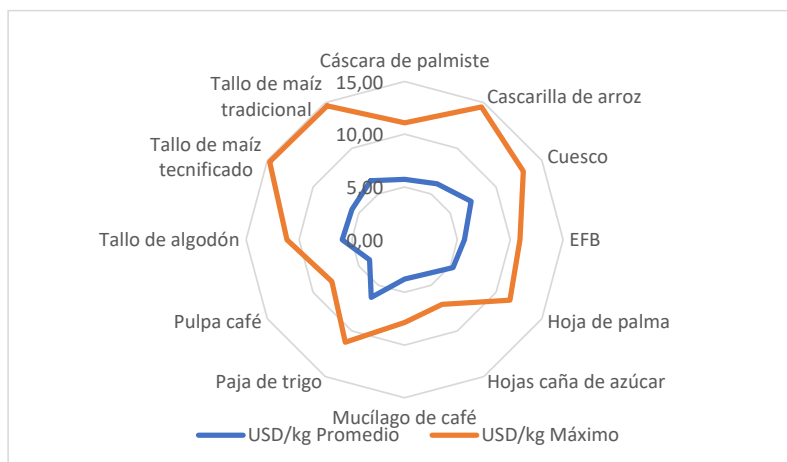
Para la producción de metanol el valor promedio es de 0,9 USD/kg, el mayor costo, del orden de 2 USD/kg, se obtiene con EFB, seguido de Cáscara de palmiste y Cascarilla de arroz con valores cercanos a 1,5 USD/kg.

**Figura 4-9 Costo nivelado promedio y máximo de metanol por tipo de biomasa [USD/kg]**

Para movilidad, se tiene un rango promedio entre 3,8 y 7,85 USD/kg.

Para la cascarilla de arroz y el tallo de maíz se obtienen valores cercanos a 15 USD/kg, en estos casos se tienen rangos entre 6 y 15 USD/kg, las diferencias corresponden al proceso y la ruta empleada.

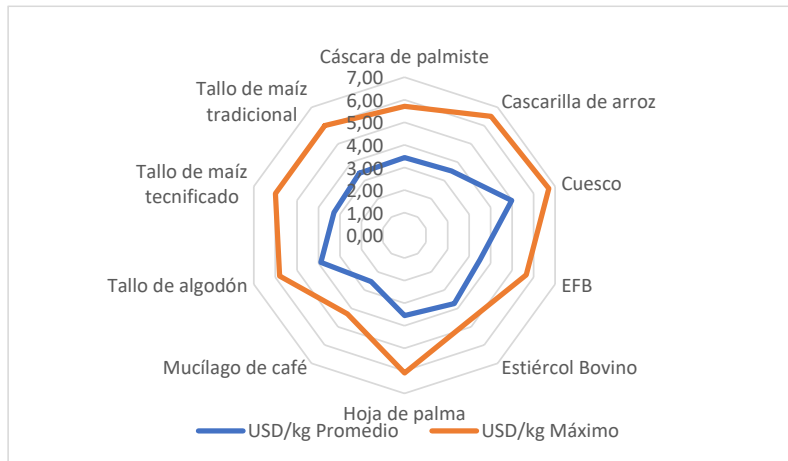
**Figura 4-10 Costo nivelado promedio y máximo de H<sub>2</sub> para movilidad por tipo de biomasa [USD/kg]**



Para Blending se tiene un promedio de 3,4 USD/kg, con el mayor costo obtenido empleando Cuesco mediante un proceso de gasificación.

Se observa que para la misma biomasa se obtienen valores diferentes, esto obedece al proceso y ruta seleccionada.

**Figura 4-11 Costo nivelado promedio y máximo de H<sub>2</sub> para Blending por tipo de biomasa [USD/kg]**



### 4.3 Resultados obtenidos para electrolización

El modelo de evaluación para el caso de producción de H<sub>2</sub> y sus derivados a partir de electrólisis con la energía eléctrica producida por una PCH, es similar al de Biomasa, con los ajustes correspondientes a la tecnología, los insumos y los costos.

En este caso se considera un proyecto integrado, es decir, la construcción de una PCH, de máximo 20 MW, y una planta de electrolización, por lo cual, la energía eléctrica que es el principal insumo para la electrolisis se toma directamente de la PCH.

Si para cubrir la demanda potencial de H<sub>2</sub> de un departamento se requiere la instalación de más de 20 MW, se estima el costo de una PCH de 20 MW y la cantidad de PCH necesarias para cubrir la demanda potencial de H<sub>2</sub>.

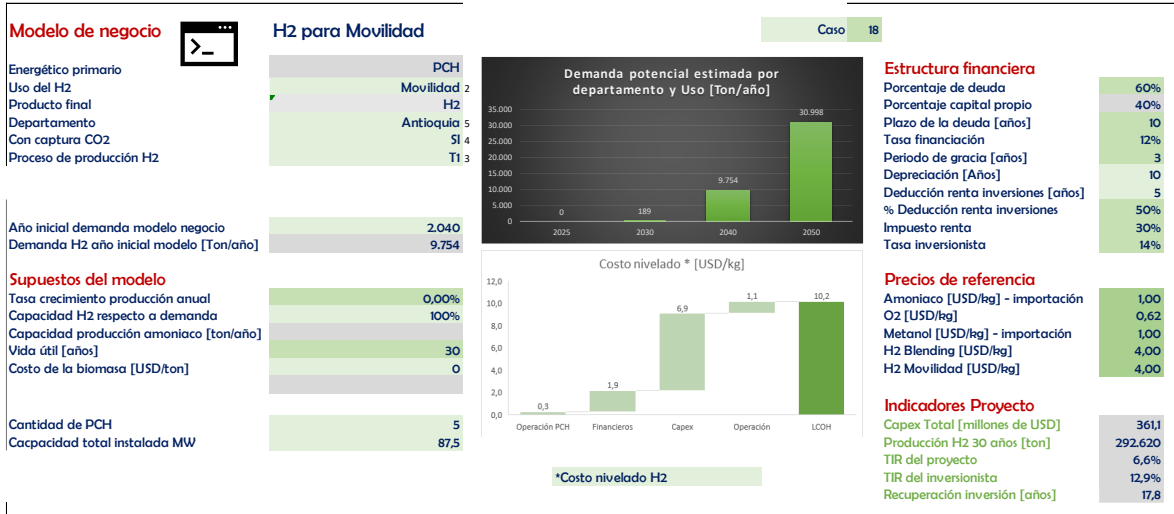
Para este ejercicio se emplea un factor de planta del 70% para la PCH y un costo de instalación de 2,15 millones de dólares por MW instalado, de acuerdo con los análisis presentados en el informe 2.

Los costos de OPEX de la PCH empleados en el estudio son función de la capacidad de la planta, en rangos de 20 MW se tiene un costo del orden de 20 \$/kWh generado, en las PCH



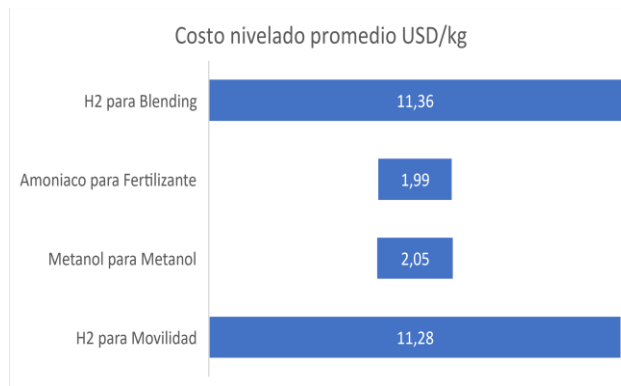
del orden de 5 MW se estima un valor de 40 \$/kWh y en las PCH menores a 1 MW el costo es del orden de 100 \$/kWh.

Figura 4-12 Tablero de control modelo de estimación de costos – Biomasa

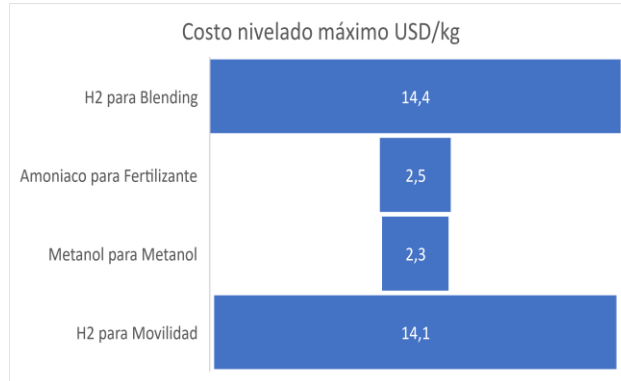


A continuación, se presentan los resultados obtenidos. Se observa un costo para generar amoniaco y metanol del orden de 2 USD/kg y de 11 USD/kg para la producción de H<sub>2</sub>.

Figura 4-13 Costo nivelado promedio por uso [USD/kg]

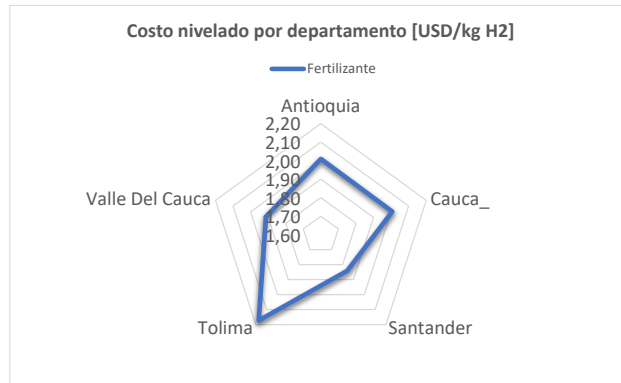


**Figura 4-14 Costo nivelado Máximo por uso [USD/kg]**



Para el amoniaco se presenta un mayor costo en el Tolima, lo que puede estar asociado a la demanda de amoniaco, escala del proyecto y a los costos logísticos, que de acuerdo con lo señalado en la encuesta logística nacional son de las mayores a nivel nacional.

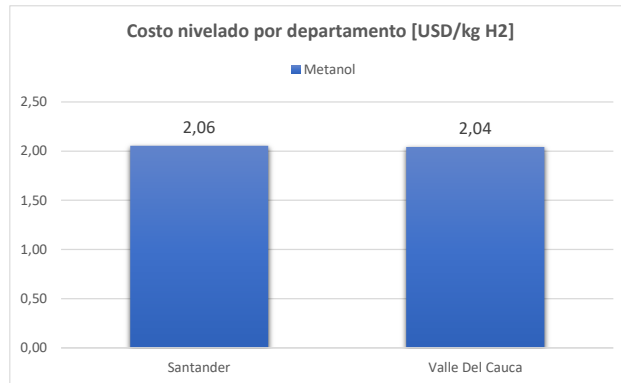
**Figura 4-15 Costo nivelado promedio de amoniaco para fertilizantes por departamento [USD/kg]**



En el caso de metanol, para los departamentos de Santander y Valle del Cauca se obtienen valores del orden de 2 USD/kg de metanol, como se observa en la En los casos de producción de H2 los mayores valores se encuentran en el Tolima.

Figura 4-17.

Figura 4-16 Costo nivelado promedio de metanol por departamento [USD/kg]



En los casos de producción de H2 los mayores valores se encuentran en el Tolima.

Figura 4-17 Costo nivelado promedio de H2 para movilidad por departamento [USD/kg]

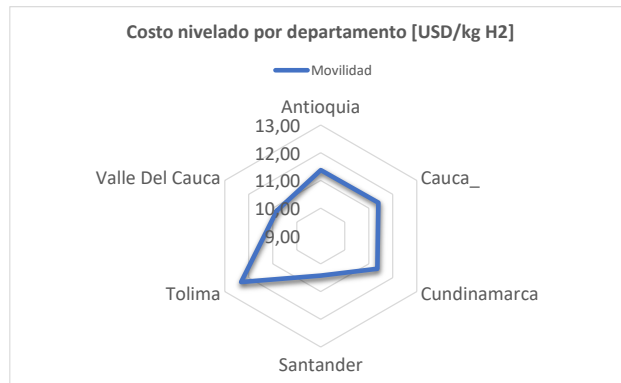
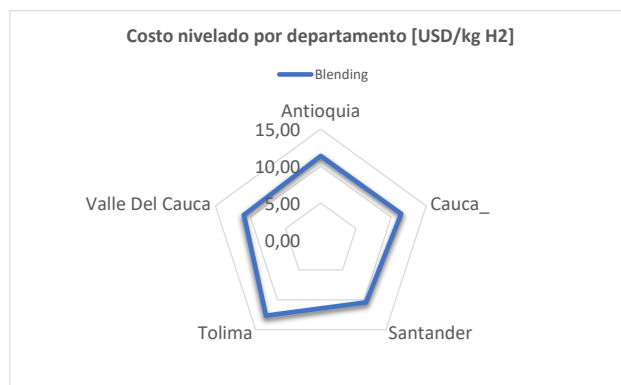


Figura 4-18 Costo nivelado promedio de H2 para *Blending* por departamento [USD/kg]



## 5 Impactos ambientales y sociales

---

### 5.1 Impactos ambientales

Según el Artículo 2.2.2.3.1.1 del Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, se describe el Impacto Ambiental como “cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad”.

Así mismo, indica la misma disposición normativa que el alcance de un proyecto, obra o actividad incluye la planeación, emplazamiento, instalación, construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación de todas las acciones, usos del espacio, actividades e infraestructura relacionados y asociados con su desarrollo.

Tomando como eje de partida la anterior conceptualización, para la determinación de impactos ambientales generados con ocasión de un proyecto, obra o actividad que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales o al medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, es necesario reconocer la necesidad de contar con los estudios ambientales que den cuenta de ellos, así como las medidas de manejo y los lineamientos de participación social que se plantean para su implementación.

Dicho lo anterior, es preciso referir que la identificación de los impactos generalmente involucra una alta complejidad y análisis de información técnica relacionada con los componentes atmosféricos, forestales, geológicos, hidrológicos, económicos, sociales, culturales, arqueológicos, entre otros, razón por la cual, se necesita el establecimiento de un equipo que asegure la máxima capacidad de conocimiento relevante y las habilidades interdisciplinarias adecuadas en todas las áreas requeridas para la elaboración de estudios ambientales.

En tal sentido, abarcaremos de manera general los impactos que se consideran relevantes para la producción de hidrógeno a partir de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, de conformidad con los modelos de negocio planteados en este, y en consideración de las condiciones técnicas que se describieron anteriormente en el desarrollo de ellos, tomando como referencia información disponible en casos existentes de proyectos con Licencia Ambiental, Estudios de Impacto Ambiental, y Términos de Referencia, tal como se describirá a continuación:

### 5.1.1 Biomasa

Los impactos ambientales de proyectos de Biomasa pueden dividirse en tres categorías definidas por los medios abiótico, biótico y socioeconómico del área de influencia donde se cuenta con la planta o se pretende ejecutar su construcción y operación. No obstante, vale la pena mencionar que en Colombia, el ordenamiento jurídico Ambiental no contempla Términos de Referencia ni metodologías específicas para la construcción y operación de plantas de aprovechamiento de Biomasa diferentes a las que buscan únicamente la producción de energía eléctrica; dicho esto, es preciso advertir que el uso de la biomasa con fines de producción de hidrógeno, no es un asunto que se encuentre reglamentado; por lo tanto, el análisis de posibles impactos se realiza con fundamento en las fuentes de información relativa a proyectos genéricos para la utilización de esta fuente de energía, y consecuentemente, se retoma la construcción técnica que se desarrolla en este estudio para la producción de hidrógeno.

A partir de lo expuesto, se procede con la descripción de algunos impactos encontrados:

#### 5.1.1.1 Posibles impactos ambientales abióticos:

- Alteración al paisaje: La construcción de una planta de biomasa puede alterar el paisaje natural de la zona y las condiciones originales de la biodiversidad existente en el área de influencia del proyecto.
- Alteración al componente aire: Se puede presentar este impacto por el deterioro de la calidad del aire por emisión de contaminantes a la atmosfera.

#### 5.1.1.2 Posibles Impactos ambientales bióticos:

- Pérdida de hábitat: La construcción de una planta de biomasa podría provocar la pérdida de hábitat para la flora y de conectividad la fauna silvestre (incluyendo aves) por la instalación de infraestructura temporal, construcción y adecuación de infraestructura en general en área no intervenida. El impacto se ocasiona de manera indirecta al deteriorar las condiciones del hábitat, principalmente a partir de la pérdida de cobertura vegetal. El deterioro de las condiciones del hábitat también se encuentra determinado, aunque en menor medida por el aumento en los decibeles de ruido ocasionado por las actividades constructivas en general.

### 5.1.1.3 Descripción de posibles impactos en la producción de hidrógeno a partir de Biomasa en los modelos de negocio de este estudio.

#### Posible impacto al recurso aire

La producción de hidrógeno a partir de biomasa tiene impactos ambientales en la emisión de contaminantes al aire para fuentes fijas. En este sentido, las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes por las fuentes fijas se encuentran reglamentadas bajo las disposiciones contenidas en la Resolución 909 del 5 de junio del 2008<sup>2</sup> expedida por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, donde se establecen los contaminantes a monitorear por actividad industrial asociada.

Teniendo en cuenta que es del interés del estudio la actividad industrial relacionada con la fabricación de fertilizantes, para el caso de la producción de amoníaco, será necesario monitorear los elementos MP (Material Particulado), NO<sub>x</sub> (Óxidos de Nitrógeno) y HF (Compuestos de Flúor Inorgánico) en virtud de los mandatos normativos. En relación con los demás casos de negocio asociados a Metanol, Blending, Transporte y Exportación, sería posible catalogarlas dentro de las actividades definidas por la norma en cita como “Otras actividades industriales”, en cuyo caso se deberán monitorear los elementos MP, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, HF, HCl (Compuestos de Cloro Inorgánico), HCT (Hidrocarburos Totales), Dioxinas y Furanos, Neblinas ácida o Trióxido de Azufre, COV, Plomo (Pb), Cadmio (Cd), Cobre (Cu), Monóxido de Carbono (CO), Plomo (Hg), Amoníaco (NH<sub>3</sub>), Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y mercaptanos, Carbono Orgánico Total (COT). Así las cosas, se especifica según la Resolución 909 del 5 de junio del 2008 los estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m<sup>3</sup>) para actividades industriales nuevas.

Tabla 31. Estándares de emisión admisibles de contaminantes al aire para actividades industriales a condiciones de referencia (25°C y 760 mm Hg) con oxígeno de referencia del 11%

Contaminante	Flujo del contaminante (kg/h)	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m <sup>3</sup> )
Material particulado (MP)	≤ 0,5	150
	>0,5	50

<sup>2</sup> Resolución 909 del 05 de junio de 2008 Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. 2008.

Contaminante	Flujo del contaminante (kg/h)	Estándares de emisión admisibles de contaminantes (mg/m <sup>3</sup> )
Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	Todos	500
Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	Todos	500
Compuestos de Flúor Inorgánico (HF)	Todos	8
Compuestos de Cloro Inorgánico (HCl)	Todos	40
Hidrocarburos Totales (HCT)	Todos	50
Dioxinas y Furanos	Todos	0,5* (ng-EQT / m3), EQT: Equivalencia de Toxicidad
Neblina Ácida o Trióxido de Azufre expresado como H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Todos	150
Plomo (Pb)	Todos	1
Cadmio (Cd) y sus compuestos	Todos	1
Cobre (Cu) y sus compuestos	Todos	8

Es de mencionar que, para las producciones de hidrógeno mediante las tecnologías de gasificación, pirolisis y reformado de biogás, se tendrá una producción de gases asociado a metano, dióxido de carbono, monóxido de carbono, acetileno, etileno y etano; gases para los cuales la regulación no contempla máximos permisibles de emisión aun cuando el Metano y el Dióxido de Carbono son considerados gases efecto invernadero, pese a ello, un factor de determinación de impacto relevante, será la implementación de tecnología de captura lo que definirá la necesidad de contar con el respectivo permiso por la configuración del referido impacto.

- Posible impacto por la generación de residuos ordinarios y residuos peligrosos
- Por otro lado, para la producción de hidrógeno a partir de biomasa por cualquiera de las tres tecnologías: Gasificación, Pirolisis o Reformado de Biometano, se contempla la producción de residuos orgánicos e inorgánicos: líquidos como el líquido de pirólisis que contiene ácidos carboxílicos, cetonas, aldehídos, hidroxicetonas, hidroxialdehídos, alcoholes, derivados de anillos piranósidos y furósidos, entre otros. También, sólidos peligrosos como las cenizas (Guillermo & Gutiérrez Martín, 2015), los cuales serán enviados a disposición de terceros quienes deberán contar con las autorizaciones ambientales correspondientes, cumpliendo así con la política ambiental para la gestión integral de estos, llámese, manejo transporte y disposición final. No habrá impacto o posible afectación al recurso hídrico:

Para cada modelo de negocio planteado se contempla que la compra de agua se realice a terceros, con el fin de evitar la utilización del recurso hídrico del área.

Sobre la demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales, es posible encontrar entre otros, la necesidad de contar con permiso de emisiones atmosféricas y demás autorizaciones conexas al montaje y construcción de una planta o infraestructura emitidas por el ente territorial correspondiente. Vale la pena señalar que la definición de permisos, autorizaciones o licencias ambientales que se requieran, dependerá del planteamiento específico que se determine para el desarrollo del proyecto.

Se reitera que en los procesos de gasificación, pirólisis y reformado de biogás se emiten diferentes gases efecto invernadero como dióxido de carbono y metano, siendo su emisión variable de conformidad con la cantidad de hidrógeno a producir. En este sentido, como se ve en cada caso de negocio, la producción de gases efecto invernadero varía en función de las etapas del proceso, por ejemplo, la aplicación de Purificación I (reformado de vapor) evita la emisión de metano a la atmósfera y la Purificación II evita la emisión de monóxido de carbono.

Pese a lo anterior, todos los procesos tendrán emisión inevitable de dióxido de carbono, por lo cual, en cada modelo de negocio desarrollado en el presente estudio, se contempla escenario de proyecto captura de dióxido de carbono, con el fin de evitar la emisión de este gas efecto invernadero.

### **5.1.2 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH**

Los impactos ambientales de las PCH pueden dividirse en tres categorías definidos por los medios abióticos, bióticos y socioeconómicos del área de influencia donde se cuenta con la central hidroeléctrica o se pretende ejecutar su construcción y operación.

Es de anotar que, para efectos del presente estudio, se contempla dentro del planteamiento de modelos de negocio de producción de hidrógeno a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas, aquellas que ya se encuentran construidas y en etapa operativa, de tal suerte que ya cuentan con su correspondiente instrumento de manejo y control ambiental y, por lo tanto, con los permisos ambientales inherentes a la actividad, así como la identificación de los impactos y el manejo que se dará a cada uno de ellos, así como aquellas que podrían desarrollarse desde su etapa 0, es decir, se incluyen aquellos impactos que podría generarse a partir de proyectos nuevos que requieren iniciar con la obtención de su instrumento de manejo y control ambiental, por lo tanto, se hace la descripción de posibles impactos identificados.

Dicho esto, bajo la experiencia generalizada de PCHs con Licencia Ambiental debidamente otorgada por las Autoridades Competentes, es posible determinar algunos impactos desde



cada medio, considerando la etapa preliminar, constructiva, operativa y de desmantelamiento y abandono como:

### 5.1.2.1 Posibles impactos ambientales abióticos:

- Alteración de las condiciones geológicas y geomorfológicas. Se puede presentar este impacto durante la etapa de exploración previa al proyecto y durante la etapa constructiva, con el objetivo de determinar la conformación de las diferentes capas que componen el subsuelo en el área de influencia del proyecto, lo cual es de especial relevancia para la construcción del túnel de conducción y otras infraestructuras necesarias para las PCH.
- Alteración al Paisaje. La modificación del área del proyecto por la introducción de infraestructura podrá genera deterioro en la calidad visual y modificación del paisaje. Las excavaciones y cortes necesarios en las labores de nivelación del terreno (para instalación de la infraestructura temporal y definitiva), la apertura de vías, la desviación de los cauces, la fragmentación de rocas, y la construcción de infraestructura definitiva de la central hidroeléctrica ocasionarán cambios en las formas originales del paisaje y la introducción de elementos nuevos en éste.
- Alteración del cauce del río. La construcción de una PCH requiere la construcción de obras de infraestructura que pueden alterar el cauce natural del río (obras de captación, conducción, desarenador, desviación entre otros). Esto puede provocar cambios en la velocidad del flujo del río, sedimentación y afectación a la calidad del agua.
- Afectación al caudal ecológico. Se podría producir por la captación del recurso hídrico.
- Alteración al componente agua y suelo. Por la construcción de obras de desviación, captación, conducción y descarga, existe el posible cambio en las condiciones fisicoquímicas del agua.
- Alteración al componente hidrogeológico. Podría producirse por el riesgo de contaminación de acuíferos, modificación del nivel freático, reducción en la recarga subterránea, ente otros.
- Alteración al recurso suelo. Posibles impactos por la afectación a la calidad del suelo por la disposición de residuos sólidos y líquidos, cambio en el uso del suelo, remoción de suelo orgánico, construcción e instalación de infraestructura, apertura de vías, entre otros.
- Alteración a la calidad del aire. Este posible impacto podría producirse en relación con la emisión de ruido derivado de la instalación de la infraestructura temporal, construcción y adecuación de vías de acceso, explotación de materiales de construcción, transporte de materiales, desmonte y descapote, excavaciones, operación de

instalaciones temporales, construcción de todas las infraestructuras del proyecto (captación, túnel, tubería, etc.), y desmantelamiento y abandono de las instalaciones temporales, generarán material particulado, emisión de gases de combustión y ruido, deteriorando la calidad de aire.

#### **5.1.2.2 Posibles Impactos ambientales bióticos:**

- Pérdida de hábitat y ecosistemas acuáticos: La construcción de una PCH puede provocar, el cambio en la composición y estructura de las comunidades hidrobiológicas, así como la pérdida de hábitat para la flora y la fauna silvestre. Esto puede afectar a especies de peces, aves, mamíferos y otros animales.
- Modificación de la comunidad de peces: La modificación del cauce del río puede afectar a la comunidad de peces, alterando las rutas de migración, la disponibilidad de alimento y los hábitats de reproducción.
- Disminución de la biodiversidad: La pérdida de hábitat puede provocar la disminución de la biodiversidad en la zona, así como la cobertura vegetal.
- Cambio en la estructura y composición florística. Se presenta por la tala o aprovechamiento de la cobertura vegetal en las áreas a intervenir, ya sea por la construcción de las diferentes obras o en las áreas donde se requiere realizar algún tipo de monitoreo.
- Alteración a la fauna existente. Podría presentarse este tipo de impactos por el posible cambio en la composición y estructura de comunidades faunísticas por la instalación de infraestructura temporal, construcción y adecuación de vías de acceso, desmonte y descapote, construcción de plazoletas, infraestructura en general y desviación de los cauces.
- Aparición de especies invasoras: La construcción de una PCH puede crear nuevas oportunidades para la introducción de especies invasoras.
- Afectación de la calidad del hábitat terrestre. Se puede presentar este principalmente por la instalación de infraestructura temporal, construcción y adecuación de vías de acceso, desmonte y descapote y construcción de plazoletas. Estas actividades afectarán la calidad del hábitat, principalmente a partir de la pérdida de cobertura vegetal, pero también pueden generar la fragmentación del paisaje (esto es especialmente válido para la construcción de las vías de acceso) y la presencia de estructuras artificiales (esto se relaciona con la construcción de la almenara, casa de válvulas, tubería a presión y casa de máquinas que son estructuras instaladas sobre la superficie).

### 5.1.2.3 Descripción de posibles impactos en la producción de hidrógeno a partir de PCH en los modelos de negocio de este estudio.

Si bien, previamente se abordaron de manera general los posibles impactos a producirse con ocasión de la construcción y operación de una pequeña central hidroeléctrica cuyo objetivo principal es la generación de energía, a continuación, se desarrollarán los impactos encontrados específicamente para la producción de hidrógeno a partir de estas fuentes.

Se reitera que, de desarrollar los modelos de negocio a partir de esta esta fuente de energía, se deberá considerar si se pretende ejecutar esta pequeña central desde su construcción, para lo cual se requerirá la obtención de Licencia Ambiental para proyecto nuevo, o si por el contrario, se pretende desarrollar la actividad de producción de hidrógeno en el marco de una PCH ya existente, se deberá tramitar la respectiva modificación del instrumento de manejo y control ambiental con el que cuenta la pequeña central, tal como se precisó en lo concerniente a procesos y procedimiento ambientales.

- Alteración del caudal de la fuente hídrica a aprovechar.

Se tiene presente como ya se ha mencionado con anterioridad, que se utilizará agua del cauce para producir energía, lo cual se traduce en que un porcentaje mínimo de este caudal se usará para la producción de hidrógeno por electrólisis. Así las cosas, para una PCH con capacidad de 20 MWh y un factor de planta del 70%, la producción diaria sería de 336.000 kW.

Este dato, se relaciona con la producción de hidrógeno teniendo en cuenta que:

$$1 \text{ kg } H_2 \rightarrow 10 \text{ L } H_2O$$

$$1 \text{ kg } H_2 \rightarrow 55 \text{ kWh}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, se necesita 55 kWh de energía eléctrica y 10 litros de agua para producir 1 kilogramo de hidrógeno en un electrolizador, de tal manera que se divide la producción diaria de energía por la necesaria para producir 1 kilogramo de hidrógeno como se evidencia a continuación:

$$\frac{336000 \text{ kWh}}{55 \frac{\text{kWh}}{\text{kg } H_2}} = 6109 \text{ kg } H_2$$

$$6109 \text{ kg } H_2 * 10 \frac{\text{L}}{\text{kg } H_2} = 61090 \frac{\text{L}}{\text{día}}$$

En este caso, si el flujo de agua del cauce tiene un grado de contaminación muy alta se puede llegar a perder hasta el 45% del agua en purificación: 5% floculación, 3,5% filtración, decantación 6% y osmosis inversa o ultrafiltración 30%, lo que en consecuencia nos lleva a ajustar la cantidad de agua necesaria a 111 m<sup>3</sup> diarios que, si se compara con el uso de agua total 846.720 m<sup>3</sup> diarios, significaría el 0.013%.

Teniendo en cuenta que hay una disminución del caudal autorizado para su aprovechamiento se deberá hacer modificación a la licencia ambiental de la PCH ya construida, por el porcentaje de caudal disminuido.

- Generación de Residuos sólidos y líquidos por parte la planta de purificación de agua

Por otro lado, en el proceso de purificación se producirán residuos ordinarios y desechos peligrosos los cuales serán enviados a disposición a terceros quienes deberán contar con las autorizaciones correspondientes para el efecto, cumpliendo así con la política ambiental para la gestión integral de estos de 2005, expedida por el entonces Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial (Ahora Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible).

Finalmente, podría entenderse en cuanto a la demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales, es posible encontrar entre otros, la necesidad de captación de aguas superficiales y/o subterráneas, vertimientos<sup>3</sup>, ocupaciones de cauce, generación de materiales de construcción y/o demolición (RCD) y residuos sólidos y líquidos entre otros.

## 5.2 Impactos sociales

Frente al medio socioeconómico es importante establecer el potencial de impactos sobre un aspecto central como es la población que se encuentra asentada en el área de influencia. Además, es importante la explicación acerca del origen y poblamiento del área, referido a movimientos migratorios y el origen de éstos, a los fenómenos que se han dado en el área, como resultado del acontecer histórico y la conformación étnica de la población. En este sentido, es importante definir las condiciones étnicas, económicas y culturales de la comunidad perteneciente al área de influencia de los proyectos propuestos o a desarrollar.

---

<sup>3</sup> Para la generación de vertimientos se deberá tener en cuenta la elaboración y puesta en marcha del Plan de gestión del riesgo para el manejo del vertimiento (PGRMV) y Evaluación ambiental del vertimiento (EAV)

### 5.2.1 Posibles Impactos sociales – Biomasa

- Negociación de predios: La construcción de una planta de biomasa puede requerir la compra de predios a privados para la ubicación y construcción de la central
- Cambios en el uso del suelo: La construcción de una planta de biomasa puede provocar cambios en el uso del suelo en la zona, afectando a las actividades económicas y culturales de las comunidades locales.
- Conflictos socioambientales: La construcción de una planta de biomasa puede generar conflictos socioambientales entre los promotores del proyecto, las comunidades locales y las autoridades ambientales.

La magnitud de los impactos ambientales de las plantas para el aprovechamiento de biomasa depende de una serie de factores, como el tamaño de la planta, las características del área y su ubicación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este tipo de proyectos siempre generará algún tipo de impacto ambiental que se determinará para cada caso individual en la planeación de este.

En tal sentido, es importante que quien pretenda ejecutar este tipo de centrales, elabore un Estudio de Impacto Ambiental- EIA que contemple medidas de prevención, mitigación y compensación, el cual será evaluado y aprobado por la Autoridad Ambiental competente para la obtención de la correspondiente Licencia Ambiental que viabilice su ejecución.

No sobra mencionar que, en Colombia la mayoría de los proyectos de biomasa se basan en la utilización de residuos agrícolas, como la cascarilla de arroz y el bagazo de caña de azúcar que son una fuente de biomasa renovable y de bajo impacto ambiental, puesto que no implican la deforestación de bosques, convirtiéndose entonces en una fuente de energía renovable sostenible.

A continuación, se abordará de manera general los posibles impactos ambientales que podrían resultar de la producción de hidrógeno a partir de biomasa, realizando una estandarización de impactos asociados a proyectos de esta naturaleza, utilizando diferentes fuentes de información para el efecto.

### 5.2.2 Posibles Impactos sociales – PCH

- Cambios en la dinámica económica. La construcción de una PCH puede provocar cambios en el uso del suelo en la zona, afectando las actividades económicas y culturales de las comunidades locales; así mismo puede producirse cambio en el valor de la tierra, cambio sectorial de la mano de obra se produce cuando la población deja de lado las actividades agropecuarias para ocuparse en las actividades requeridas por el proyecto

(aunque no sea una demanda alta), cambio en la demanda de bienes y servicios locales, entre otros.

- Conflictos socioambientales: La construcción de una PCH puede generar conflictos sociopolíticos relacionados con el cambio en la capacidad de gestión y participación de la comunidad y la generación de expectativas.
- Negociación de predios y servidumbres. Se refiere a la actividad previa a toda intervención, que consiste en la compra de los predios donde se requerirá el establecimiento de infraestructura para el proyecto. Además, incluye la compensación económica a los propietarios y poseedores de los predios y bienes o mejoras que pudieran llegar a ser afectados de cualquier manera por el desarrollo de las actividades asociadas a la construcción del proyecto, mediante el pago de las afectaciones. Se incluye el pago por constitución de servidumbres en aquellos predios cuya intervención no requiera compra, pero que suponen limitación en el uso original del predio por un usufructo del proyecto.
- Cambio en las dinámicas culturales. Este impacto podría generarse en mayor medida en las veredas o lugar donde se ejecutarán directamente las obras. Este impacto se configura en el marco de varias situaciones como la llegada de población foránea, seguridad pública, así como la presencia de comunidades indígenas, Rom o Afro (Situación que requerirá la realización de consultas previas antes de la ejecución de cualquier acción en el territorio).
- Impactos a elementos Arqueológicos. El impacto de pérdida, daño y/o afectación del patrimonio arqueológico se presentaría únicamente por las actividades en la etapa de construcción, especialmente las que implican descapote, corte y excavación.

Es preciso advertir que la magnitud de los impactos ambientales de las PCH depende de una serie de diversos factores, como el tamaño de la planta, las características del río, la ubicación del proyecto, la determinación del uso y/o aprovechamiento de recursos naturales, entre otros.

Sin embargo, encontramos del análisis de diversa información que, dentro los impactos que se presentan con mayor frecuencia en este tipo de proyectos son: Alteración en la calidad del recurso hídrico superficial, alteración a la hidro biota incluyendo la fauna acuática, alteración a comunidades de fauna terrestre y generación y/o alteración de conflictos sociales. El componente ambiental más impactado es el Hidrológico, seguido por el Atmosférico y el Cultural.

En tal sentido, es importante que quien pretenda ejecutar este tipo de centrales, elabore un Estudio de Impacto Ambiental- EIA que contemple medidas de prevención, mitigación y compensación, el cual será evaluado y aprobado por la Autoridad Ambiental competente para la obtención de la correspondiente Licencia Ambiental que viabilice su ejecución, con el fin de dar manejo a los impactos ambientales ocasionados por este tipo de proyecto. A manera de ejemplo, las medidas pueden incluir, la construcción de pasos de peces, la restauración de hábitats degradados y la compensación a las comunidades locales, entre otras.

Vale la pena destacar que la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental- EIA, como se advirtió previamente, no es un trabajo sencillo que requiere no solo interdisciplinariedad sino experticia en cada uno de los medios a caracterizar, por tal motivo, este estudio solo abordará de manera general los posibles impactos ambientales que podrían resultar de la producción de hidrógeno a partir de pequeñas centrales hidroeléctricas, realizando una estandarización de impactos asociados a proyectos de esta naturaleza ya licenciadas, tal como se anotó anteriormente.

### **5.2.3 Identificación de posibles impactos sociales identificados**

Como impactos o externalidades positivas asociadas a los modelos de negocio propuestos para la producción de hidrógeno a partir de Biomasa y PCH se encontraron:

- Contratación de mano de obra local.
- Compra de insumos a pequeños productores (Biomasa)
- Crecimiento de la capacidad económica de los municipios o lugares más próximos al área del proyecto durante la fase constructiva y eventualmente operativa de los proyectos, al ser prestadores de servicios hoteleros, de alimentación entre otros.
- Entrega de oxígeno a la atmosfera.

## **5.3 Calificación y evaluación impactos ambientales y sociales identificados**

A partir de lo expuesto, la evaluación de impactos debe incluir una discusión sobre las relaciones causales, dicho esto, es pertinente clasificar los impactos de acuerdo con su efecto sobre el medio ambiente, los recursos naturales o los servicios ecosistémicos en el marco de los proyectos o modelos de negocio planteados.

Así las cosas, según el manual para la evaluación de estudios ambientales generado por el hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, es posible distinguir tres categorías de impactos: i-aquellos directos que producen cambios ambientales inmediatos relacionados con las actividades o acciones del proyecto, ii- los impactos indirectos que

resultan de una variedad de interacciones de impactos directos y de componentes ambientales, de condiciones y procesos que están dinámicamente enlazados a estos impactos directos, y iii- los acumulativos que nacen de la suma aritmética del mismo tipo de impactos incrementales.

Para la calificación y evaluación de impactos, se toma como referencia el Instrumento para la estandarización y jerarquización de Impactos Ambientales de Proyectos Licenciados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales- ANLA, lo cual para efectos de este estudio nos permite establecer como posibles impactos para proyectos de producción de hidrógeno a partir de PCHs y proyectos de biomasa residual, los siguientes:

**Tabla 32. Categoría de Impactos ambientales asociados, calificación y evaluación**

Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición
Abiótico	Atmosférico	Alteración a la calidad del aire	Cambio en las concentraciones de los contaminantes criterio y/o tóxicos en el aire producto de las emisiones generadas como consecuencia del proyecto.
		Alteración de la capa de ozono	Aporte de sustancias químicas a la atmósfera que tengan el potencial de agotar la capa de ozono, a causa del proyecto.
		Alteración en los niveles de presión sonora	Cambio en los niveles de ruido ambiental como consecuencia de la emisión de ruido del proyecto.
		Alteración de la concentración de gases efecto invernadero y/o contaminantes climáticos de vida corta	Cambio en las concentraciones de gases efecto invernadero y/o contaminantes climáticos de vida corta a causa de fuentes, sumideros y/o reservorios de un proyecto.
	Geológico	Alteración de las condiciones geológicas	Alteración de las unidades litológicas y rasgos estructurales
	Geomorfológico	Alteración de la geoforma del terreno	Cambio en la forma del terreno continental y/o marino costero como consecuencia de un proyecto, obra o actividad que modifica la dinámica existente de los procesos geomorfológicos.
	Geotecnia	Alteración de las condiciones geotécnicas	Cambios en las características geomecánicas de estabilidad del



Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	
			terreno y/o los macizos rocosos, como del proyecto.	
	Hidrogeológico	Alteración a la calidad del recurso hídrico subterráneo	Cambios en las características fisicoquímicas y/o microbiológicas de las aguas subterráneas o su zona de recarga como consecuencia del proyecto.	
		Alteración en la oferta y/o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo	Cambio en los niveles piezométricos (estáticos) en un acuífero determinado o sus zonas de recarga que causan una modificación en la oferta de aguas subterráneas como consecuencia del proyecto.	
	Hidrológico	Alteración en la oferta y disponibilidad del recurso hídrico superficial	Cambio de los caudales y/o volúmenes en un cuerpo de agua superficial que causan una modificación de la oferta hídrica como consecuencia del proyecto	
		Alteración en la calidad del recurso hídrico superficial	Cambios en las características fisicoquímicas, microbiológicas y/o hidrobiológicas de las aguas superficiales como consecuencia del proyecto.	
		Alteración hidro geomorfológica de la dinámica fluvial y/o del régimen sedimentológico	Cambios en la dinámica hidro geomorfológica del sistema fluvial y/o sedimentológico generado por el proyecto que origina cambios de cauce, activación de procesos erosivos, represamientos, inundaciones, movimientos en masa, entre otros	
	Suelo	Alteración a la calidad del suelo	Cambio en las características y propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo como consecuencia del proyecto.	
	Paisaje	Alteración del paisaje	Cambio en las características y propiedades paisajísticas del territorio como consecuencia del proyecto.	
	Biótico	Ecosistema	Alteración a ecosistemas terrestres	Cambio en los ecosistemas terrestres como consecuencia del proyecto que generan: i) Cambios en estructura y composición, ii) Modificación de la conectividad funcional ecológica, entre otras
			Alteración a ecosistemas y hábitats acuáticos	Cambio en los ecosistemas y hábitats acuáticos, marino-costeros o continentales como consecuencia del

Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición
			proyecto, que generan: i) Cambios en disponibilidad del hábitat, paisaje ecológico acuático o interacciones ecológicas ii) Cambio en la conectividad ecosistémica, entre otras
	Cobertura	Alteración de la estructura ecológica del paisaje	Cambio en la extensión (área), forma (geometría) y distribución de las coberturas vegetales y función (según Corine Land Cover 2.3.2, 2.4, 3 y 4.1.3) como consecuencia del desarrollo del proyecto, obra o actividad que puedan generar: i) Disminución de coberturas, ii) efectos de borde, iii) fragmentación de coberturas, iv) disminución de la conectividad estructural y funcional, entre otros
	Flora	Alteración a comunidades de flora	Cambio en las comunidades de flora como consecuencia del proyecto, que generen: i) Disminución de individuos o ejemplares de una o más especies, ii) Modificación de poblaciones, iii) Cambio en su composición, estructura y función, iv) Fragmentación de ecosistemas, entre otras.
	Hidro biota	Alteración a la hidrobiota incluyendo la fauna acuática	Cambio en las comunidades hidrobiológicas (continentales, marinas o costeras) como consecuencia del proyecto, que generan: i) Alteración de las poblaciones y/o comunidades acuáticas, ii) Cambios en la riqueza, composición, abundancia y diversidad de las especies, en la distribución, comportamiento, entre otras
	Fauna	Alteración a comunidades de fauna terrestre (incluyendo fauna voladora)	Cambio en las comunidades de fauna como consecuencia del proyecto, que generen i) Cambio en la composición, estructura y función, ii) Desplazamiento de fauna, iii) cambio en las cadenas tróficas, entre otras.
Socioeconómico	Demográfico	Cambio en las variables demográficas	Cambio en la estructura demográfica y en la distribución espacial de la población y sus efectos en la dinámica de la población como consecuencia de un proyecto, obra o actividad
	Cultural	Alteración en la percepción visual del paisaje	Cambio en la percepción de la calidad visual del paisaje como consecuencia de un proyecto, obra o actividad.

Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición
	Espacial	Modificación de la infraestructura física y social, y de los servicios públicos y sociales	Cambio en las condiciones de cobertura, calidad y/o disponibilidad de los servicios públicos y sociales, relacionadas con: i) Agua para consumo humano y actividades económicas ii) Servicios de salud, iii) educación, iv) Energía y telecomunicaciones, v) Gestión de residuos líquidos y sólidos, vi) infraestructura/equipamiento comunitario, y escenarios de recreación activa y pasiva, entre otros.
		Modificación de la accesibilidad, movilidad y conectividad local	Cambios en los flujos, frecuencias, tipos de movilidad, acceso de las comunidades a centros nucleados, tiempos de desplazamiento, seguridad vial, entre otros, como consecuencia del proyecto.
	Político Administrativo	Generación y/o alteración de conflictos sociales	Alteración de las causas que generan conflicto relacionadas con: i) Cambio en el acceso, uso, distribución y conservación de un recurso natural, y/o ii) Cambio en la organización comunitaria, y/o iii) Cambio en los lazos de interrelación entre los ciudadanos y sus instituciones, iv) Modificación de las instancias y mecanismos de participación, v) Generación de expectativas, entre otros.

Una vez definidos aquellos posibles impactos asociados a la producción de hidrógeno a partir de PCHs y proyectos de biomasa residual, se procedió a calificar por parte del equipo consultor cada uno de ellos otorgándole valor, donde 1 equivale a un impacto bajo y 5 a un impacto alto.

Culminado el ejercicio, se obtiene como resultado que para las pequeñas centrales hidroeléctricas PCHs, el impacto con un mayor grado de posible afectación es aquel relacionado con las condiciones geológicas por alteración de las unidades litológicas y rasgos estructurales, cuya calificación responde a un valor general de 2,3 dentro de los niveles de afectación planteados en este estudio.

De otro lado, para el caso de los proyectos de biomasa se obtiene que el componente con un mayor grado de posible afectación es el atmosférico por alteración a la calidad de aire relacionado con el cambio en las concentraciones de los contaminantes criterio y/o tóxicos

en el aire producto de las emisiones generadas, cuya calificación responde a un valor general de 2,8 dentro de la matriz de evaluación, puesto que la generación de este impacto dependerá de la tecnología empleada.

Pese a lo anterior, es posible referir que de las conclusiones más importantes de la evaluación de criterios, se encuentran en primer lugar que, aun cuando existen impactos ambientales que innegablemente requerirán ser atendidos a través de un instrumento de manejo y control ambiental, el promedio general de la posible afectación por la suma de todos los impactos identificados es notoriamente bajo, tanto para PCHs como para proyectos de biomasa, siendo entonces viable desde el punto de vista ambiental su ejecución para la producción de hidrógeno.

Como segundo aspecto a destacar, se evidencian posibles externalidades positivas en el marco del desarrollo social derivado de la empleabilidad, contratación de mano de obra y aumento de capacidades locales lo cual hace que los proyectos impacten de manera positiva a las comunidades del área de influencia donde se pretendan desarrollar los proyectos.

Ahora bien, es importante señalar que esta calificación se realiza con base en la información recolectada a lo largo de este estudio y las diversas fuentes de información utilizadas para su estructuración, no obstante, el ejercicio de calificación de cada uno de los proyectos que se planteen, deberá ser efectuada por un equipo interdisciplinario dentro de la formulación de un Estudio de Impacto Ambiental que valore cada una de las variables individuales que rodean su construcción y operación.

Finalmente, para conocer al detalle lo descrito previamente, en el Anexo E se incluye la Matriz de evaluación y calificación de impactos ambientales asociados a la producción de hidrógeno a partir de PCH y Biomasa Residual realizada por el equipo consultor. 0

## 6 Barreras y factores habilitadores

---

Considerando que el hidrógeno juega un papel preponderante en la transición energética, nuestro país emite la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia, en la que concretamente se contempla el hidrógeno dentro de los energéticos más favorables a la meta mundial de descarbonización, sin embargo, esta Hoja de Ruta no está pensada ampliamente en la producción de este vector a partir de Biomasa y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH, razón por la cual, es necesario ampliar el marco de acción sobre estas fuentes de energía con el fin de encontrar estrategias que den impulso a proyectos de esta naturaleza, con el fin de lograr el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático, descarbonización de la matriz energética y adaptación territorial.

A continuación, se presentan las principales barreras identificadas para la implementación de proyectos de producción de hidrógeno verde a partir de biomasa residual y procesos de electrólisis empleando energía producida por PCH.

### 6.1 Barreras técnicas y económicas

- Se identifican barreras naturales asociadas con el desarrollo tecnológico de los procesos para producción de hidrógeno a partir del uso de biomasa y procesos de electrólisis, este nivel de desarrollo hace que se presenten los siguientes aspectos: mayores costos que los procesos desarrollados y en uso, más del doble en algunos casos, incertidumbre en la vida económica de los proyectos, así como en los costos de operación.
- En cuanto a la eficiencia energética en la producción de hidrógeno mediante procesos de electrólisis en relación con la madurez de la tecnología y el proceso de transformación, se evidencian eficiencias del orden del 60% que pueden limitar su uso en algunos segmentos como la movilidad.
- En cuanto al costo de las materias primas en procesos de aprovechamiento de biomasa residual, se evidencia que la mayoría de las biomásas mencionadas en las diferentes rutas se encuentran asociadas a residuos del sector industrial, no obstante, estas no son usadas en un proceso industrial circular para la producción de energía u otro tipo de compuestos. en tal sentido, los costos asociados a estas biomásas es un campo inexplorado en el país; con esto el levantamiento de información con cada gremio productor o industria se convertiría en una barrera en búsqueda de la consolidación de información.

- El costo de producción del hidrógeno verde depende de manera importante del costo del energético primario, su disponibilidad y otros posibles usos que resulten más atractivos a la luz de una mejor eficiencia financiera.
- Para producir hidrógeno puro a partir de biomasa residual como se mencionará en los siguientes ítems se necesitan varias etapas productivas dependiendo de la ruta señalada; todas las tecnologías de producción para la obtención de hidrógeno llegan al punto central del gas de síntesis o syngas y todas convergen en purificación y separación para llegar al hidrógeno de alta calidad. En este sentido, este conjunto de tecnologías eleva los costos de producción. A comparación de otros usos que se le puede dar al gas de síntesis, como producción de energía mediante combustión, que necesita menos etapas para llegar a un producto final. Con esto, la industria en pro de buscar menos costos podría inclinarse a la ruta de producir energía en vez de hidrógeno como energético.
- En el caso de la energía proveniente de las PCH, bajo las condiciones actuales del mercado de electricidad, tanto en precios como en despacho y el fenómeno de la electrificación de la economía que hace prever crecimientos importantes en la demanda de electricidad, entre otros aspectos, hace que su costo como insumo para la producción de hidrógeno pueda ser alto y lo convierta en una barrera.
- Otro aspecto identificado corresponde al elevado costo de transporte de hidrógeno, lo que puede hacer que se limite la ubicación de los proyectos a sitios cercanos a la demanda.
- Las mayores demandas potenciales de H<sub>2</sub>, estimadas por las diferentes entidades, están proyectadas para materializarse en el largo plazo, principalmente por desarrollo tecnológico y necesidades de infraestructura (transporte).
- En cuanto a los usos tradicionales los actuales consumidores/importadores tienen en marcha proyectos de H<sub>2</sub> a partir de energía solar y eólica, fuentes sobre las que se centran los esfuerzos a nivel internacional.
- La regulación vigente permite que las PCH, comercialicen su energía a través de un comercializador mediante las modalidades de contratos bilaterales o mediante la venta en la bolsa de energía. Bajo estas modalidades de venta, el valor final de la energía debe considerar, además del costo de generación, los demás costos de la cadena de prestación del servicio (el costo de generación representa alrededor del 40% del costo final de la energía), lo que haría que el costo de la energía como insumo para producir H<sub>2</sub> sea alto e incremente el costo de producción.

En el caso de ser un autogenerador que utilice la energía de una PCH para la producción de H<sub>2</sub>, si se tienen excedentes para entregar a la red, estos deben hacerse mediante las figuras permitidas, ser un comercializador de energía o pactar un precio con un generador o comercializador y contar con contratos de respaldo, lo que aumenta los costos.

- Algunas plantas para no hacer parte del mercado y tener que cumplir con las obligaciones que esto implica, se declaran con una capacidad inferior a 20 MW, que es el límite actual para esta condición de operación. Esto hace que capacidades excedentarias de las plantas (por encima de 20 MW) no sean utilizadas. En estos dos casos esta energía podría ser empleada en procesos de producción de H<sub>2</sub> a pequeña escala, si se dan los incentivos necesarios.
- También se ha identificado una posible barrera de mercado relacionada con el plan de negocios de Ecopetrol, que es actor en varios de los eslabones de la cadena energética y de producción de derivados que pueden emplear hidrógeno en sus procesos. De acuerdo con el estudio modelos de negocio para la producción de hidrógeno azul en Colombia, realizado para el DNP, se identifica una producción en el mediano plazo del orden de 1 millón de toneladas que serían desarrollados como parte de su Plan Estratégico.

## 6.2 Barreras jurídicas

- Falta de investigación específica sobre la viabilidad técnica y económica de producir hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia.
- Ausencia de políticas públicas y regulaciones necesarias para fomentar la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH específicamente, puesto que los esfuerzos han sido enfocados principalmente en producción de hidrógeno a partir de fuentes solares y eólicas.
- Definición expresa en la normatividad vigente que establezca el umbral de emisiones que permita catalogar el hidrógeno como de bajas o cero emisiones.
- Falta de información sobre casos exitosos de producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en otros países, que permitan identificar lecciones aprendidas y buenas prácticas que puedan ser aplicadas en Colombia, dado que el avance internacional sigue siendo incipiente para estas dos fuentes de energía en particular.
- No hay un mapeo inicial del impacto ambiental y social de la producción de hidrógeno a partir de biomasa y PCH en Colombia, que proporcione parámetros mínimos con los cuales se puedan establecer medidas para minimizar los posibles efectos negativos, entregando garantías legales y regulatorias a los posibles inversionistas o interesados.

- Las mayores demandas potenciales de H<sub>2</sub>, estimadas por las diferentes entidades, están proyectadas para materializarse en el largo plazo, principalmente por desarrollo tecnológico y necesidades de infraestructura (transporte). En cuanto a los usos tradicionales los actuales consumidores/importadores tienen en marcha proyectos de H<sub>2</sub> a partir de energía solar y eólica, fuentes sobre las que se centran los esfuerzos a nivel internacional.

## **6.3 Factores habilitadores**

A continuación, se relacionan los factores identificados para facilitar el desarrollo y ejecución de los proyectos de producción de hidrógeno verde en general y en particular el proveniente de biomasa residual y energía de PCH.

### **6.3.1 Factores económicos**

El costo de producción de H<sub>2</sub> verde con biomasa y energía de PCH, aún es alto comparado con el producido con gas natural. Al respecto, para fomentar el desarrollo de estos proyectos, se debe buscar la reducción de sus costos de producción, esto puede ser logrado de las siguientes formas:

- a. Mediante incentivos del gobierno tales como: tarifas reducidas de importación de los equipos empleados para la producción de H<sub>2</sub>, incentivos tributarios, fuentes de financiación con tasas preferenciales para el desarrollo de estos proyectos. Esto se traduce en el mantenimiento y mejora de las políticas de incentivos como las definidas en la Ley 1715 de 2014.
- El uso de instrumentos financieros, como los bonos de carbono, puede contribuir al desarrollo de este tipo de proyectos, sin embargo, se requieren reglas claras y estables para evitar cambios en las condiciones que hagan que los proyectos, una vez en operación, pierdan viabilidad.
  - La implementación de impuestos a la emisión de carbono es un mecanismo que busca reducir el uso de combustibles fósiles, esto hace, de manera artificial, más competitivos los precios del H<sub>2</sub> verde respecto al producido con gas natural, no obstante, debe considerarse el impacto en los costos de producción al usuario del H<sub>2</sub>.
  - En el caso de las PCH se podría tener un régimen especial que permita que la generación sea empleada tanto para la producción de H<sub>2</sub> como para la entrega de energía al sistema, con condiciones que permitan reducir los costos de producción del H<sub>2</sub> impactando lo menor posible las condiciones del mercado de energía. Esto para plantas existentes y nuevas.



- Incentivos al desarrollo de procesos de acopio y procesamiento de biomasa, en función de la escala se podría incentivar la participación de las comunidades como una estrategia para la generación de ingresos para estas comunidades.
- Facilitar los procedimientos y minimizar los tiempos de los trámites administrativos que den viabilidad a proyectos de Biomasa y PCH que incluyan la producción de Hidrógeno de bajas emisiones.

### **6.3.2 Factores tecnológicos**

Respecto a la tecnología para producir hidrógeno a partir de biomasa residual y la energía producida con PCH se requiere mejorar en los siguientes aspectos:

- Fomentar la producción nacional de los equipos utilizados en estos procesos, que permita adquirir conocimiento sobre estas tecnologías.
- Desarrollar plataformas de información centralizada que permitan que los actores interesados en el tema cuenten con información de costos de las diferentes tecnologías, proyectos en desarrollo, precios de venta del H<sub>2</sub> y de sus productos derivados, costos de la biomasa de diferentes tipos en diferentes regiones.
- Definición de un régimen especial para las PCH que facilite la producción de H<sub>2</sub> mediante diferentes esquemas de suministro de energía para hacerla más competitiva.
- Asegurar la disponibilidad de biomasa, creación de un mercado de biomasa, con información centralizada y disponible, incentivos para el acopio y pretratamiento de biomasa para H<sub>2</sub>.

### **6.3.3 Factores jurídicos y de política pública**

Entre los factores relacionados con la política pública se identifican los siguientes aspectos:

- Es posible determinar la necesidad de robustecer, ajustar o flexibilizar el marco regulatorio con el propósito de obtener lineamientos jurídicos para el hidrógeno obtenido a partir de fuentes como la Biomasa y las pequeñas Centrales Hidroeléctricas, acuerdos no solo al mercado sino a los fines del Estado en materia de descarbonización, a través de la implementación de mecanismos Sandbox.
- Dado que el marco regulatorio y normativo en Colombia relacionado con la producción de hidrógeno se encuentra en desarrollo, es posible establecer instrumentos que incentiven a los principales agentes de la industria de Biomasa y el sector eléctrico, especialmente aquellos interesados en PCH, para que desarrollen planes piloto en busca de atracción y competencia para el mercado del hidrógeno.

- En razón al cumplimiento de las metas de descarbonización fijadas por Colombia, se podría considerar la posibilidad de establecer medidas que limiten la producción de gases efecto invernadero y establezca límites máximos de emisión de CO<sub>2</sub>, considerando que, dentro del ordenamiento jurídico ambiental vigente no se encuentra un límite específico para la emisión de dicho elemento, lo cual podría generar mayor interés en el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno a partir de Biomasa y PCH.
- Teniendo en cuenta que hoy se cuenta con las bases legales para el desarrollo del hidrógeno como vector energético, así como el marco de competencias de las diferentes entidades del Gobierno con capacidad para reglamentarlo y lograr la meta en carbono neutral establecida por Colombia definidas, es posible implementar de manera acelerada la normatividad y regulación que procure incentivar la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso de hidrógeno a partir de Biomasa y PCHs específicamente.
- Definir una regulación que busque garantizar la seguridad y sostenibilidad de estos proyectos.
- Es preciso avanzar en una evaluación de los beneficios económicos y sociales de la producción de hidrógeno verde a partir de biomasa y PCH en Colombia que sirva como insumo para construir propuestas de medidas para maximizar su impacto positivo en la sociedad.
- Es necesario ahondar en el diseño y estructura de estrategias de financiamiento, incentivos y capacitación técnica que establezca un ambiente atractivo para la implementación de nuevos proyectos de PCH y Biomasa que incluyan la producción de hidrógeno de bajas emisiones dentro de su cadena de valor.

## 7 Recomendaciones Generales

---

A continuación, se presentan las principales recomendaciones del estudio relacionadas con temas de política pública, temas jurídicos y aspectos técnicos y económicos.

### 7.1 Desarrollo del marco regulatorio económico y técnico

En varios documentos relacionados con el fomento al desarrollo de la producción del hidrógeno a nivel internacional, se identifica como uno de los aspectos más relevantes, el desarrollo de la respectiva regulación, lo cual implica la identificación y adopción de incentivos regulatorios para aquellas actividades que lo puedan requerir y en particular para las actividades de producción de hidrógeno o sus derivados relacionadas con los servicios públicos domiciliarios, igualmente se resalta la importancia de la adopción de reglamentación técnica, en particular la relacionada con la seguridad en las instalaciones.

De otra parte, el Decreto 1732 de 2021 reglamentó el artículo 5 de la Ley 2069 de 2020 en cuanto a los mecanismos exploratorios de regulación para modelos de negocio innovadores en industrias reguladas y los ambientes especiales de vigilancia y control o sandbox regulatorios, posteriormente el Decreto 1476 de 2022 delegó a la CREG esta tarea en lo relacionado con los Servicios Públicos Domiciliarios. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario que esta entidad incluya en su agenda el desarrollo de los procedimientos para solicitar y evaluar las situaciones en que se requiera el uso de la herramienta de arenas regulatorias, como un instrumento que permite el desarrollo de la regulación a partir de la evaluación de pilotos de estudio sobre hidrógeno.

### 7.2 Gestión de la Biomasa

Si bien se identifica un enorme potencial de biomasa en Colombia, a partir de las consultas y entrevistas realizadas a sectores como el de la caña que hoy por hoy usan la biomasa residual agrícola como insumo para el desarrollo de actividades como la producción de papel o la cogeneración, se evidencia la necesidad de mantener un suministro continuo de esta biomasa residual agrícola como materia prima para viabilizar la actividad, al asegurar un factor de planta del orden del 80% de proyectos de producción de hidrógeno que utilicen estas materias primas.

Difícilmente esta problemática puede ser resuelta por los agentes privados interesados en desarrollar proyectos de producción de hidrógeno u otras opciones de uso de la biomasa de forma independiente. En este sentido, se propone la adopción de una política de fomento al uso de estos recursos creando una estructura institucional que incluya el

desarrollo de un mercado de biomasa, partiendo de una plataforma de negociación que permita disponer de información de cantidades y precios. El desarrollo de esta solución requiere la intervención por una parte del sector público a través del Ministerio de Agricultura y también del sector privado, para constituir nuevas entidades o dependencias en las ya existentes (como podría ser por ejemplo la Bolsa Mercantil de Colombia) que faciliten el encuentro entre oferta y demanda.

### **7.3 Seguimiento al estado de avance tecnológico y sus precios**

Es evidente que el desarrollo de proyectos de producción de hidrógeno y sus derivados, requiere la maduración tecnológica de los equipos que permitirán la producción y consumo de estos combustibles, y ello implica tiempo para que estas tecnologías resulten técnica y económicamente viables. Por tanto, se hace necesario realizar un seguimiento al avance de las tecnologías de producción y uso, que permita a quienes tienen interés en el desarrollo de los proyectos realizar sus evaluaciones. Igualmente, resulta importante, disponer de información pública centralizada sobre los precios de los diferentes tipos de hidrógeno y sus derivados.

Se recomienda incorporar esta responsabilidad a una de las entidades del sector de energía, cómo ser directamente el Ministerio de Minas y Energía o la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

### **7.4 Incentivos a las PCH**

Dentro de los aspectos de política energética a desarrollar, está la posibilidad de viabilizar la producción de hidrógeno con energía eléctrica y en particular con PCHs, puesto que se requiere revisar la posibilidad de tomar la energía de la red o producirla exclusivamente para la producción del hidrógeno y sus derivados o una mezcla de las dos.

## 8 Hoja de ruta

---

Una vez identificadas las barreras, los factores habilitadores y las recomendaciones de carácter general, en este capítulo se definen la hoja de ruta para eliminar barreras o disminuir su impacto en la implementación de este tipo de proyectos, los actores encargados de desarrollar las actividades puntuales y el plazo de implementación propuesto.

### 8.1 Recomendaciones jurídicas

A continuación, se presentan las recomendaciones a las barreras jurídicas identificadas y la hoja de ruta propuesta para su implementación.

#### 8.1.1 Fortalecimiento del RENARE

Con el fin de incluir los proyectos de producción de hidrógeno a partir de Biomasa y PCH dentro del sistema de información, para efectos de contabilidad de emisión de Carbono y CO<sub>2</sub>, así como monitorear los avances del País, respecto de los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, se recomienda el fortalecimiento del Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero- RENARE.

#### Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación.

##### Actividades

- Dar mayor importancia al registro de Nacional de Reducción de las Emisiones de GEI- RENARE a través de la divulgación, para que todos los proyectos de producción de hidrógeno que contribuyan a la reducción de Gas Efecto Invernadero (GEI) se puedan incluir como iniciativas de mitigación.
- El registro en el RENARE, así como la información verificable que repose en la plataforma o central de información, podrá ser utilizada para efectos de demostrar el cumplimiento de metas nacionales de cambio climático que permitan a los desarrolladores acceder a incentivos y/o beneficios.
- La inclusión de esta novedad podrá ser divulgada a través de circular del IDEAM como entidad administradora, luego del pronunciamiento oficial que deba emitir MINAMBIENTE a través de resolución que de alcance a la Resolución 1447 del 01 de agosto de 2018.

##### Actores responsables

- *Ministerio de Minas y Energía-MME*: Dentro de sus funciones se revisar las condiciones técnicas de los proyectos minero-energéticos, razón por la cual debe considerar la

expedición de un reglamento se incluyan las funciones de control y vigilancia. Adicionalmente, debe establecer delegados para las mesas técnicas buscando socializar el objeto y alcance del modelo de negocio.

- *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS*: Definir guías, reglamentos, manuales, metodologías y lineamientos desde el punto de vista medioambiental para la producción de hidrógeno.
- *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM*: Soporte al Ministerio MADS, a partir del manejo relacionado con la información científica, hidrológica, meteorológica y todo lo relacionado con el medio ambiente en Colombia en caso de abordar el almacenamiento del vector.

### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

En líneas generales, el equipo consultor considera que se necesitara un mínimo de tres (3) años para la ejecución de esta recomendación.

#### **8.1.2 Umbral Máximo de Emisiones de GEI**

Definir el umbral máximo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero -GEI, incluyendo CO<sub>2</sub> para que el hidrógeno sea considerado de bajas emisiones.

### **Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación**

#### **Actividades**

- Establecer una mesa de trabajo técnica que evalúe el umbral de emisión.
- Expedir resoluciones por parte de del Ministerio MADS que acoja el umbral de emisión para que surta efectos de carácter nacional.

#### **Actores responsables**

Dado el alcance establecido en esta recomendación, la institución considerada para coordinar las actividades relacionadas a esta recomendación es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS.

### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

En líneas generales, el equipo consultor considera que se necesitara un mínimo de dos (2) años para la ejecución de las actividades mencionadas en el numeral anterior.

#### **8.1.3 Ajuste en la regulación ambiental en cuanto a la producción de hidrógeno y la competencia de las Autoridades Ambientales.**

Modificación o mejora regulatoria en cuanto a los procedimientos ambientales específicos y aplicables a la producción de hidrógeno como vector energético, teniendo en cuenta los

impactos ambientales que sean identificados a partir de los escenarios Sandbox que se promuevan para el fomento del energético, con los que se dé seguridad jurídica a los posibles inversores y/o agentes.

Así mismo y a partir de lo anterior, se considera pertinente y conveniente que se traslade la competencia para el conocimiento de los proyectos, obras o actividades ambientales asociadas a la producción de hidrógeno a partir de fuentes como la Biomasa y las PCHs a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA dadas sus posibilidades técnicas y administrativas, considerando que a hoy en virtud de lo establecido en el Decreto 1076 de 2015 la competencia para este tipo de proyectos están en cabeza de las Corporaciones Autónomas Regionales – CAR.

### **Actividad**

Modificación del Decreto único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible Decreto 1076 de 2015

### **Actores responsables**

Dado el alcance establecido en esta recomendación, la institución considerada para coordinar las actividades relacionadas a esta recomendación es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS y el Congreso de la Republica.

### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

En líneas generales, el equipo consultor considera que se necesitara un mínimo de dos (2) años para la ejecución de las actividades mencionadas en el numeral anterior.

#### **8.1.4 Certificados de origen**

Será necesario avanzar rápidamente en la adopción del sistema para la emisión de garantías o certificaciones de origen del hidrógeno en las que se contemplen la definición de parámetros y procedimiento que permitan validar la procedencia del vector, así como la emisión de GEI en su producción. Esto cobra gran importancia en la formulación de estímulos que pretendan desincentivar el uso de hidrógeno diferentes al azul o verde, así como para la emisión y transferencia de los créditos de carbono, lo cual será fundamental para el desarrollo de la economía del hidrógeno.

Así mismo, es necesario contar con organismos acreditadores del origen renovable del H<sub>2</sub> y el brindar herramientas para la contabilización de emisiones.

## **Actividad**

Teniendo en cuenta los diferentes esquemas internacionales de certificación de hidrógeno existentes, analizar la conveniencia y definir la alternativa que mejor se adapte a las necesidades del país, para la implementación o creación de un esquema de certificación que pueda ser aplicado por Colombia en el marco de sus procesos de producción de hidrógeno y de verificación del cumplimiento de los objetivos de mitigación de emisión de GEI. Para el efecto, se podrá hacer uso de los escenarios Sandbox planteados en recomendaciones anteriores, donde también se considere el sistema de certificación.

Una vez realizado dicho análisis, implementar el Sistema de Certificación de Hidrógeno en Colombia para los procesos de producción de hidrógeno.

## **Actores responsables**

- Ministerio de Minas y Energía- MME
- Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas- CREG
- Unidad de Planeación Minero-Energética- UPME
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible- MADS

## **Tiempos para la implementación de la recomendación**

El tiempo considerado para la implementación de la recomendación es de un (1) año contado a partir del establecimiento del umbral máximo permisible de emisiones de GEI (recomendación previa).

## **8.2 Recomendaciones técnicas y económicas**

A continuación, se presentan las recomendaciones a las barreras técnicas y económicas identificadas y que son factibles de implementar, así como la hoja de ruta propuesta para su implementación.

### **8.2.1 Fomentar la creación de un gestor del mercado de biomasa**

Colombia cuenta con un potencial importante de biomasa en diferentes regiones del país, no obstante, no se encuentra información suficiente relacionada con la disponibilidad, la localización, los costos de la biomasa y su tratamiento que dificultan las decisiones de los inversionistas en estos proyectos.

Crear un agente o dar funciones a una entidad para que se encargue de recopilar, actualizar centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa relacionada con la biomasa en las diferentes regiones del país. Un Gestor del mercado de Biomasa debe



promover el dinamismo y transparencia en las negociaciones y procesos que utilicen biomasa de como materia prima, para facilitar las decisiones de inversión.

### **Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación.**

#### **Actividades**

- Centralizar la información de la biomasa y mantenerla actualizada mientras se define el gestor de información.
- Definir el esquema del gestor, su naturaleza y alcance.
- Definir la entidad o agente que desarrollaría estas actividades, esquema de financiación o remuneración.

#### **Actores responsables**

- *Ministerio de Minas y Energía-MME*
- *Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME:* La UPME desarrolló un estudio de potenciales de biomasa en el país, no obstante, esta información no permite identificar la disponibilidad real de biomasa en las diferentes regiones del país, considerando no solo la disponibilidad teórica sino los usos actuales de la biomasa, la biomasa residual disponible, los costos de disposición y los posibles costos de venta.
- *Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible - mesa nacional para el aprovechamiento de la biomasa residual:* El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural desarrollaron el Plan de Acción para la Gestión Sostenible de la Biomasa Residual cuyo objetivo es *Establecer acciones tendientes a la reducción y el aprovechamiento de la biomasa residual generada, mediante la articulación de los actores que hacen parte de la cadena de valor, así como actores institucionales, en el marco de la Estrategia Nacional de Economía Circular.*
- *Ministerio de agricultura:* Cuenta con información de los cultivos, sus potenciales y ubicación.

#### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

Teniendo en cuenta las necesidades de articulación entre diferentes sectores y entidades, así como la evolución del desarrollo de proyectos de producción de H<sub>2</sub> se puede considerar un periodo de implementación de 2 a 3 años. Esto permite que llegando al año 2030 se tenga mejor información para el desarrollo de estos proyectos, periodo en el cual se tiene previsto un incremento en la demanda mundial de H<sub>2</sub>.

## **8.2.2 Ajustar la regulación de las PCH en caso de usarse en producción de H<sub>2</sub>**

Ajustar la regulación para permitir que las PCH que se destinen a producir energía para la producción de H<sub>2</sub> puedan comercializar sus excedentes con condiciones diferenciales, esto permite que mantengan un factor de planta alto mientras la producción de H<sub>2</sub> se incrementa y se consolida. Otra opción es permitir que la energía suministrada por una PCH a plantas dedicadas a la producción de H<sub>2</sub>, en la misma instalación o sin que la energía pase por la red de uso, incluya únicamente el costo de generación y no los costos adicionales como transporte, pérdidas, restricciones, etc.

### **Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación.**

#### **Actividades**

Definir una política pública de apoyo a la generación de H<sub>2</sub> a partir de la energía de PCH que defina las condiciones generales que debe considerar la regulación.

Modificación de la regulación para PCH cuya energía se destine a la producción de H<sub>2</sub>, de acuerdo con la política pública diseñada.

#### **Actores responsables**

- *Ministerio de Minas y Energía-MME*
- *Comisión de Regulación de Energía y Gas*

#### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

Teniendo en cuenta las necesidades de definición de una política pública y su reglamentación, así como la evolución del desarrollo de proyectos de producción de H<sub>2</sub> se puede considerar un periodo de implementación de 1 a 2 años, considerando el análisis detallado de las alternativas de política para incentivar el uso de la energía de PCH en producción de H<sub>2</sub> y su implementación regulatoria.

## **8.2.3 Mantener las políticas de incentivos**

La Ley 1715 de 2014 definió políticas para la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, la Ley 2099 de 2021 estableció disposiciones para la transición energética, incluyendo al Hidrógeno Verde y Azul dentro de los beneficios de deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada establecidos en los artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, para esto se debe contar con certificación de la UPME como requisito previo y se señala que el Gobierno nacional debe reglamentar la materia.

La Ley 2294 de 2023, a través de la cual se aprobó el PND vigente, introdujo varias modificaciones a la normativa del sector de energía en Colombia, en particular a disposiciones relacionadas con la transición energética, en esta Ley se establece al aumento gradual, hasta el seis por ciento, de la transferencia al sector eléctrico creada por la Ley 99 de 1993 para algunas plantas nuevas que aún no se encuentren en operación.

### **Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación.**

#### **Actividades**

Mantener las políticas de incentivos otorgados a las FNCER y evitar las modificaciones o creación de nuevas reglas que reduzcan los incentivos actuales directa o indirectamente, a través de la disminución directa de los beneficios o mediante la incorporación de nuevas tasas o impuestos.

Mejorar la información disponible, los procedimientos y los trámites para acceder a los beneficios definidos en la Ley.

#### **Actores responsables**

- *Congreso de la República*
- *Ministerio de Minas y Energía-MME*
- *Unidad de Planeación Minero Energética-UPME*

#### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

Actividad permanente.

### **8.2.4 Creación de capacidades técnicas**

Creación de programas de formación técnica específica para la correcta operación y mantenimiento de los equipos utilizados para la ejecución de los modelos de negocio en cuanto a la producción de hidrógeno y uso y/o almacenamiento de CO<sub>2</sub> si es del caso, permitiendo la correcta implementación, mantenimiento y seguimiento de este tipo de proyectos.

### **Hoja de ruta propuesta para la implementación de la recomendación**

#### **Actividades**

- Identificar la oferta de formación a nivel profesional y técnica en las diferentes universidades y en el SENA.

- Identificar si existen o no dentro de los programas ofrecidos por el SENA o cualquier otra institución académica a nivel técnico o profesional, oferta de formación especial para el manejo de este tipo de actividades.
- De existir los programas y especialidades requeridos, iniciar procesos de vinculación/alianza, entre entidades responsables y académicos/científicos en la materia.
- En caso de identificarse necesidades de formación, habilitar espacios, motivar el desarrollo de proyectos de investigación y promover nuevos programas de formación técnica.
- Si existen programas que de manera general atiendan este tipo de necesidades, fomentar la gestión del conocimiento de aquellas entidades que tienen el conocimiento preciso para este tipo de actividades (ANH, ANM, ANLA) para la creación de capacidades en el marco de la formación técnica o profesional. Dicha actividad podrá materializarse a través de alianzas gubernamentales, científicas y responsables privados en el proceso.

#### **Actores responsables**

Adicionalmente a los actores responsables son los mismos que se definieron en el numeral 2.1.1., es necesario que se involucren actores públicos a partir de la participación del Ministerio de Educación como lo son:

- Servicio Nacional de Aprendizaje-SENA.
- Universidades públicas.
- Universidades privadas.

#### **Tiempos para la implementación de la recomendación**

De existir la oferta académica y técnica adecuada, en el corto plazo se pueden vincular posibles entidades responsables y profesionales expertos, para lo cual se debe considerar un tiempo de dieciocho (18) meses. En caso de que no exista la oferta académica suficiente, un mínimo de treinta y seis (36) meses.

## 9 Fuentes de financiación

---

Se realizó un análisis de fuentes de financiamiento que fuera aplicables a cada una de las modalidades de negocio propuesta. Por lo anterior, a continuación, se presenta información de entidades y recursos de cooperación, que por un lado permiten identificar la oferta de recursos para el apalancamiento de proyectos de producción de hidrógeno verde y también ofrecer información financiera relevante para el análisis de alternativas de negocios, entre ellas líneas de financiación, plazos, tasas y experiencias en proyectos similares.

El primer grupo de entidades cuenta con presencia en Colombia y cuentan con iniciativas enfocadas en la promoción de energías renovables, reducción de emisiones, fortalecimiento de infraestructura y transformación industrial.

Además, se referencian algunos proyectos que se ha adelantado con recursos de cooperación internacional, en donde existirán oportunidades tanto para el sector público como el privado en financiamiento o apoyo técnico y finalmente, se retoman esquemas de la experiencia internacional que han permitido el apalancamiento de proyectos de H<sub>2</sub> y captura y pueden servir de referentes para la adopción en Colombia.

Para el desarrollo de este numeral se toman como referencia los resultados del estudio de producción de hidrógeno azul, realizado para el Departamento Nacional de Planeación, revisando la vigencia de los mecanismos y los posibles cambios en las condiciones.

### **FINDETER**

La Banca de Desarrollo Territorial -FINDETER- financia operaciones de crédito o leasing para el sector público y privado, con líneas de crédito directo y de redescuento, entre otros servicios de asesoría en temas de planificación territorial, estructuración y ejecución de proyectos y programas de alto impacto. La línea de crédito directo está orientada a entidades territoriales (departamentos, municipios y distritos) en sectores y subsectores entre ellos, transporte, salud, desarrollo urbano y vivienda, educación, energético, entre otros.

En cuanto a las líneas de redescuento, las operaciones de financiación se realizan a través de intermediarios financieros, bancos comerciales, corporaciones financieras, cooperativas y otras entidades de financiamiento de primer piso. Como en el caso de los créditos directos, la financiación se realiza para inversiones en los sectores: Transporte, medio ambiente, salud, telecomunicaciones, desarrollo urbano y vivienda, educación, energético, deporte y recreación entre otros.

En el sector: infraestructura para el desarrollo energético, se incluyen los subsectores: hidrocarburos, carbón, energía eléctrica, gas natural y otras formas de energía. En general, se “financiaran inversiones relacionadas con la producción, generación, interconexión, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, transformación y comercialización de todo tipo de energía, proveniente de fuentes tradicionales, alternativas o no convencional, renovable y no renovable”. Para cada subsector se definen el tipo de inversiones objeto de financiación, de las cuales se pueden señalar las siguientes relacionadas con el objeto de esta consultoría:

- Proyectos relacionados con las actividades de hidrocarburos.
- Oleoductos y poliductos.
- Empresas productoras de plantas generadoras de energía relacionadas con cada uno de los sectores.
- Empresas productoras de sistemas de almacenamiento relacionadas con las actividades de hidrocarburos, carbón, energía, gas.
- Empresas productoras de otras fuentes de energía.
- Prestadores de servicios para hidrocarburos, carbón, energía, gas.

Dentro de la línea de redescuento, se ofrecen tasas y especiales de redescuento, que aplican al intermediario para financiación de la inversión, sustitución de deuda y capital de trabajo. En las condiciones generales se plantean (FINDECA, 2022):

- Financiación hasta de 100% del costo del proyecto con un plazo máximo de 15 años, incluidos hasta 3 de gracia.
- Flexibilidad en la forma de pago: mensual, bimestral, semestral, trimestral o anual; vencida o anticipada.
- Créditos en pesos o dólares.
- Amortización a capital en cuota fija, gradual creciente o decreciente.
- Opción de solicitar desembolsos parciales de acuerdo con las necesidades del proyecto.

A continuación, se resumen algunas líneas y las condiciones generales, algunas de estas no se encuentran vigentes, pero sirven de referencia para identificar condiciones ofrecidas que pueden ser utilizadas en las simulaciones con el modelo de negocios desarrollado.

- **Energía y eficiencia energética KFW**

Corresponde a una línea de financiación, en alianza con el Banco de Desarrollo Alemán KFW, que estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2022, dirigida a la promoción de proyectos

que usan tecnologías renovables y eficiencia energética. Dentro de las condiciones planteadas se contemplaban:

<b>Sector financiable</b>	Desarrollo energético
<b>Tipos de proyectos</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pequeñas centrales hidroeléctricas</li> <li>• Generación de energía a través de sistema solar fotovoltaico.</li> <li>• Proyectos de alumbrado público</li> </ul>
<b>Montos máximos</b>	No define
<b>Plazo</b>	Hasta 15 años
<b>Periodo de gracia</b>	Hasta 3 periodos a capital
<b>Tasa de interés al empresario</b>	400 punto básicos
<b>Vigencia</b>	Hasta el 31 de diciembre de 2022

▪ **Línea Especial de Energías Sostenibles e Impacto Ambiental**

Para esta línea se destinó un cupo de setenta mil millones de pesos, destinado al financiamiento de inversiones en el sector energético, eficiencia energética y reducción de gases efecto invernadero, tal como se describe a continuación.

<b>Tipos de proyectos</b>	<p>Alumbrado e iluminación exterior e interior</p> <p>Sistemas de generación de otras fuentes de energía, incluida energía eólica, solar mareomotriz, geotermia, biomasa.</p> <p>Distribución, comercialización, y transmisión de energía. PCH y otras formas de generación.</p> <p>Planes, programas y proyectos relacionados con el manejo e impacto y actualización tecnológica, jardines botánicos, mercados verdes, mecanismos de desarrollo limpio.</p> <p>Gestión de residuos sólidos.</p> <p>Aplica a estudios y diseños, estructuración de proyectos, construcción, ampliación, sistemas de seguimiento, sistemas de georreferenciación.</p>
<b>Plazo</b>	8 años
<b>Periodo de gracia</b>	Hasta dos años al capital
<b>Tasa de interés al intermediario</b>	IBR 1M+3,30%MV
<b>Tasa de interés al empresario</b>	A convenir
<b>Regiones de aplicación</b>	Todo el país

En los casos antes referenciados se observa un interés en la financiación de proyectos renovables y un enfoque hacia reducción del impacto de emisiones de efecto invernadero, por lo que con FINDETER puede ser una entidad facilitadora en el proceso de apalancamiento de proyectos con hidrógeno azul, aunque se requiere de la actualización o de nuevas líneas, en especial porque dentro de los subsectores financiados se encuentran el de hidrocarburos, carbón y gas.

## **BANCÓLDEX**

Bancóldex es el banco de desarrollo empresarial de Colombia. Está orientado a la financiación de micro, pequeñas y medianas empresas (MiPymes), la internacionalización de las empresas colombianas y la promoción del desarrollo sostenible

Dentro de su línea de productos ofrecen líneas de crédito de financiación directa y mediante aliados estratégicos.

Dentro del primer grupo se ofrecen créditos, leasing, leaseback, dirigidos a MiPymes de todos los sectores económicos, orientados a la financiación de capital de trabajo y modernización de las empresas, en general no tienen límites en los cupos y corresponden a créditos de largo plazo.

En el portafolio de financiación mediante aliados estratégicos, Bancóldex dispone de recursos de actores nacionales, internacionales, banca multilateral, entes territoriales u otros para el financiamiento a regiones específicas o temas particulares, entre ellos temas de desarrollo sostenible.

Precisamente Bancóldex ofreció el año anterior una línea de crédito denominada “Línea de crédito sostenible adelante 2022”, dirigida a MiPymes, de todos los sectores, con el objeto de financiar proyectos de economía circular, bioeconomía y/o gestión del cambio climático, mediante crédito o leasing. Dentro de la línea de cambio climático se incluyen proyectos en mitigación y adaptación. En adaptación con *actividades que logren evitar y/o disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero - GEI, en especial en cuanto a: gestión de la energía, aprovechamiento de energías renovables y eficiencia energética; operaciones de logísticas sostenibles, procesos productivos sostenibles.*

Y en mitigación: *“acciones de prevención y preparación ante eventos climáticos y condiciones cambiantes del clima. Medidas que aporten a la reducción de la vulnerabilidad ante el cambio climático del sector como factor de sostenibilidad”*

Entre las condiciones para la financiación se plantearon las que se muestran en la siguiente tabla.



<b>Montos máximos</b>	Para Microempresas y pequeñas empresas: Hasta trescientos millones de pesos (COP 300.000.000)
	Para medianas empresas: Hasta seiscientos millones de pesos (COP 600.000.000)
<b>Plazo</b>	7 años
<b>Periodo de gracia</b>	Hasta doce (12) meses.
<b>Tasa de interés al intermediario</b>	Para plazo hasta 5 años: Para pagos de Intereses mensuales: IBR NMV+1,95% Para pagos de Intereses trimestrales: IBR NtV+2,15% Para plazo entre 5 y 7 años: Para pagos de Intereses mensuales: IBR NMV+2,20% Para pagos de Intereses trimestrales: IBR NTV+2,40%
<b>Tasa de interés al empresario</b>	Libremente negociable entre el intermediario y el empresario
<b>Regiones de aplicación</b>	Todo el país

### **Financiera de Desarrollo Nacional-FDN**

La FDN es una sociedad de economía mixta, vinculada al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, definida como un banco de desarrollo, especializado en la financiación y estructuración de proyectos de infraestructura. La Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) tiene como accionistas al Gobierno Nacional a través del Grupo Bicentenario, a la Corporación Financiera Internacional (IFC), al Sumitomo Mitsui Banking Corporation y al Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) (FND, 2022).

Dentro de su portafolio de servicios se identifican dos bloques el primero ellos la asesoría técnica en estructuración y gerencia orientada a entidades públicas para el diseño solido de proyectos de infraestructura. En el marco de estas actividades:

- Asesoran y acompañan a entidades estatales en el diseño e implementación de proyectos que se desarrollen a través de esquemas de Asociación Público Privada (APP)
- Gestionan los estudios técnicos, financieros y legales que se requieran para determinar la viabilidad de un proyecto.
- Promueven proyectos y acompañan a las entidades estatales durante el proceso de selección de potenciales inversionistas privados.
- Apoyan la estructuración integral de proyectos que tengan la vocación de vincular inversión privada en alianza estratégica con IFC del Banco Mundial.

- Cuenta con vehículos de fondeo que, con el apoyo de entidades multilaterales, entre otras, permitan apalancar recursos de la entidad beneficiaria en caso de no contar con recursos suficientes o experiencia para estructurar proyectos.

En el segundo bloque de servicios esta la financiación a proyectos de infraestructura del país, a través de productos de deuda y garantía y Project Finance, este último para el desarrollo de grandes proyectos de infraestructura. Dentro de los productos de crédito se encuentran (FND, 2022):

- Deuda Senior: deuda bancaria de largo plazo que permite la estructuración financiera de los proyectos, alineando los flujos de caja de éstos con los flujos de pago de la deuda. El monto está sujeto a las políticas y a un máximo en función de un porcentaje nominal de la deuda total del proyecto. Dentro de los costos se definen: comisiones de apertura, comisión de disponibilidad e intereses.
- Deuda Senior Mini-Perm: instrumento financiero de mediano plazo para financiar proyectos de infraestructura. El plazo generalmente varía entre 5 y 10 años y sirve entre otros objetivos para cubrir las necesidades de financiación durante el periodo de construcción e inicio de operaciones. Corresponde a un préstamo en pesos, el monto se define de acuerdo a las políticas del crédito. Plantea dos tipos de amortizaciones
  - Hard-miniperm: Si hay flujo de caja libre para la deuda habrá cash sweep<sup>1</sup> hasta el plazo determinado o hasta pagar la deuda (lo primero que ocurra).
  - Soft-miniperm: Si hay flujo de caja libre para la deuda habrá un cash sweep parcial o total<sup>2</sup> dependiendo de las condiciones que se pacten.
- Garantía Bancaria: garantía bancaria pagadera a primer requerimiento, irrevocable e incondicional, ofrecida con el objeto de respaldar los aportes de capital “equity” base de un promotor “Sponsor” u accionista de un proyecto de infraestructura. El monto será hasta el máximo hasta el 30% del nominal de la deuda senior del proyecto.
- Fondeo en Pesos: Línea de crédito en moneda local y de largo plazo, destinada a entidades financieras internacionales (Bancos Comerciales, Entidades Multilaterales), en términos y condiciones flexibles, para ser usado en la financiación de proyectos de infraestructura en el país.
- Garantía Parcial: Garantía pagadera a primer requerimiento, irrevocable e incondicional, que respalda el pago oportuno de las obligaciones de un emisor de bonos, mejorando su perfil crediticio y viabilizando el acceso a nuevas fuentes de financiación a través del mercado de capitales.

- Deuda Miniperm: Crédito tipo Project Finance de mediano plazo (entre 5 y 8 años) con la idea de cubrir el periodo de construcción e inicio de la operación del proyecto. Antes del vencimiento del préstamo, se busca la refinanciación de la deuda, lo cual permite al proyecto optimizar su costo de financiación.

La entidad reporta la ejecución de 37 proyectos ejecutados, dentro de estos se reporta el Programa de Energías Renovables (PER), perforación Pozo Plato, un negocio de estructuración para Electricaribe y asesoría en generación energética para EMCALI, entre otros, principalmente del sector transporte (SITP Barranquilla + Área metropolitana, 1ra fase del Metro de Bogotá, Transmilenio Fase I y II (Bogotá y Soacha) y en otros sectores como el hospitalario. Así mismo, reporta diez proyectos en ejecución entre ellos la consultoría legal y financiera para la estructuración de un esquema marco que permita la vinculación de capital privado para la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), los demás corresponden principalmente al sector de transporte.

Otra de las acciones clave y marco para el proyecto en ZNI, es el convenio de Cooperación Técnica entre el FND y el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía -FENOGE-, con el objetivo de promover el desarrollo y financiamiento de proyectos en el sector energético, entre otras alianzas con el Ministerio de Minas y Energía. El portafolio de servicios tiene un enfoque fuerte en fortalecer la estructuración de los proyectos y el fondeo, tarea en la cual destacan alianzas con el Banco Chino de Infraestructura, Banco de Japón, Banco de Desarrollo de Corea cooperaciones enfocadas en la formulación y apalancamiento de proyectos de infraestructura en donde existiría una potencial cabida a proyectos de hidrógeno y captura de CO<sub>2</sub>.

### **BID-COLOMBIA**

El Banco Interamericano de Desarrollo-BID- ha realizado varias acciones en pro del financiamiento de proyectos asociados con transformación energética e impacto en cambio climático, en donde podrían habilitarse herramientas para el financiamiento de proyectos de hidrógeno, aun cuando el mayor enfoque está dirigido a proyectos de hidrógenoverde.

Entre estas acciones se encuentra la creación del Fondo Verde para el Clima (GCF, por sus siglas en inglés), con USD\$450 millones para ofertar concesionales y donaciones a nueve países de la región de América Latina y El Caribe, dentro de los que se encuentra Colombia. Este fondo está enfocado en acelerar la adopción de vehículos eléctricos y basados en el

hidrógeno. En relación con el hidrógeno se financiarán proyectos piloto de hidrógeno verde para evaluar su viabilidad como formas de incrementar la resiliencia de la red eléctrica.

En diciembre de 2021 el BID aprobó *una línea de financiamiento para BANCOLDEX, por un monto de USD\$45 millones, un cofinanciamiento de USD\$3,5 millones y un financiamiento no reembolsable de USD\$1,5 millones* (BID, 2021). Estos recursos están dirigidos al financiamiento de proyectos estratégicos de energía verde y movilidad eléctrica, entre ellos proyectos de generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, entre las cuales mencionan específicamente hidrógeno verde.

### **FONDO VERDE PARA EL CLIMA – FVC**

Entre los principales impulsores de acciones de fortalecimiento técnico y facilitadores de las inversiones relacionadas con acciones de mitigación y adaptación al cambio climático para Colombia, se encuentra el FVC (creado en el marco de la Convención de las Naciones Unidas), con una gama de instrumentos de financiación, que incluyen asignación de subvenciones, deuda concesional, garantías o instrumentos de capital para atraer inversión privada en mercados verdes para países en desarrollo. El fondo cuenta con un total USD\$42,4 mil millones, de los cuales se han comprometido USD\$11,3 mil millones en 243 proyectos alrededor del mundo el 26.3% en América Latina y el 46% enfocados en mitigación del cambio climático, cabe resaltar que cerca del 29% de los proyectos (el mayor número por sector) corresponden a generación y acceso a energía. El 64% de los recursos ha estado dirigidos al sector público, el 36% ha sido ejecutado por privados (FVC, 2023).

Estos servicios están dirigidos a las inversiones en estrategias de planificación y formulación de políticas para maximizar los beneficios de la mitigación, adaptación y el desarrollo sostenible, además de inversiones en nuevas tecnologías, garantías para mejorar el perfil de riesgo de inversionistas en cambio climático.

Particularmente en Colombia el FVC reporta la ejecución de once proyectos y USD\$292.9 millones en recursos de financiación, en la ejecución de programas como

- Inversión en agricultura inclusiva y protección de bosques (FP212).
- Programa de movilidad eléctrica para ciudades sostenibles en América Latina y el Caribe (FP189).
- Iniciativas climáticamente inteligentes para la adaptación al cambio climático y la sostenibilidad de la producción agrícola (FP182).
- Colombia REDD+ pagos por resultados 2015-2016 (FP134).

- Ampliación de prácticas de gestión del agua resilientes al clima para comunidades vulnerables en La Mojana (FP056).

Aunque estos proyectos han sido ejecutados por el sector público. EL FVC cuenta con estrategias para facilitar recursos al sector privado, por ejemplo, instrumentos concesionales, incluidos préstamos para proyectos a largo plazo y con bajo interés, líneas de crédito a bancos y otras instituciones financieras, inversiones de capital y mitigadores de riesgo, como garantías, protección de primera pérdida y capacidad basada en subvenciones (FVC, 2022). Los lineamientos para la aplicación en esta modalidad están dispuestos en el documento *“B.32 la Estrategia del Sector Privado”*.

El total se ejecutan 54 proyectos entre ellos:

- Transformando la energía renovable en Chile
- Empoderar a los pobres energéticos en África y Asia
- Abriendo nuevas oportunidades climáticas en la agricultura (Guatemala y México)
- Uso de financiamiento combinado para expandir las energías renovables de Egipto
- Promoción de la inversión del sector privado a través de la adopción a gran escala de tecnologías y equipos de ahorro de energía para los sectores textil y de prendas confeccionadas (RMG) de Bangladesh

Particularmente, el FP140 Programa de Alto Impacto para el Sector Empresarial, tiene como objeto promover la adopción de tecnologías bajas en carbono en el sector industrial. Fue diseñado para facilitar un cambio transformador dentro de las industrias intensivas en energía, los agronegocios y el sector minero en Armenia, Jordania, Kazajstán, Marruecos, Serbia, Túnez y Uzbekistán. Los recursos estuvieron destinados a la adopción de tecnologías de alto impacto climático, cambios de gestión en el gobierno corporativo y se reporta un ahorro de 17,2 Mton evitadas.

Si bien, dentro de los proyectos presentados no se identifican proyectos enfocados en captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, como el asociado a la producción de hidrógeno azul, las guías sectoriales si están definidas para el apoyo financiero en acceso a la energía y generación, cambios de paradigma en el sector industrial y facilidades para la transición a energías renovables.

### **Banco Mundial**

El Grupo del Banco Mundial integra a cinco instituciones el Banco Mundial (BIRF y AIF) y tres organismos más: la Corporación Financiera Internacional (IFC, por sus siglas en inglés), el Organismo Multilateral de Garantía de Inversiones i (MIGA, por sus siglas en inglés) y el

Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI). Particularmente, en el caso de Colombia los últimos apoyos registrados se han realizado mediante el BIRF.

Dentro de los servicios particulares del BIRF, se encuentran el Préstamo flexible del BIRF (IFL), catalogado como el principal producto del BM para prestatarios del sector público de países de medianos ingresos y dirigido al financiamiento de Proyectos de Inversión, Financiamiento de Políticas de Desarrollo y Programa por Resultados, explicados más adelante. Y para los cuales contempla:

- Vencimientos largos, hasta 35 años.
- Tasas de interés basadas en el mercado que reflejan la calificación crediticia AAA del BIRF.
- Flexibilidad para adaptar los términos de pago.
- Herramientas integradas para gestionar el riesgo de tipo de cambio o de tipo de interés durante la vigencia del préstamo.

Para acceder a esta alternativa debe surtirse un proyecto de preparación entre gerente de Proyecto del Banco Mundial, la oficina de Colombia del Banco Mundial y el representante del prestatario a cargo de seleccionar los términos financieros. El BM ofrece un paquete de documentos preparatorios, con información para identificar las mejores condiciones financieras, entre los formatos se incluyen, la Hoja de trabajo de elección de préstamo (LCW, por sus siglas en inglés), las instrucciones para el diligenciamiento de LCW y una carta informativa para el prestatario con una explicación más detallada de las opciones disponibles. En este sentido, en la práctica, las oficinas de las principales entidades de gobierno tienen contacto con la oficina del BM y cierta experiencia para surtir los procedimientos internos y elegir entre las opciones la mejor de acuerdo a cada objetivo que se persiga.

Como se mencionó, dentro de los servicios del BM se encuentran préstamos, garantías y productos de gestión de riesgos y servicios de conocimiento y asesoría (incluidos servicios reembolsables) a los Gobiernos a nivel nacional y subnacional, mediante tres tipos de financiamiento:

El Financiamiento de Proyectos de Inversión: Consiste en el financiamiento a los gobiernos para el desarrollo de infraestructura física/para reducción de la pobreza y el desarrollo sostenible. El marco de política en este financiamiento esta dado por dos políticas internas del BM:

- Política del Banco: Financiamiento de Proyectos de Inversión (antes Política Operativa 10.00):
- Directiva Bancaria: Financiamiento de Proyectos de Inversión (anteriormente Procedimiento Bancario 10.00)

El Financiamiento de Políticas de Desarrollo: Dirigido a programas de gobierno con políticas y acciones institucionales para ayudar a lograr un crecimiento sostenible y compartido y la reducción de la pobreza, en este caso el BM, determina si es probable que las políticas específicas respaldadas por la operación tengan consecuencias sociales y de pobreza significativas, especialmente en las personas pobres y los grupos vulnerables, y si es probable que las políticas específicas del país respaldadas por la operación causen efectos significativos en el medio ambiente, los bosques y los bosques del país prestatario. Los productos se pueden extender como préstamos, créditos/subvenciones o garantías.

Los procedimientos para este tipo de recurso están definidos en Política del Banco: Financiamiento de la Política de Desarrollo y el procedimiento del MB 8.60.

Y finalmente, el programa por resultados, (PforR por sus siglas en inglés), reglamentados por la política bancaria, directiva bancaria y las directrices para prevenir y combatir el fraude y la corrupción, en este bloque de servicios no se identifican operaciones en Colombia, pero si en países como Brasil y Argentina.

En general, los servicios de financiación están orientados a la financiación de programas y proyectos de políticas ambientales y sociales, dentro de los que se priorizan temas de asesoría técnica y acompañamiento para temas desarrollo de países y superación de pobreza, este enfoque permite el apoyo en varios sectores y de acuerdo a las prioridades identificadas por región. Entre estos temas el BM, contempla como clave temas de educación y fragilidad, conflicto y violencia, cambio climático y energía, en donde claramente los proyectos de hidrógeno azul tienen oportunidad para acceso a financiación.

## 9.1 Referentes internacionales

- **Crédito fiscal 45Q-Departamento del Tesoro y Servicio de Impuestos Internos IRS de EEUU**

El crédito fiscal de la Sección 45Q del Servicio de Impuestos Internos (IRS, por sus siglas en inglés) se otorga a las empresas por comprar y usar equipos de captura y almacenamiento de dióxido de carbono de las emisiones industriales y consiste en destinar los recursos de pagos fiscales directos en la inversión en la tecnología.

Esta modalidad de financiación se plantea en función del CO2 capturado, ofreciendo hasta USD\$50 por tonelada métrica de carbono calificado para secuestro permanente y hasta USD\$35 por tonelada métrica de carbono para recobro mejorado de petróleo (IRS, 2022) con el objetivo de incentivar mayores inversiones en infraestructura de transporte de CO2 y desarrollo de tecnología en captura.

De acuerdo a las últimas modificaciones no se plantean límites a las cantidades de CO2 y para la financiación de los siguientes proyectos:

- Captura y disposición del CO2 con un equipo específico
- Almacenamiento geológico seguro de CO2 en lugares subterráneos seguros
- Proyectos de recobro mejorado de petróleo o gas natural
- Uso de CO2

En cuanto a los requisitos se plantean:

- Proyectos que emitan entre 25.000 y 500.000 toneladas métricas de CO2 por año. Se plantea la posibilidad en que accedan una agrupación de proyectos que cumplan con los niveles de emisión exigidos, pero con especial cuidado de sobre quien recae la propiedad de los equipos.
- El crédito se ofrece por 12 años desde la puesta en operación del equipo
- La construcción del proyecto debe iniciar antes del 1 de enero de 2024.
- Medidas de seguridad adecuadas para el almacenamiento geológico
- Tipo de equipos de captura susceptibles a la financiación
- Estándares para la medición del CO2 capturado
- Reporte de información contractual y de operación anual

Adicionalmente, la reglamentación del IRS establece que, si el CO2 vuelve a la atmósfera durante los tres años de almacenamiento o inyección, los recursos deben ser reembolsados. Se puede optar a los recursos del crédito incluso cuando exista una combinación en los usos que se dará al CO2, de esta manera, la norma ejemplifica una situación en la que parte del CO2 se dispone en almacenamiento subterráneo, parte a EOR u otra disposición, en este caso el desarrollador debe informar el detalle de los contratos y demás información comercial al IRS y realizar un reporte anual, mediante unos formatos definidos por las autoridades (IRS, 2020).

De este crédito fiscal, vale la pena resaltar el interés por definir criterios para un almacenamiento seguro, el tipo de responsabilidades y los mecanismos de detección de fugas. Recientemente, se encuentran en discusión los proyectos de ley ESIC y CEAA, que



entre otros aspectos pretendían aumentar los montos asignados (a USD\$85 por tonelada de CO2 eliminada), la eliminación del umbral en las emisiones, para que más industrias puedan acceder.

## **ARENA**

ARENA es la agencia australiana de energías renovables, creada en el 2012 tiene el propósito de apoyar la transición global hacia cero emisiones netas y tiene dentro de sus funciones (Ley ARENA) proporcionar asistencia financiera para investigación en tecnologías de energía renovable, el desarrollo, demostración, comercialización o despliegue de tecnologías de energía renovable y el almacenamiento y el intercambio de información y conocimientos sobre tecnologías de energía renovable. En cumplimiento de esto, ARENA puede otorgar subvenciones de acuerdo a la estrategia general de financiamiento, sin que esta supere AUS\$50 millones para un proyecto en particular y cuando sean superiores a AUS\$15 millones deben contar con aprobación ministerial

En cumplimiento de esto, pone a disposición varios programas de financiamiento para el desarrollo de programas que tengan un nexo claro con energía renovables y actividades de bajas emisiones, para lo cual ha destinado AUD\$8.810 millones (cerca de USD\$5.560 millones) en el fortalecimiento de la industria de renovables australiana.

En temas de hidrógeno ARENA presenta un reporte de los proyectos financiados con corte a septiembre de 2022 dentro de los que se identifican cerca de 35 proyectos ejecutados y financiados desde 2016, en general se trata de proyectos de producción de hidrógeno, amoniaco y mecanismo de exportación, desarrollo tecnológico en pilas de combustible de hidrógeno, usos finales de H<sub>2</sub> en motores y casos de uso en la industria.

Pero en línea con el hidrógeno azul se identifican proyectos como Metanol UWA de Syngas (Proyecto de I+D), CSIRO Hidrógeno a Amoniaco (Proyecto de I+D) con objetivo desarrollar un proceso de producción de amoniaco que consuma menos energía que el proceso Haber-Bosch convencional y no contribuya a ninguna emisión de gases de efecto invernadero (2018), Portador de combustible de metano CSIRO: producción de metano sintético como combustible renovable fácilmente exportable, derivado del dióxido de carbono atmosférico y el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables (2018), estudio de viabilidad para la mezcla de hidrógeno en infraestructura de gas natural en el Sur de Australia (2020) y recientemente un la financiación de un estudio de viabilidad técnica que investiga el uso de hidrógeno renovable para descarbonizar parcialmente el refinado de alúmina en la refinería de alúmina Yarwun de Rio Tinto en Gladstone, Queensland.

De acuerdo a información de ARENA, la entidad oferta una serie de programas con el enfoque particular o lanza rondas de financiación en un tema específico. Cada programa establece sus directrices, pero en general ARENA dispone de un cupo de recursos definido por la Ley de Energía Renovable de Australia (2011-s64). En las directrices, se definen además de los objetivos del programa, los criterios de elegibilidad para el solicitante y la actividad a desarrollar, y unos criterios de mérito en función de los resultados del programa. Además de los criterios para el análisis de viabilidad financiera y los niveles adecuados de compromiso de cofinanciación y la validación del monto de financiamiento esperado de ARENA, en función del cierre financiero del proyecto. Aunque las condiciones para la cofinanciación varían de un programa a otro en general, los recursos funcionan como un subsidio, en algunos casos recuperable, pero siempre buscando que los inversionistas al menos igualen en las inversiones los recursos subsidiados.

La entidad dispone en su página Web de la información de cada programa abierto, los objetivos y pautas, recursos disponibles, a quien está dirigido, monto, destino y mecanismo para asignar de la subvención, para que posteriormente el interesado valide si es elegible a través de una evaluación y de acuerdo al resultado puede formular una expresión de interés y posteriormente la solicitud completa, mediante formularios disponibles en el mismo aplicativo.

Actualmente, se encuentran vigentes los programas:

- Programa de Avance de las Energías Renovables (ARP)- incluye comercialización de hidrógeno)
- Programa de Estudios de Transformación de Energía Industrial (IETS)- eficiencia Energética en la Industria
- Programa de Combustibles del Futuro: infraestructura de carga pública para vehículos eléctricos con batería, así como tecnologías de hidrógeno y biocombustibles.
- Programa piloto de microrred regional de Australia

Además, se cuenta con el **Fondo de Innovación**, que costea inversiones de empresas en diversas oportunidades que van desde la movilidad y las ciudades inteligentes hasta la agricultura, la economía circular y soluciones innovadoras de gestión de la demanda de energía.

Adicionalmente, el gobierno australiano cuenta con el **Fondo de Reducción de Emisiones** (Department of Climate Change, Energy, the Environmental and Water, 2022), destino al financiamiento en nueva tecnología, actualización de equipos, cambios de uso de la tierra o mejoras en productividad, cambios en gestión de la vegetación para mayor capacidad de

almacenamiento de carbono. Dentro de los proyectos elegibles se incluyen consumos de energía, producción de carbón, gas y procesos industriales, entre otros. Los beneficiarios del fondo generan Unidades de Crédito de Carbono Australianas (ACCU) por cada tonelada de emisiones de dióxido de carbono equivalente (tCO<sub>2</sub>-e) almacenadas o evitadas, que vender para generar ingresos, ya sea al gobierno australiano a través de un contrato de reducción de carbono, o a empresas y otros compradores privados en el mercado secundario. Este esquema de subvenciones se convierte en un buen referente para el caso colombiano, en cuanto al apoyo directo al sector industrial, la definición de requisitos y procedimientos que permiten la formulación de proyectos industriales de diferente índole y de acuerdo con estos, garantías y recursos que permiten la ejecución y seguimiento a los proyectos.

En cuanto a recursos de cooperación australiana, se ha destinado recursos a través de la embajada australiana (PROGRAMA DE AYUDA DIRECTA-DAP) dirigidos a proyectos ejecutados por ONG, de pequeña escala y que incluyan la participación de comunidades locales y particularmente, para H<sub>2</sub> la Misión de Hidrógeno Limpio, liderada por Chile y Csiro (con apoyo del gobierno australiano) y acuerdos con Japón, Alemania y Reino Unido, pero sin que se hayan definido líneas de financiación o de asignación de recursos.

#### **JI-A - Japan International Cooperation Agency**

En cuanto entidades japonesas, como país referente en la ejecución de proyectos en hidrógeno y captura, tienen presencia en Colombia mediante la Estrategia de Cooperación de JI-A - Colombia, dentro de esta la Asociación en Investigación en C&T para el Desarrollo Sostenible (SATREPS), que brinda apoyo técnico y financiero a proyectos de investigación conjuntos con entidades japonesas, con prioridades temáticas de medio ambiente y energía. Además de habilitan opciones para establecer alianzas público-privadas, en este caso el modelo es entre sector privado japonés y el sector público de Colombia, en ese caso JICA ofrece financiamiento para realizar los estudios de factibilidad de posibles negocios BOP para las empresas japonesas.

Finalmente, está la figura de “Prestamos en yenes”, para soportar el desarrollo socioeconómico de países en desarrollo, en ese caso otorga préstamos en yenes con condiciones preferenciales. Las áreas de enfoque son: Reducción de Pobreza, Construcción de Paz y Respuesta a tareas de nivel global y con esto con corte a 2017 se reportaba la ejecución de cinco proyectos (USD\$ 275 millones): Regulación Rio Cauca (1979), Construcción Central Eléctrica Calima III (1984), Acueducto y alcantarillado en Aguablanca

(1985), Un proyecto para el Acueducto de Bogotá (1989) y Desarrollo de la Cuenca Agrícola en la Cuenca del Rio Ariari.

En estos proyectos se pueden identificar los siguientes rangos para las condiciones financieras:

<b>Montos</b>	<b>JPY\$7.600-12.300 millones (USD\$51-84 millones)</b>
Tasa de interés	3%-4,75%
Periodos de reembolso	20 – 25 años
Periodos de gracia	7 años

Finalmente, de la información antes expuesta, en los diferentes programas y líneas de financiamiento se observa un interés fuerte en el apoyo para la implementación de proyectos de fuentes de energía renovables, motivados especialmente en la reducción de emisiones y producción limpia de energía. En el caso colombiano, las directrices están orientadas a energías renovables no convencionales con unas recientes aproximaciones hacia la producción de hidrógeno. Sin embargo, en las diferentes líneas de financiamiento y de recursos de cooperación es claro el objetivo principal del cumplimiento de los compromisos de emisiones netas cero a 2050, por lo que existe un potencial espacio para producción azul especialmente por los nuevos desarrollos asociados a la captura.

En cuanto a los insumos para el análisis financiero, las referencias obtenidas permiten contar con unos plazos, montos y tasas de interés útil en la evaluación financiera de las alternativas propuestas, inicialmente como referente para el análisis y unas opciones de sensibilidad. De ellas quizá un buen referente para formular los escenarios de financiación, sería la línea de Energía y eficiencia energética KFW, si bien no contempla específicamente proyectos con hidrógeno si está dirigida entre otros a proyectos de fuentes no convencionales de energía, además representa un esquema de apalancamiento a través de recursos de cooperación internacional para financiación directa de los proyectos.

Las condiciones financieras permiten el apalancamiento en recursos en pesos o dólares a un plazo relativamente largo frente las otras alternativas referenciadas y finalmente, tiene una bondad o desventaja y es que esta próxima al cumplimiento del cupo, lo que podría representar una oportunidad para su ampliación y la inclusión de proyectos específicos de H<sub>2</sub> azul, más cuando el sector de hidrocarburos y carbón está dentro de los sectores objeto de financiación de FINDETER.

Finalmente, los referentes internacionales: Crédito fiscal 45Q y recursos fondeados por ARENA, resaltan iniciativas de gobierno para solucionar barreras de entrada en los

mercados, principalmente asociadas a necesidades de desarrollo tecnológico e inversiones fuertes en la transformación de las actividades productivas, en ambos casos las subvenciones están dirigidas a facilitar los recursos de inversión y condicionadas a la capacidad de los desarrolladores y la reducción efectiva de las emisiones.

Los recursos de cooperación técnica y económica en relación con captura han estado orientados hacia temas de reforestación y adaptación de ecosistemas, pero la propuesta de los fondos deja abierta la posibilidad al estudio, desarrollo e implementación de procesos de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en otros sectores y con ello a otras iniciativas de cooperación internacional y acceso a recursos.

# Anexos

---

## A. Costos estimados para los casos de negocio

### a. Costos de capital - CAPEX

Corresponde a las inversiones en infraestructura y consideran los equipos necesarios para la producción de H<sub>2</sub> en cada una de las rutas planteadas.

Se establecieron paramétricos de todas las unidades del proceso en dólares por tonelada de hidrógeno anual, como se presentó en el informe 1, Contexto y metodología de evaluación. Con este valor, se calcularon todos los gastos de capital, CAPEX asociados a la demanda de hidrógeno por región.

Se consideran dos casos: obtención de hidrógeno a partir de biomasa residual con captura de dióxido de carbono CCUS (“*cryocap*” de airliquide) y sin captura. Para este análisis la tecnología Cryocap captura el dióxido de carbono de las corrientes de gas provenientes de procesos químicos y lo almacena en estado líquido.

Para la estimación del LCOH y la evaluación de los casos, a los valores presentados en este capítulo se le aplican costos de importación, correspondientes al 5% del valor obtenido, no se incluyen costos de aranceles. Posteriormente se aplica al costo del proyecto en cada departamento el porcentaje de costos logísticos de la Encuesta Nacional Logística del año 2022 correspondiente.

A continuación, se presenta el CAPEX de cada caso de negocio regionalizado con los posibles recorridos mostrados anteriormente. Se anota que los cambios del CAPEX con CCUS y sin CCUS se deben a que, si en el gas de síntesis hay un alto contenido de CO<sub>2</sub> y a este se le suma el producido en las diferentes etapas de purificación, por ejemplo, para el caso H(G)3, en que se produce dióxido de carbono de la gasificación más el producido en WGS o BWGS (Purificación II). En el caso de H(G)4 se suma el CO<sub>2</sub> producido en gasificación más el producido por el aumento de CO debido al proceso de reformado de vapor (Purificación I), corrientes que se direccionan a WGS o BWGS, aumentando así, la producción de hidrógeno y así mismo de dióxido de carbono.

Para el caso del proceso de electrólisis, se emplean los paramétricos de todas las unidades del proceso (PCH + proceso de purificación de agua + electrolizador) en dólares por tonelada de hidrógeno anual, establecidos en el informe 1: Contexto y metodología de evaluación. Con este valor, se calculan todos los gastos de capital, CAPEX asociados a la demanda de hidrógeno por región.

En las tablas mostradas a continuación, se presenta el CAPEX por unidad USD/kg H<sub>2</sub>, desagregado en uso, departamento tipo de biomasa y con captura y sin captura de dióxido de carbono. El valor total del CAPEX corresponde al valor unitario por la producción de H<sub>2</sub> de cada caso.

Tabla 33. CAPEX para fertilizantes sin captura por departamento – USD/kg H<sub>2</sub>

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	6.868	6.842	6.270	6.253	7.469	7.446
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tecnificado	6.860	6.899	6.343	6.375	7.374	7.425
Gasificación	Magdalena	Cuesco	6.856	6.812	6.716	6.608	6.990	7.016
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	6.856	6.676	5.482	5.714	8.354	7.830
Gasificación	Santander	Cuesco	6.857	6.813	6.717	6.610	6.992	7.018
Gasificación	Santander	Hoja de palma	6.857	6.678	5.484	5.716	8.355	7.832
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	6.866	6.840	6.267	6.250	7.467	7.444
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	6.866	6.905	6.349	6.381	7.380	7.431
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	6.855	6.895	6.338	6.371	7.369	7.421
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	7.918	7.901	7.138	7.124	8.292	8.278
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	7.910	6.942	7.536	6.437	8.084	7.409
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	7.906	7.792	7.048	6.965	8.319	8.224
Pirolisis	Magdalena	EFB	7.906					
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	7.908	7.793	7.049	6.966	8.321	8.225
Pirolisis	Santander	EFB	7.908	7.264	6.193	6.134	8.788	8.151
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	7.916	7.898	7.135	7.121	8.289	8.275
Pirolisis	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado		6.937		6.432		7.405
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	6.533	6.037	7.158			
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	6.533	6.037	7.158			
Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	6.533	6.037	7.158			
Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	6.545	6.049	7.170			
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar	6.542	6.046	7.167			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café	6.542	6.046	7.167			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	6.546	6.049	7.171			



Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	6.546	6.049	7.171			
Reformado biogás	Huila	Pulpa café	6.537	6.041	7.162			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino		8.818	9.269			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar		8.818	9.269			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino		8.777	9.228			

Tabla 34. CAPEX para fertilizantes con captura por departamento – USD/kg H<sub>2</sub>

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	6.146	6.075	6.192	6.179	6.565	6.725
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tecnificado	7.459	7.498	7.484	7.531	8.402	8.465
Gasificación	Magdalena	Cuesco	6.983	6.938	7.012	7.004	7.246	7.347
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	13.281	13.101	10.201	8.848	13.298	10.933
Gasificación	Santander	Cuesco	7.008	6.964	7.038	7.029	7.272	7.372
Gasificación	Santander	Hoja de palma	13.306	13.127	10.226	8.874	13.324	10.959
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	7.554	7.528	7.592	7.558	8.664	8.620
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	7.593	7.632	7.618	7.665	8.536	8.599
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	7.378	7.418	7.403	7.451	8.322	8.385
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	8.848	8.831	8.614	8.596	9.656	9.637
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	8.044	7.076	7.997	7.281	8.470	8.100
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	8.938	8.824	8.601	8.466	9.768	9.614
Pirolisis	Magdalena	EFB	8.936					
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	8.963	8.849	8.627	8.492	9.794	9.640
Pirolisis	Santander	EFB	8.961	8.318	8.290	7.801	10.731	9.635
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	8.803	8.786	8.569	8.551	9.611	9.592

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Pirólisis	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado		6.996		7.201		8.019
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino		8.789	9.240			
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino		8.789	9.240			
Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café		8.789	9.240			
Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar		9.025	9.476			
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar		8.964	9.415			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café		8.964	9.415			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino		9.037	9.488			
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar		9.037	9.488			
Reformado biogás	Huila	Pulpa café		8.858	9.309			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	6.535	6.038	7.160			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	6.535	6.038	7.160			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	6.532	6.036	7.157			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	6.532					

Tabla 35. CAPEX para fertilizantes a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD

Departamento	Capacidad electrolizador Ton/hora H <sub>2</sub>	T (1)	T (2)
Antioquia	35,92	2,14	66.672
Santander	21,44	1,28	92.618
Cauca	6,95	0,41	30.003
Tolima	6,14	0,37	26.524

Tabla 36. CAPEX para metanol sin y con captura por departamento – USD/kg

Proceso	Captura	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	NO	Magdalena	Hoja de palma	5.396	5.217	4.023	4.254		
Gasificación	NO	Santander	Hoja de palma	5.389	5.209	4.015	4.247	6.886	6.363
Gasificación	SI	Magdalena	Hoja de palma	11.992	11.812	8.912	7.559		
Gasificación	SI	Santander	Hoja de palma	11.865	11.685	8.785	7.433	11.882	9.517

Tabla 37. CAPEX para metanol a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD

Departamento	Capacidad electrolizador Ton/hora H <sub>2</sub>	T(1)	T (2)
Santander	0,903457273	82.955	83.044
Valle del Cauca	0,398891063	36.626	36.665
Cundinamarca	0,797782127	73.252	73.330

Tabla 38. CAPEX para movilidad sin captura por departamento – USD/kg

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Casanare	Cuesco	5.691	5.646	5.551	5.443	5.825	5.850
Gasificación	Casanare	Hoja de palma	5.691	5.511	4.320	4.551	7.185	6.663
Gasificación	Cesar	Cuesco	5.724	5.680	5.584	5.477	5.858	5.884
Gasificación	Cesar	Hoja de palma	5.724	5.545	4.352	4.583	7.221	6.698
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	4.672	4.672	4.156	4.156	5.187	5.187
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	4.672	4.672	4.156	4.156	5.187	5.187
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	3.715	3.689	3.116	3.099	4.316	4.293
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tecnificado	5.976	5.976	5.450	5.450	6.500	6.500
Gasificación	Magdalena	Cuesco	4.392	4.347	4.252	4.145	4.525	4.551

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	4.392	4.213	3.025	3.256		
Gasificación	Meta	Cascarilla de arroz	4.924	4.898	4.331	4.314	5.518	5.495
Gasificación	Meta	Cuesco	4.924	4.880	4.785	4.679	5.056	5.082
Gasificación	Meta	Hoja de palma	4.924	4.746	3.565	3.794	6.405	5.887
Gasificación	Meta	Tallo de maíz tecnificado	4.924	4.924	4.413	4.413	5.432	5.432
Gasificación	Santander	Cuesco	3.985	3.941	3.845	3.737	4.120	4.146
Gasificación	Santander	Hoja de palma	3.985	3.805	2.608	2.840	5.487	4.962
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	4.725	4.699	4.124	4.107	5.329	5.305
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	4.725	4.725	4.206	4.206	5.241	5.241
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tradicional	4.725	4.725	4.206	4.206	5.241	5.241
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	3.716	3.756	3.200	3.232	4.230	4.281
Pirolisis	Boyacá	Paja de trigo	5.430	5.110	4.691	4.420	5.783	5.521
Pirolisis	Casanare	Cáscara de palmiste	6.739	6.625	5.882	5.799	7.151	7.056
Pirolisis	Casanare	EFB	6.739	6.096	5.028	4.969	7.617	6.981
Pirolisis	Cesar	Cáscara de palmiste	6.773	6.659	5.916	5.833	7.187	7.091
Pirolisis	Cesar	Tallo de algodón	6.773	5.870	6.061	5.291	7.113	6.388
Pirolisis	Córdoba	Tallo de algodón	5.722	4.819	5.010	4.239	6.062	5.337
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	5.722	4.754	5.349	4.250	5.896	5.222
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	5.722	4.754	5.349	4.250	5.896	5.222
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	7.416	7.399	7.182	7.164	8.224	8.205
Pirolisis	Huila	Tallo de algodón	7.046	6.125	6.320	5.534	7.392	6.653
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	7.046	6.060	6.665	5.545	7.223	6.536
Pirolisis	La Guajira	Cascarilla de arroz	9.149	9.132	8.365	8.351	9.524	9.510
Pirolisis	La Guajira	Tallo de algodón	9.149	8.241	8.433	7.658	9.490	8.761
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	5.436	5.323	4.582	4.500	5.847	5.752

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Pirolisis	Magdalena	EFB	5.436					
Pirolisis	Meta	Cáscara de palmiste	5.962	5.849	5.113	5.031	6.371	6.276
Pirolisis	Meta	Cascarilla de arroz	5.962	5.945	5.190	5.176	6.332	6.318
Pirolisis	Meta	EFB	5.962	5.326	4.267	4.208	6.832	6.202
Pirolisis	Meta	Tallo de maíz tecnificado	5.962	5.005	5.592	4.506	6.134	5.467
Pirolisis	Nariño	Paja de trigo	7.502	7.184	6.769	6.500	7.853	7.593
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	5.038	4.924	4.178	4.094	5.453	5.357
Pirolisis	Santander	EFB	5.038	4.393	3.319	3.260	5.921	5.282
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	5.779	5.762	4.996	4.982	6.155	6.140
Pirolisis	Tolima	Tallo de algodón	5.779	4.872	5.064	4.289	6.120	5.392
Pirolisis	Tolima	Tallo de maíz tradicional	5.779	4.807	5.404	4.301	5.954	5.277
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	3.438	2.941	3.901			
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	3.438	2.941	3.901			
Reformado biogás	Antioquia	Mucílago de café	3.438	2.941	3.901			
Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	3.438	2.941	3.901			
Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	4.049	3.549	4.514			
Reformado biogás	Casanare	Estiércol Bovino	5.369	4.873	5.830			
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar	4.901	4.398	5.370			
Reformado biogás	Cauca_	Mucílago de café	4.901	4.398	5.370			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café	4.901	4.398	5.370			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Bovino	4.350	3.853	4.812			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Porcino	4.350	3.853	4.812			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	3.392	2.896	3.854			
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	3.392	2.896	3.854			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café	3.736	3.240	4.198			

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café	3.736	3.240	4.198			
Reformado biogás	Huila	Mucílago de café	5.647	5.141	6.118			
Reformado biogás	Huila	Pulpa café	5.647	5.141	6.118			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino	4.604	4.114	5.062			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino	4.604	4.114	5.062			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	3.662	3.164	4.125			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	3.662	3.164	4.125			
Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café	4.401	3.903	4.865			
Reformado biogás	Tolima	Pulpa café	4.401	3.903	4.865			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	3.394	2.898	3.856			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	3.394					

**Tabla 39. CAPEX para movilidad con captura por departamento – USD/kg**

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar		10.995	13.425			
Reformado biogás	Cauca_	Mucílago de café		10.995	13.425			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café		10.995	13.425			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Bovino		9.634	12.030			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Porcino		9.634	12.030			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino		7.239	9.636			
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar		7.239	9.636			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café		8.100	10.496			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café		8.100	10.496			
Reformado biogás	Huila	Mucílago de café		12.853	15.296			

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Huila	Pulpa café		12.853	15.296			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino		10.284	12.654			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino		10.284	12.654			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino		7.910	10.313			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar		7.910	10.313			
Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café		9.757	12.163			
Reformado biogás	Tolima	Pulpa café		9.757	12.163			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino		7.245	9.639			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar						
Gasificación	Casanare	Cuesco	14.226	14.116	13.877	13.608	14.561	14.626
Gasificación	Casanare	Hoja de palma	14.226	13.778	10.799	11.377	17.963	16.657
Gasificación	Cesar	Cuesco	14.311	14.200	13.961	13.692	14.646	14.711
Gasificación	Cesar	Hoja de palma	14.311	13.862	10.879	11.458	18.052	16.744
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	23.802	23.802	23.827	23.827	24.745	24.745
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	23.802	23.802	23.827	23.827	24.745	24.745
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	6.167	6.141	6.205	6.171	7.277	7.233
Gasificación	Magdalena	Cuesco	18.558	18.513	18.587	18.579	18.820	18.920
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	24.822	24.644	21.759	20.413		
Gasificación	Meta	Cascarilla de arroz	29.058	29.032	29.096	29.062	30.156	30.112
Gasificación	Meta	Cuesco	28.690	28.647	28.719	28.711	28.951	29.051
Gasificación	Meta	Hoja de palma	34.919	34.741	31.873	30.536	34.936	32.597
Gasificación	Meta	Tallo de maíz tecnificado	29.096	29.096	29.121	29.121	30.029	30.029
Gasificación	Santander	Cuesco	10.583	10.538	10.612	10.604	10.847	10.948
Gasificación	Santander	Hoja de palma	16.899	16.719	13.810	12.454	16.917	14.545
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	27.838	27.086	27.514	26.765	28.007	27.371

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	24.519	24.519	24.544	24.544	25.466	25.466
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tradicional	24.519	24.519	24.544	24.544	25.466	25.466
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	6.294	6.334	6.319	6.367	7.237	7.300
Pirolisis	<b>Boyacá</b>	Paja de trigo	13.576	12.775	11.728	11.051	14.458	13.804
Pirolisis	<b>Casanare</b>	Cáscara de palmiste	16.847	16.561	14.705	14.498	17.878	17.639
Pirolisis	<b>Casanare</b>	EFB	16.847	15.241	12.570	12.422	19.042	17.453
Pirolisis	<b>Cesar</b>	Cáscara de palmiste	16.934	16.648	14.790	14.583	17.966	17.727
Pirolisis	<b>Cesar</b>	Tallo de algodón	16.934	14.676	15.154	13.227	17.782	15.970
Pirolisis	<b>Córdoba</b>	Tallo de algodón	14.306	12.047	12.525	10.596	15.155	13.342
Pirolisis	<b>Córdoba</b>	Tallo de maíz tecnificado	14.306	11.886	13.371	10.624	14.741	13.055
Pirolisis	<b>Córdoba</b>	Tallo de maíz tradicional	14.306	11.886	13.371	10.624	14.741	13.055
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	4.765	4.748	3.984	3.970	5.139	5.124
Pirolisis	Huila	Tallo de algodón	17.615	15.313	15.800	13.835	18.481	16.632
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	17.615	15.149	16.663	13.863	18.059	16.340
Pirolisis	La Guajira	Cascarilla de arroz	22.872	22.829	20.911	20.877	23.811	23.775
Pirolisis	La Guajira	Tallo de algodón	22.872	20.602	21.082	19.145	23.725	21.903
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	13.590	13.306	11.456	11.250	14.618	14.380
Pirolisis	Magdalena	EFB	13.590					
Pirolisis	Meta	Cáscara de palmiste	14.905	14.623	12.783	12.578	15.927	15.690
Pirolisis	Meta	Cascarilla de arroz	14.905	14.863	12.975	12.941	15.829	15.794
Pirolisis	Meta	EFB	14.905	13.314	10.667	10.521	17.081	15.506
Pirolisis	Meta	Tallo de maíz tecnificado	14.905	12.512	13.981	11.264	15.335	13.668
Pirolisis	Nariño	Paja de trigo	18.756	17.961	16.922	16.250	19.632	18.982
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	12.596	12.310	10.444	10.236	13.633	13.392
Pirolisis	Santander	EFB	12.596	10.983	8.298	8.150	14.803	13.206



Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	14.448	14.405	12.489	12.454	15.386	15.351
Pirolisis	Tolima	Tallo de algodón	14.448	12.180	12.659	10.723	15.300	13.480
Pirolisis	Tolima	Tallo de maíz tradicional	14.448	12.018	13.509	10.751	14.885	13.192
Reformado biogas	Antioquia	Estiércol Bovino		7.353	9.752			
Reformado biogas	Antioquia	Estiércol Porcino		7.353	9.752			
Reformado biogas	Antioquia	Mucílago de café		7.353	9.752			
Reformado biogas	Antioquia	Pulpa café		7.353	9.752			
Reformado biogas	Boyacá	Hojas caña de azúcar		8.872	11.285			
Reformado biogas	Casanare	Estiércol Bovino		12.183	14.575			

Tabla 40. CAPEX para movilidad a partir de PCH y PEM por departamento – miles USD

Departamento	Potencial producción H <sub>2</sub> Ton/día	Capacidad electrolizador Ton/hora H <sub>2</sub>	A (1) (USD)	A (2) (USD)
Antioquia	0,517808219	0,030821918	320,79	323,83
Santander	0,219178082	0,013046314	135,78	137,07
Valle del Cauca	0,684931507	0,040769733	424,33	428,35
Cauca	0,052054795	0,0030985	32,25	32,55
Tolima	0,073972603	0,004403131	45,83	46,26
Cundinamarca	0,715068493	0,042563601	443,00	447,19

Tabla 41. CAPEX para *Blending* sin captura por departamento –USD/kg

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Casanare	Cuesco	3.610		3.470	3.362	3.744	3.770
Gasificación	Casanare	Hoja de palma	3.610	3.430	2.236	2.468	5.107	4.584
Gasificación	Cesar	Cuesco	3.620		3.480	3.372	3.754	3.780

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Cesar	Hoja de palma	3.620	3.440	2.246	2.478	5.117	4.594
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	3.607	3.607	3.090	3.090	4.121	4.121
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	3.607	3.607	3.090	3.090	4.121	4.121
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	3.610	3.584	3.011	2.994	4.211	4.188
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tecnificado	3.706	3.706	3.190	3.190	4.220	4.220
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tradicional	3.706	3.706	3.190	3.190	4.220	4.220
Gasificación	Magdalena	Cuesco	3.606	3.562	3.466	3.359	3.741	3.766
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	3.606	3.427	2.233	2.465		
Gasificación	Meta	Cascarilla de arroz	3.610	3.584	3.011	2.994	4.211	4.188
Gasificación	Meta	Cuesco	3.610	3.565	3.470	3.362	3.744	3.770
Gasificación	Meta	Tallo de maíz tecnificado	3.610	3.610	3.093	3.093	4.124	4.124
Gasificación	Santander	Cuesco	3.619	3.574	3.479	3.371	3.753	3.779
Gasificación	Santander	Hoja de palma	3.619	3.439	2.245	2.477	5.116	4.593
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	3.706	3.680	3.108	3.091	4.307	4.284
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	3.706	3.746	3.190	3.222	4.220	4.272
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tradicional	3.706	3.746	3.190	3.222	4.220	4.272
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	3.652	3.692	3.135	3.168	4.167	4.218
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tradicional	3.652	3.692	3.135	3.168	4.167	4.218
Pirolisis	Casanare	Cáscara de palmiste	4.660	4.545	3.801	3.718	5.073	4.977
Pirolisis	Casanare	EFB	4.660	4.016	2.946	2.886	5.540	4.903
Pirolisis	Cesar	Cáscara de palmiste	4.670	4.555	3.811	3.728	5.083	4.987
Pirolisis	Cesar	EFB	4.670	4.026	2.956	2.896	5.550	4.913
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado		3.689		3.184		4.156
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tradicional		3.689		3.184		4.156
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	4.660	4.643	3.879	3.866	5.034	5.020

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	4.756	3.788	4.382	3.284	4.930	4.256
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tradicional	4.756	3.788	4.382	3.284	4.930	4.256
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	4.656	4.542	3.798	3.715	5.070	4.974
Pirolisis	Magdalena	EFB	4.656	4.013				
Pirolisis	Meta	Cáscara de palmiste	4.660	4.546	3.802	3.719	5.073	4.978
Pirolisis	Meta	Cascarilla de arroz	4.660	4.643	3.879	3.866	5.034	5.020
Pirolisis	Meta	EFB	4.660	4.016	2.946	2.887	5.540	4.903
Pirolisis	Meta	Tallo de maíz tecnificado	4.660	3.692	4.286	3.187	4.834	4.159
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	4.669	4.554	3.811	3.728	5.082	4.986
Pirolisis	Santander	EFB	4.669	4.025	2.955	2.896	5.549	4.912
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	4.756	4.739	3.976	3.962	5.130	5.115
Pirolisis	Tolima	Tallo de algodón	4.756	3.853	4.044	3.273	5.096	4.370
Pirolisis	Tolima	Tallo de maíz tradicional		3.788		3.284		4.256
Pirolisis	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	4.703	3.734	4.329	3.229	4.877	4.202
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	3.286	2.789	3.910			
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	3.286	2.789	3.910			
Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	3.286	2.789	3.910			
Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	3.287	2.791	3.912			
Reformado biogás	Casanare	Estiércol Bovino	3.287	2.791	3.912			
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar	3.329	2.833	3.955			
Reformado biogás	Cauca_	Mucílago de café	3.329	2.833	3.955			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café	3.329	2.833	3.955			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Bovino	3.284	2.788	3.909			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Porcino	3.284	2.788	3.909			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	3.287	2.791	3.912			

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	3.287	2.791	3.912			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café	3.304	2.807	3.929			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café	3.304	2.807	3.929			
Reformado biogás	Huila	Mucílago de café	3.384	2.888	3.846			
Reformado biogás	Huila	Pulpa café	3.384	2.888	4.008			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino	3.287	2.791	3.912			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino	3.287	2.791	3.912			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	3.296	2.800	3.921			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	3.296	2.800	3.921			
Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café	3.384	2.888	4.008			
Reformado biogás	Tolima	Pulpa café	3.384	2.888	4.008			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	3.329	2.833	3.955			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	3.329					

**Tabla 42. CAPEX para *Blending* con captura por departamento –USD/kg**

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Casanare	Cuesco	3.867	3.823	3.896	3.888	4.130	4.231
Gasificación	Casanare	Hoja de palma	10.165	9.985	7.085	5.733	10.182	7.817
Gasificación	Cesar	Cuesco	4.053	3.575	4.082	4.074	4.316	4.417
Gasificación	Cesar	Hoja de palma	10.350	3.440	7.270	5.918	10.368	8.003
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	4.224	4.224	4.249	4.249	5.167	5.167
Gasificación	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	4.224	4.224	4.249	4.249	5.167	5.167
Gasificación	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	4.239	4.213	4.277	4.243	5.349	5.305
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tecnificado	6.075	6.075	6.100	6.100	7.018	7.018

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Gasificación	Huila	Tallo de maíz tradicional	6.075	6.075	6.100	6.100	7.018	7.018
Gasificación	Magdalena	Cuesco	3.814	3.769	3.843	3.835	4.077	4.178
Gasificación	Magdalena	Hoja de palma	10.111	9.931	7.031	5.679		
Gasificación	Meta	Cascarilla de arroz	4.239	4.213	4.277	4.243	5.349	5.305
Gasificación	Meta	Cuesco	3.867	3.823	3.896	3.888	4.131	4.231
Gasificación	Meta	Tallo de maíz tecnificado	4.277	4.277	4.302	4.302	5.221	5.221
Gasificación	Santander	Cuesco	4.052	4.008	4.081	4.073	4.315	4.416
Gasificación	Santander	Hoja de palma	10.348	10.169	7.269	5.917	10.366	8.001
Gasificación	Tolima	Cascarilla de arroz	6.036	6.010	6.074	6.041	7.146	7.102
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	6.075	6.114	6.100	6.147	7.018	7.081
Gasificación	Tolima	Tallo de maíz tradicional	6.075	6.114	6.100	6.147	7.018	7.081
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	3.652	3.692	3.135	3.168	4.167	4.218
Gasificación	Valle del Cauca	Tallo de maíz tradicional	5.026	5.065	5.051	5.098	5.970	6.033
Pirolisis	Casanare	Cáscara de palmiste	3.610		3.470	3.362	3.744	3.770
Pirolisis	Casanare	EFB	5.820	5.176	5.149	4.659	7.589	6.493
Pirolisis	Cesar	Cáscara de palmiste	6.008	5.893	5.671	5.536	6.838	6.684
Pirolisis	Cesar	EFB	6.006	5.362	5.334	4.845	7.775	6.679
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado		3.842		4.047		4.865
Pirolisis	Córdoba	Tallo de maíz tradicional		3.842		4.047		4.865
Pirolisis	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	5.488	5.471	5.254	5.236	6.297	6.277
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tecnificado	6.660	5.693	6.613	5.898	7.086	6.716
Pirolisis	Huila	Tallo de maíz tradicional	6.660	5.693	6.613	5.898	7.086	6.716
Pirolisis	Magdalena	Cáscara de palmiste	5.768	5.654	5.432	5.297	6.599	6.445
Pirolisis	Magdalena	EFB	5.766	5.123				
Pirolisis	Meta	Cáscara de palmiste	5.822	5.708	5.486	5.351	6.653	6.499

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Pirolisis	Meta	Cascarilla de arroz	5.488	5.471	5.254	5.236	6.297	6.277
Pirolisis	Meta	EFB	5.820	5.177	5.149	4.660	7.590	6.494
Pirolisis	Meta	Tallo de maíz tecnificado	4.863	3.895	4.815	4.100	5.289	4.919
Pirolisis	Santander	Cáscara de palmiste	6.006	5.892	5.670	5.535	6.837	6.683
Pirolisis	Santander	EFB	6.004	5.361	5.333	4.844	7.773	6.678
Pirolisis	Tolima	Cascarilla de arroz	7.285	7.268	7.051	7.033	8.093	8.074
Pirolisis	Tolima	Tallo de algodón	7.916	7.012	7.578	6.287	8.552	7.241
Pirolisis	Tolima	Tallo de maíz tradicional		5.693		5.898		6.716
Pirolisis	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	5.612	4.643	5.564	4.848	6.038	5.667
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino		5.655	6.106			
Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino		5.655	6.613			
Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café		5.655	6.106			
Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar		5.676	6.128			
Reformado biogás	Casanare	Estiércol Bovino		5.676	6.127			
Reformado biogás	Cauca_	Hojas caña de azúcar		6.425	6.877			
Reformado biogás	Cauca_	Mucílago de café		6.425	6.877			
Reformado biogás	Cauca_	Pulpa café		6.425	6.877			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Bovino		5.623	6.074			
Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Porcino		5.623	6.074			
Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino		5.676	6.128			
Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar		5.676	6.128			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café		5.986	6.437			
Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café		5.986	6.437			
Reformado biogás	Huila	Mucílago de café	3.384	2.888	4.008			
Reformado biogás	Huila	Pulpa café		7.473	7.924			

Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.3
Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino		5.676	6.128			
Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino		5.676	6.128			
Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino		5.861	6.312			
Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar		5.861	6.312			
Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café		7.473	7.924			
Reformado biogás	Tolima	Pulpa café		7.473	7.924			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino		6.425	6.877			
Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar						

Tabla 43. CAPEX para *Blending* a partir de PCH y PEM por departamento– miles USD

Departamento	Capacidad electrolizador Ton/hora H <sub>2</sub>	A (1)	A (2)
Antioquia	0,553282779	5.759	5.813
Santander	0,243590998	2.535	2.559
Valle del Cauca	0,096705806	1.007	1.016
Cauca	0,096705806	1.007	1.016
Tolima	0,045335943	472	476
Cundinamarca	0,49086758	5.109	5.157

## b. Costos operativos – OPEX

Los gastos operacionales, OPEX, (por sus siglas en inglés) representan los costos de Operación y Mantenimiento. Para determinar el OPEX de cada proyecto se tienen en cuenta los siguientes procesos o actividades:

Costo de insumos para los procesos de bioquímicos o termoquímicos de cada ruta de producción de H<sub>2</sub> empleada. Para esto se recopilan todos los materiales de entrada y reactivos necesarios para el proceso de gasificación de las biomásas propuestas en las rutas identificadas, con lo cual se construye la relación entre el hidrógeno producido y los insumos necesarios para cada biomasa.

Se incluye un componente de operación y mantenimiento, correspondiente al 2,5% del CAPEX, con lo cual se cubren las actividades de operación, personal, mantenimientos correctivos y preventivos necesarios para garantizar la confiabilidad del proceso, entre otros.

También se considera el costo de la biomasa utilizada para cada proceso, para el escenario base se emplea un costo de 30 USD por tonelada de H<sub>2</sub> producido, este valor puede estar en un rango ente 15 y 30 USD por tonelada, de acuerdo con lo identificado en las reuniones con los actores, ver Anexo B.

En el caso de producción de H<sub>2</sub> mediante un proceso de electrolización con energía producida por una PCH, se incluyen como costos de operación los costos de AOM de la PCH, los costos de operación de la planta de electrolización y el costo de los insumos para la purificación del agua y para el proceso de electrolización.

### 1. OPEX - Gasificación

En la tabla siguiente se detallan los insumos necesarios para operar en gasificación por cada tipo de biomasa relacionada.

Tabla 44. Cantidad de insumos necesaria para el proceso de gasificación por tipo de biomasa

Biomasa	Vapor (T/T H <sub>2</sub> )	Nitrógeno (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Aire (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Catalizador (T/T H <sub>2</sub> )	Microrganismos asociados (Unidad/T H <sub>2</sub> )
Cascarilla de arroz	0,787				
Tallo de maíz	0,0697	2,09175			
Hojas palma de aceite			19,8		
Cuesco	296,49				
WGS	8,92			Co-Zn	
Reformado de vapor	3,03			Ni-Al	
BWGS					97

A continuación, se muestra el costo unitario de referencia para este análisis, de los insumos descritos anteriormente. Se aclara que el nitrógeno se obtiene del separador de aire descrito en la introducción de esta tecnología. Sin embargo, para los casos de negocio donde el uso final no sea amoniaco, el nitrógeno se incluye como un insumo a adquirir. Se



anota que el catalizador requerido para el proceso de gasificación se debe cambiar cada dos años, lo cual se incluirá en el modelo de negocio. Por otro lado, el cambio de los catalizadores de WGS y Reformado de vapor deberá hacerse cada tres años.

**Tabla 45. Costo de insumos para el proceso de gasificación con diferentes biomazas – USD**

Insumo	Unidades	Valor
Vapor	T	8,20
Aire	m <sup>3</sup>	0,02121
Nitrógeno	L	1,25
Microorganismos	Unidad	21,95
Co-Zn		3240
Ni-Al		214,31

## 2. OPEX - Pirolisis

Al igual que para gasificación, se definen las cantidades de insumos necesarios en función de la producción de hidrógeno, así como los costos de referencia de estos insumos.

**Tabla 46. Cantidad de insumos necesaria para el proceso de pirólisis por tipo de biomasa**

Biomasa	Vapor (T/T H <sub>2</sub> )	Nitrógeno (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Aire (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Oxígeno (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Catalizador (T/T H <sub>2</sub> )	Micro-organismos (Unidades/T H <sub>2</sub> )
Cáscara de palmiste	0,099	3,9			0,19 (NiAl <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	
Tallo de algodón		0.050		7,10E-05		
Cascarilla de arroz	5,32				0,032 (Ni-dolmita)	
Paja de trigo	0,99	362,7			0,19 (NiAl <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	
Tallo de maíz tecnificado -tradicional		62.37			21.5 (Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	
EFB			3741,8		1.44 (Ni)	
WGS	8,92				Co-Zn	
Reformado de vapor	3,03				Ni-Al	
BWGS						97

A continuación, se muestra el costo unitario de referencia para este análisis, de los insumos descritos anteriormente. Se tienen las mismas consideraciones señaladas en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

**Tabla 47. Precios (USD) de insumos para el proceso de pirólisis**

Insumo	Unidades	Valor - USD
Vapor	Ton	107,5
Aire	m <sup>3</sup>	0,02121
Oxígeno	T	4,4
Nitrógeno	L	1,25

Insumo	Unidades	Valor - USD
NiAl <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Kg	3,975
Ni-dolmita	Kg	3,85
Ni	Ton métrico	20,757
Microorganismos	Unidad	21,95
Co-Zn		3240
Ni-Al		214,31

Como se mencionó con anterioridad en el proceso de pirólisis se obtienen subproductos como bioaceite o biocarbón, los cuales pueden ser vendidos, a continuación, se muestran los precios de venta de referencia, en promedio, luego del proceso de pirólisis se puede obtener un 30% de biocarbón respecto a la biomasa que ingresa al sistema y un 17% de líquido de pirólisis (Lampropoulos, y otros, 2023).

**Tabla 48. Precios de venta (USD) de los subproductos generados en el proceso de pirólisis**

Subproducto	Precio referencia
Biocarbón	130 – 404 USD/ton
Líquido de pirólisis o bioaceite	0,206 USD/kg

### 3. OPEX - Reformado de biogás

Al igual que para gasificación, se definen las cantidades de insumos necesarios en función de la producción de hidrógeno, así como los costos de referencia de estos insumos.

**Tabla 49. Cantidades de insumos necesarias para el proceso de reformado de biogás con diferentes biomásas**

Biomasa	Vapor (T/T H <sub>2</sub> )	Sustrato digestión Estiércol vaca	Inóculo (m <sup>3</sup> /T H <sub>2</sub> )	Pretratamiento (T/T H <sub>2</sub> )	Microorganismos (Unidades/T H <sub>2</sub> )
Estiércol Bovino			3,91*		
Estiércol Porcino			5,76 *	0.034 ***	
Hojas caña de azúcar			161 **	0.1075 H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	
Mucílago de café		0,47			
Pulpa café		0,56			
WGS	8,92				
Reformado de vapor	3,03				
BWGS					97

\*Lodo de aguas residuales, \*\* lodo digestor anaeróbico, \*\*\* Nitrógeno amoniacal

A continuación, se muestra el costo unitario de referencia para este análisis, de los insumos descritos anteriormente.

Tabla 50. Precios (USD) de insumos para el proceso de reformado

Insumo	Unidades	Precio (USD)
Vapor	T	107,5
Digestor	m <sup>3</sup>	0,000625
Inóculo	T	3,03
Nitrógeno amoniacal	T	4,38
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	kg	1.75
NaOH	kg	3.92
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	kg	13
Microrganismos	Unidad/T H <sub>2</sub>	21,95

#### 4. OPEX - Electrolización

El OPEX representa los costos de Operación y Mantenimiento. Se enfoca en los materiales de entrada y reactivos necesarios para el tratamiento del agua. En la tabla siguiente se detallan los insumos necesarios para realizar el tratamiento de agua para las dos diferentes rutas. Con eso se construye la relación entre el hidrógeno producido y los insumos necesarios para el tratamiento del agua

Para el componente de mantenimiento, se adicionará un costo anual equivalente al 1% del CAPEX, con lo cual se aseguran las actividades correctivas y preventivas necesarias para garantizar la confiabilidad de la tecnología.

En la tabla siguiente se detallan los insumos necesarios para la producción de hidrógeno con un electrolizador PEM. La energía necesaria para el funcionamiento de la planta de purificación de agua será obtenida de la PCH, lo cual equivale como máximo al 0,5% de la energía producida. Con esto, se evita la compra de diésel para el generados de la planta de purificación de agua evitando emisiones de gases efecto invernadero.

Tabla 51. Cantidad de insumos necesaria para producción de hidrógeno con Electrolizador

Insumo	Relación unidad/T H <sub>2</sub>	Valor USD	Unidad
Floculante	0,72 L	10	L
Coagulante	0,362	0,63	kg
Disposición a terceros de agua de rechazo	4500	0,006	L
Disposición a terceros residuos floculación y coagulación	500	0,225	L
Cambio membranas ósmosis inversa		11880	Sistema
Carbón activado	0.02	1.43	kg

## B. Reuniones con actores

A continuación, se presenta el resumen de los principales aspectos identificados en las reuniones con empresas, gremios e instituciones relacionadas con el tema.

Actor (Fecha)	Tema interés	Aspectos tecnológicos	Aspectos económicos	Barreras identificadas
CEERA (02-10-2023 y 05-10-2023)	Uso de PCHs existentes, para producir el H <sub>2</sub> en épocas de precios bajos.	La producción de hidrógeno con PCHs no impone complicaciones tecnológicas.	El ingreso que produzca un kWh para producir energía eléctrica debe ser mínimo igual al que produce venderlo al sistema eléctrico.	La salida de plantas existentes que están conectadas al sistema.
Ingenio Risaralda (17-10-2023)	La economía circular se da en el proceso de los ingenios, donde se produce a partir de la caña, diferentes productos y con sus residuos se cogenera.	Han desarrollado su cogeneración en un proceso que les ha obligado a conocer el mercado eléctrico colombiano, abordando temas desde la conexión, hasta aspectos comerciales de transacción.	Por falta de Biomasa residual (bagazo) deben cogenerar con carbón.	En Colombia no hay suficiente producción de bagazo para atender la demanda para cogenerar continuamente y para otros usos como la producción de papel.
Hevolucion (27-10-2023)	Es factible alinear diferentes intereses para integrar modelos de negocio en el corto plazo.	Se está desarrollando un proyecto, cuentan con el electrolizador de 2 MW, para producción de 5TnH <sub>2</sub> /día	Hay un mercado internacional de derivados del hidrógeno que permiten materializar su producción.	Trámites adicionales ambientales de las PCHs ante las Corporaciones.
EDF (27-10-2023)	La distancia máxima para recolectar la biomasa sin detrimento de los beneficios ambientales es máximo 20 km	Se requieren diferentes tecnologías para los diferentes tipos de Biomasa	Costo de la biomasa residual	Se requiere un factor de planta de mínimo el 80%, lo cual requiere de suministro continuo de la biomasa. No se puede depender de la Biomasa residual.
Ingenio Risaralda	El sector azucarero ha desarrollado con éxito la actividad de cogeneración.		El bagazo tiene diferentes usos, en particular en la producción de papel, lo que genera la	Indisponibilidad de la Biomasa residual.

Actor (Fecha)	Tema interés	Aspectos tecnológicos	Aspectos económicos	Barreras identificadas
			necesidad de emplear combustibles fósiles para cogenerar.	
Ecopetrol (13-10-2023)	Ecopetrol cuenta con un plan estratégico de desarrollo del H <sub>2</sub> en sus diferentes colores (1'040.000 T/año).	Está desarrollando proyectos de generación con Biomasa.  A través del ICP se está realizando un mapeado de la Biomasa residual en Colombia.	Ecopetrol cuenta con proyectos piloto de producción de H <sub>2</sub> verde, igualmente está desarrollando proyectos de producción de energía eléctrica con biomasa.	-No hay una hoja de ruta en términos de biomasa.
Asocaña (28-11-2023)	Las políticas de fomento de un sector deben sostenerse en el largo plazo (20-30 años)	-El H <sub>2</sub> tendría un mercado directo en el uso en calderas.  -La vinaza también podría emplearse para producción de H <sub>2</sub> .	-No toda la producción de residuos se puede utilizar, debe dejarse un porcentaje para abono natural.  -La necesidad de transportar la biomasa, encarece la producción y desdibuja los objetivos ambientales.	Es un riesgo desarrollar proyectos basados en tratados internacionales con países que mantienen esquemas de subsidios en productos agrícolas.  Para el desarrollo de la producción del H <sub>2</sub> , es necesario disponer de un marco especial tanto regulatorio, como en lo fiscal.
GIZ	Se está actualizando la Hoja de Ruta del H <sub>2</sub> .		No es posible establecer costos nivelados, por el nivel de desarrollo de las tecnologías, pero se puede establecer rangos según los supuestos y desarrollos que se vayan dando.	

Actor (Fecha)	Tema interés	Aspectos tecnológicos	Aspectos económicos	Barreras identificadas
D1 (06-12-2023)	Se hace una gestión de residuos orgánicos en las diferentes tiendas.	Se produce aproximadamente 1.500 toneladas de biomasa residual, una proporción del 10% se emplea en compostaje.		
Plantaciones de palma. (22-12-2023)	Adicional al tallo de la palma se pueden emplear otros residuos como la tusa y el cuesco.	La biomasa residual se emplea como abono para restituir el suelo.	El tallo de la palma es el residuo más importante, pero tarda 30 años para poder ser usado como tal.	La baja densidad de plantación, la competencia por el uso del suelo y el largo periodo de tallo que se cosecha cada 30 años, dificultan la gestión de la biomasa residual.

## C. Descripción de las rutas de producción de H2 con biomasa

A continuación, se presentan las diferentes rutas para los procesos de gasificación, pirólisis y reformado de biogás.

### a. Diagrama rutas de gasificación

En la siguiente tabla se presentan los procesos de las diferentes rutas y posteriormente se presentan los diagramas para cada ruta

Tabla 52. Procesos y nomenclatura de rutas posibles para gasificación

Procesos	Código
Gasificación + PSA	H(G)1
Gasificación + SR + PSA	H(G)2
Gasificación + WGS + PSA	H(G)3
Gasificación + BWGS + PSA	H(G)3.2
Gasificación + SR + WGS + PSA	H(G)4
Gasificación + SR + BWGS + PSA	H(G)4.2

Figura o-1 diagrama ruta H(G)1

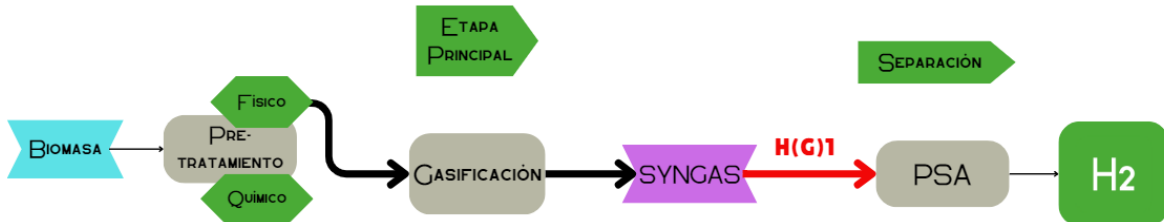


Figura o-2 diagrama ruta H(G)2

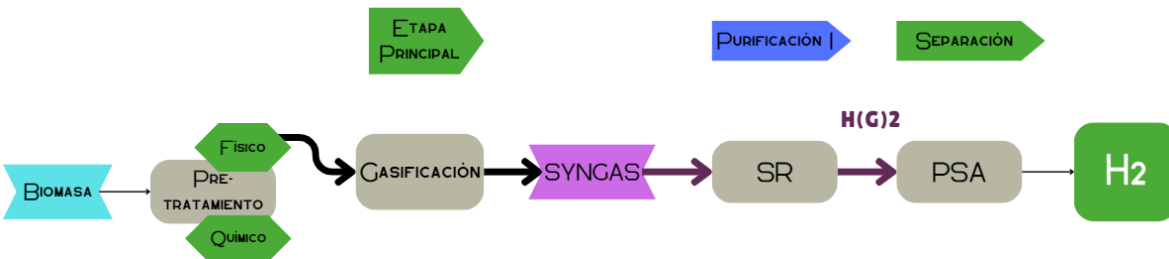


Figura 0-3 diagrama ruta H(G)3

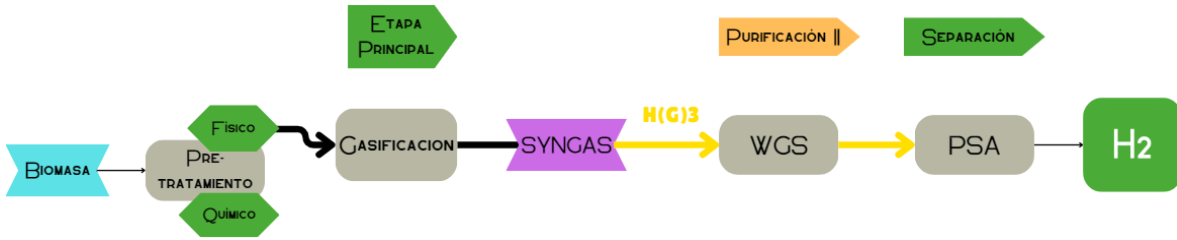


Figura 0-4 diagrama ruta H(G)3.2

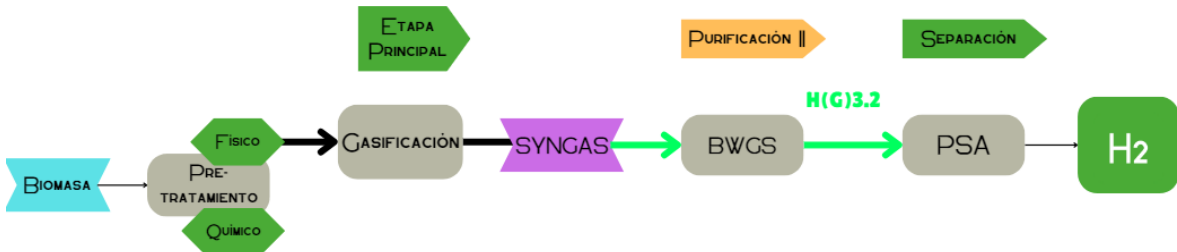


Figura 0-5 diagrama ruta H(G)4

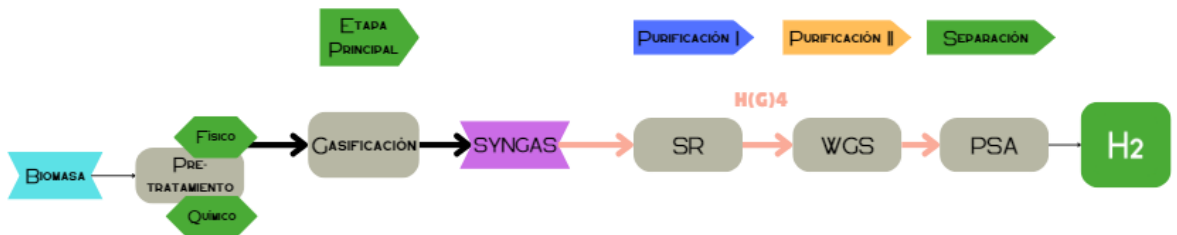
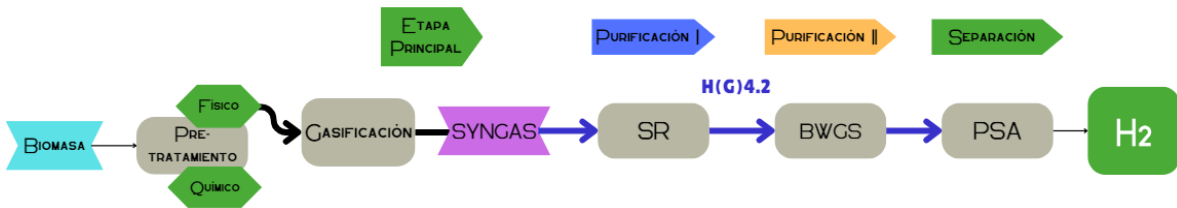


Figura 0-6 diagrama ruta H(G)4.2



**b. Diagrama rutas de pirólisis**

En la siguiente tabla se presentan los procesos de las diferentes rutas y posteriormente se presentan los diagramas para cada ruta.



Tabla 53. Procesos y nomenclatura de rutas posibles para pirólisis

Proceso	Código
Pirólisis + PSA	H(P)1
Pirólisis + SR + PSA	H(P)2
Pirólisis + WGS + PSA	H(P)3
Pirólisis + BWGS + PSA	H(P)3.2
Pirólisis + SR + WGS + PSA	H(P)4
Pirólisis + SR + BWGS + PSA	H(P)4.2

Figura o-7 diagrama ruta H(P)1

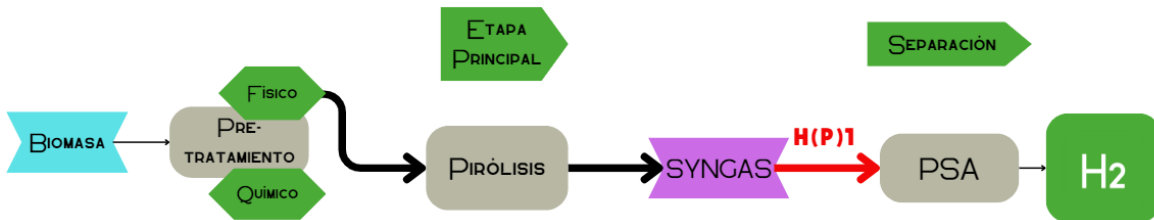


Figura o-8 diagrama ruta H(P)2

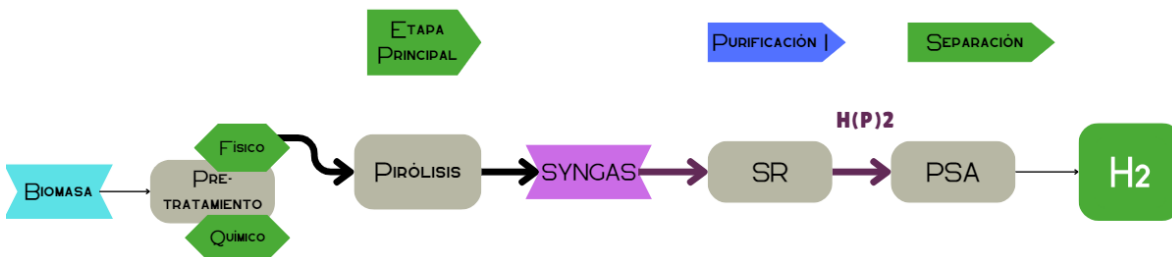


Figura o-9 diagrama ruta H(P)3

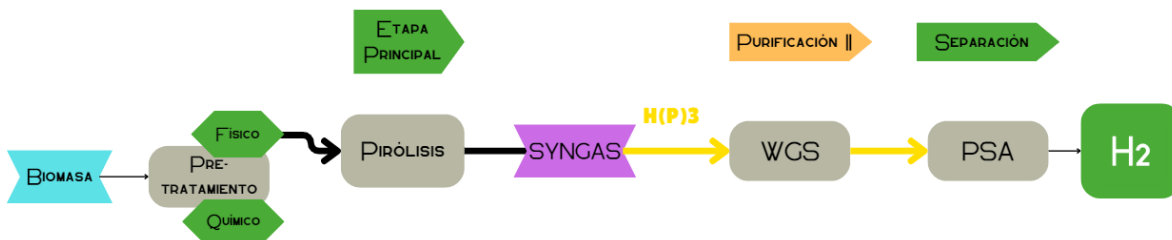


Figura o-10 diagrama ruta H(P)3.2

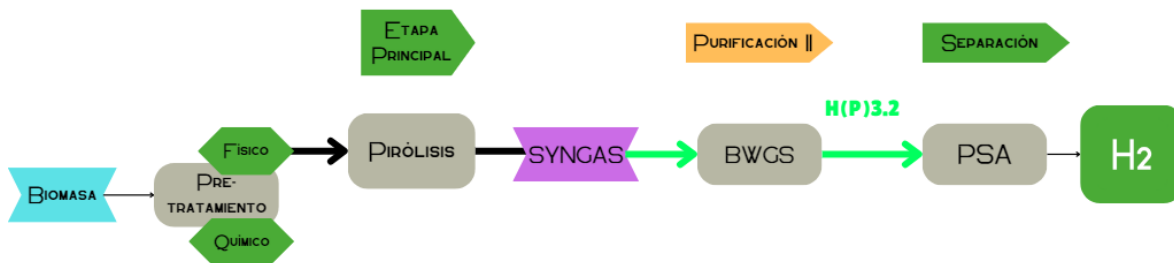


Figura 0-11 diagrama ruta H(P)4

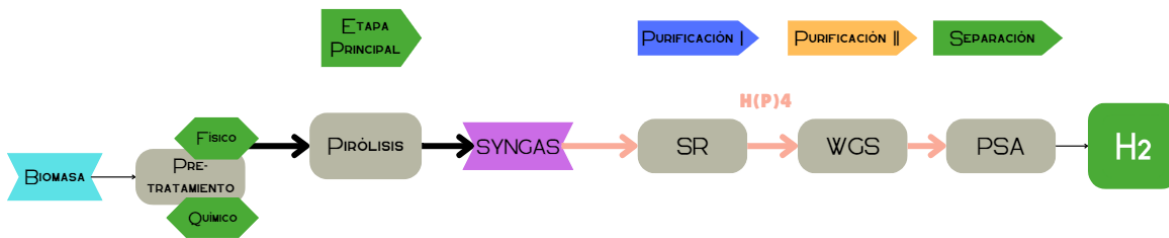
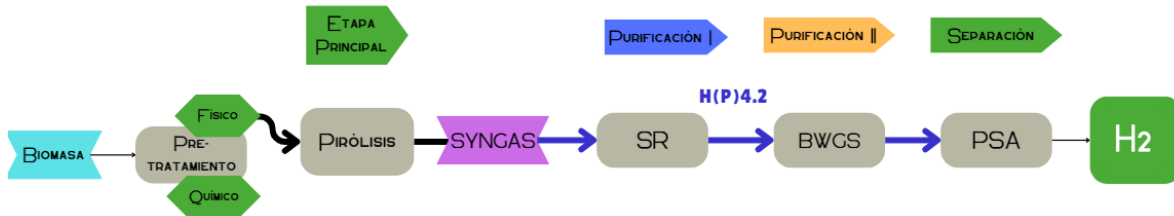


Figura 0-12 diagrama ruta H(P)4.2



### c. Diagrama rutas de reformado de biogás

En la siguiente tabla se presentan los procesos de las diferentes rutas y posteriormente se presentan los diagramas para cada ruta.

Tabla 54 Nomenclatura de los recorridos posibles para reformado de biogás

Procesos	Código
Reformado de biogás + PSA	H(RB)1
Reformado de biogás + WGS+ PSA	H(RB) 2
Reformado de biogás + BWGS+ PSA	H(RB) 2.2

Figura 0-13 diagrama ruta H(RB)1

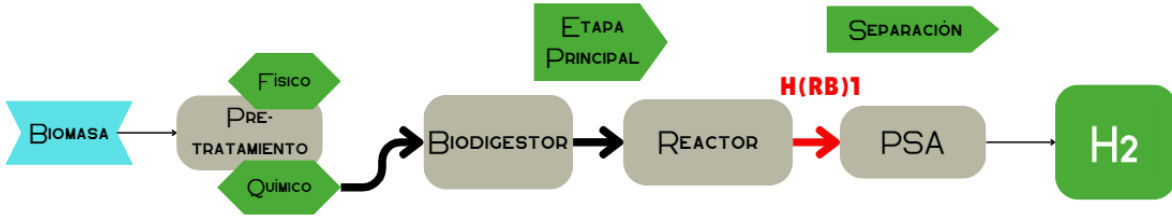


Figura 0-14 diagrama ruta H(RB)2

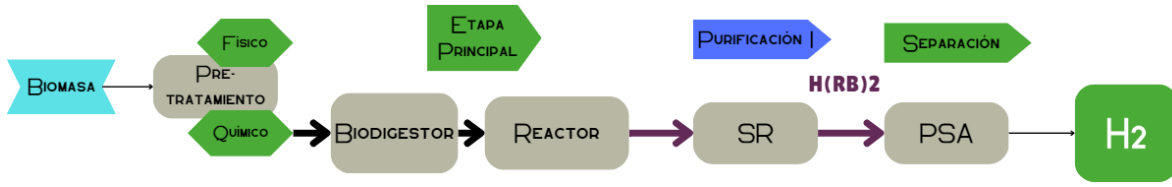
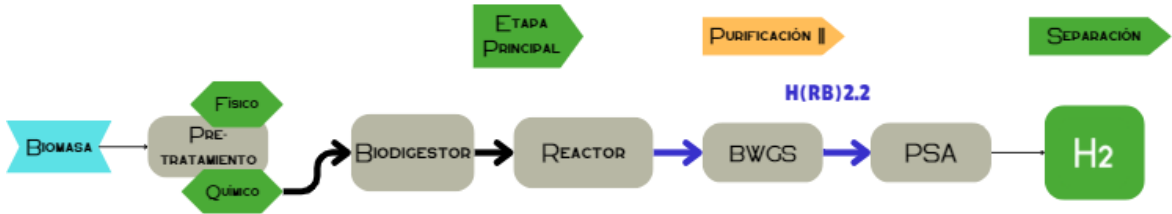


Figura 0-15 diagrama ruta H(RB)2.2



## D. Emisiones de CO<sub>2</sub> en los modelos de negocio

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) desempeña un papel crucial en los procesos industriales, siendo una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero. La acumulación de este gas en la atmósfera contribuye al cambio climático, afectando el equilibrio ambiental y generando impactos significativos en la biodiversidad y la sostenibilidad del planeta. Para contrarrestar esta problemática, la captura y almacenamiento del dióxido de carbono solución prometedora optima en el contexto de la industria química que, en la actualidad, por el compromiso mundial de actuar frente al cambio climático, busca la descarbonización de sus productos y procesos.

La implementación de medidas para la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> es un parámetro crucial para cumplir con estos estándares y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero. El almacenamiento de hidrogeno (CCUS) es una estrategia ideal para los procesos industriales, esta captura el dióxido de carbono y Una vez capturado, se comprime y transporta para quien lo necesite. a sitios de almacenamiento geológico, como yacimientos de petróleo y gas agotados o formaciones geológicas profundas, donde se inyecta y se almacena de manera segura a largo plazo.

En los casos de negocios mostrados con anterioridad se emite o se captura el dióxido de carbono en cada uno de estos casos el CAPEX asociado cambiará ya que en captura se tiene en cuenta el costo por capturar, comprimir, envasar y una bahía para su posterior transporte. Cabe aclarar que este se calculó teniendo en cuenta la ruta asociada. Por ejemplo, para gasificación y pirólisis todas las rutas producen dióxido de carbono y esta cantidad aumenta conforme hay más etapas de proceso involucradas; para el proceso H(G)4 el cual es el más complejo ya que tiene en cuenta todas las tecnologías (gasificación, reformado de vapor, WGS o BWGS) el dióxido de carbono se calcula en función (%eficiencia obtenido en los artículos científicos o por estequiometria de las reacciones químicas involucradas) de cuanto CO<sub>2</sub> se produce con la cantidad de biomasa que se necesita para producir las toneladas de hidrogeno necesarias en cada caso de negocio.

A continuación, se muestran las emisiones de dióxido de carbono asociadas a cada caso de negocio, como se observa en las tablas las eficiencias dependen de varios factores el primero la cantidad de hidrógeno necesaria para cumplir la demanda y segundo, las eficiencias asociadas a los casos de negocios, entre más etapas tenga el proceso mayores emisiones se producirían. Se aclara como se menciona en el capítulo de barreras e impactos ambientales que el dióxido de carbono pertenece en este caso a una emisión fija que debe ser monitoreada y reportada ante las entidades competentes.

Tabla 55 Emisiones dióxido de carbono por caso de negocio para gasificación

Gasificación			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa asociada	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.2
Blending	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	93,7	93,7	224,6	221,2	198,3	194,0
Movilidad	Casanare	Hoja de palma	6,2	6,2	4,6	3,0	4,8	3,0
Blending	Tolima	Cascarilla de arroz	8,6	8,6	20,7	20,4	18,3	17,9
Movilidad	Casanare	Cuesco	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3
Blending	Magdalena	Cuesco	24,4	24,4	73,3	102,2	61,7	83,4
Movilidad	Cesar	Hoja de palma	6,1	6,1	4,5	3,0	4,7	2,9
Blending	Santander	Cuesco	8,6	8,6	25,8	36,0	21,8	29,4
Movilidad	Cesar	Cuesco	0,1	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3
Fertilizante	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	58,9	58,9	141,3	139,1	124,7	122,1
Fertilizante	Huila	Tallo de maíz tecnificado	168,3	168,3	352,7	357,9	314,4	318,5
Blending	Magdalena	Hoja de palma	1.846,5	1.846,5	1.352,8	894,5	0,0	0,0
Movilidad	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	0,9	0,9	2,0	2,0	1,8	1,8
Blending	Santander	Hoja de palma	0,9	0,9	2,0	2,0	1,8	1,8
Metanol	Santander	Hoja de palma	2.414	2.414	1.768	1.169	1.854	1.157
Movilidad	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	0,9	0,9	2,0	2,0	1,8	1,8
Fertilizante	Magdalena	Cuesco	70,5	70,5	212,0	295,3	178,5	241,0
Blending	Huila	Tallo de maíz tecnificado	9,4	9,4	19,7	19,9	17,5	17,8
Fertilizante	Magdalena	Hoja de palma	5.337	5.33	3.910	2.585	4.099	2.559
Movilidad	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	8,1	8,1	19,5	19,2	17,2	16,8
Blending	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	9,4	8,7	19,7	214,1	17,5	169,6
Fertilizante	Santander	Cuesco	45,1	8,7	135,4	214,1	114,0	169,6

Gasificación			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa asociada	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.2
Movilidad	Huila	Tallo de maíz tecnificado	0,4	8,7	0,9	214,1	0,8	169,6
Blending	Huila	Tallo de maíz tradicional	9,4	9,4	19,7	19,9	17,5	17,8
Fertilizante	Santander	Hoja de palma	3.409,8	3.409	2.498	1.65	2.619	1.635
Blending	Tolima	Tallo de maíz tradicional	9,4	9,4	19,7	19,9	17,5	17,8
Movilidad	Magdalena	Cuesco	0,2	0,2	0,6	0,9	0,5	0,7
Fertilizante	Tolima	Cascarilla de arroz	69,7	69,7	167,2	164,6	147,6	144,4
Fertilizante	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	75,6	75,6	158,5	160,8	141,3	143,1
Blending	Meta	Cuesco	17,3	17,3	52,1	72,6	43,9	59,2
Blending	Meta	Cascarilla de arroz	93,7	93,7	224,6	221,2	198,3	194,0
Blending	Meta	Tallo de maíz tecnificado	101,6	101,6	212,9	216,0	189,8	192,3
Blending	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	143,0	143,0	299,8	304,1	267,2	270,7
Blending	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	143,0	143,0	299,8	304,1	267,2	270,7
Blending	Cesar	Hoja de palma	650,9	650,9	476,8	315,3	499,9	312,1
Blending	Cesar	Cuesco	8,6	8,6	25,8	36,0	21,8	29,4
Blending	Casanare	Hoja de palma	1.311,7	1.311,7	961,0	635,4	1.007,5	629,0
Blending	Casanare	Cuesco	17,3	17,3	52,1	72,6	43,9	59,2
Blending	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	20,0	20,0	42,0	42,6	37,4	37,9
Fertilizante	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	610,8	610,8	1.280	1.298	1.141	1.155
Movilidad	Magdalena	Hoja de palma	16,0	16,0	11,8	7,8	0,0	0,0
Blending	Valle del Cauca	Tallo de maíz tradicional	20,0	20,0	42,0	42,6	37,4	37,9
Metanol	Magdalena	Hoja de palma	1.065,9	1.065,9	780,9	516,4	0,0	0,0
Movilidad	Meta	Tallo de maíz tecnificado	0,7	0,7	1,5	1,6	1,4	1,4

Gasificación			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa asociada	H(G)1	H(G)2	H(G)3	H(G)4	H(G)3.2	H(G)4.2
Movilidad	Meta	Cascarilla de arroz	0,7	0,7	1,6	1,6	1,4	1,4
Movilidad	Meta	Hoja de palma	9,5	9,5	6,9	4,6	7,3	4,5
Movilidad	Meta	Cuesco	0,1	0,1	0,4	0,5	0,3	0,4
Movilidad	Santander	Cuesco	0,5	0,5	1,4	1,9	1,2	1,6
Movilidad	Santander	Hoja de palma	35,0	35,0	25,6	16,9	26,9	16,8
Movilidad	Tolima	Cascarilla de arroz	0,8	0,8	2,0	2,0	1,8	1,7
Movilidad	Tolima	Tallo de maíz tecnificado	0,9	0,9	1,9	1,9	1,7	1,7
Movilidad	Tolima	Tallo de maíz tradicional	0,9	0,9	1,9	1,9	1,7	1,7
Movilidad	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	8,4	8,4	17,7	17,9	15,7	16,0

Tabla 56 Emisiones de dióxido de carbono asociadas a piólisis por caso de negocio

Pirólisis			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa residual	H(P)1	H(P)2	H(P)3	H(P)4	H(P)3.2	H(P)4.2
Movilidad	Boyacá	Paja de trigo	3,6	3,6	4,7	4,1	4,5	3,9
Blending	Casanare	EFB	202,9	202,9	417,2	328,8	385,6	291,3
Movilidad	Casanare	EFB	1,0	1,0	2,0	1,6	1,8	1,4
Blending	Casanare	Cáscara de palmiste	203,3	203,3	310,5	299,9	289,1	277,1
Movilidad	Casanare	Cáscara de palmiste	1,0	1,0	1,5	1,4	1,4	1,3
Blending	Cesar	EFB	100,7	100,7	207,0	163,1	191,3	144,6
Blending	Cesar	Cáscara de palmiste	100,9	100,9	154,1	148,8	143,4	137,5
Movilidad	Cesar	Cáscara de palmiste	1,0	1,0	1,5	1,4	1,4	1,3
Fertilizante	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	84,7	84,7	155,3	154,8	140,9	140,2

Pirólisis			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa residual	H(P)1	H(P)2	H(P)3	H(P)4	H(P)3.2	H(P)4.2
Movilidad	Cesar	Tallo de algodón	2,5	2,5	3,2	2,2	3,0	1,9
Fertilizante	Huila	Tallo de maíz tecnificado	0,0	10,2	0,0	251,9	0,0	199,6
Fertilizante	Magdalena	Cáscara de palmiste	827,3	827,3	1.263,5	1.220,2	1.176,1	1.127,6
Fertilizante	Magdalena	EFB	825,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Blending	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	0,0	8,7	0,0	214,1	0,0	169,6
Fertilizante	Santander	Cáscara de palmiste	528,5	8,7	807,2	214,1	751,4	169,6
Movilidad	Córdoba	Tallo de algodón	0,0	8,7	0,0	214,1	0,0	169,6
Blending	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	0,0	8,7	0,0	214,1	0,0	169,6
Fertilizante	Santander	EFB	527,4	527,4	1.084,5	854,7	1.002,4	757,3
Movilidad	Córdoba	Tallo de maíz tecnificado	0,1	0,1	0,7	1,4	0,5	1,1
Movilidad	Córdoba	Tallo de maíz tradicional	0,1	0,1	0,7	1,4	0,5	1,1
Blending	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	134,6	134,6	246,9	246,1	223,9	222,9
Movilidad	Cundinamarca	Cascarilla de arroz	22,9	22,9	29,6	20,3	28,2	17,8
Fertilizante	Tolima	Cascarilla de arroz	100,2	100,2	183,8	183,2	166,7	165,9
Blending	Huila	Tallo de maíz tecnificado	0,6	0,6	6,8	14,0	5,4	11,1
Movilidad	Huila	Tallo de maíz tecnificado	0,0	0,0	0,3	0,7	0,3	0,5
Blending	Huila	Tallo de maíz tradicional	0,6	0,6	6,8	14,0	5,4	11,1
Movilidad	Huila	Tallo de algodón	1,2	1,2	1,5	1,0	1,4	0,9
Fertilizante	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	0,0	37,0	0,0	914,1	0,0	724,2
Movilidad	La Guajira	Cascarilla de arroz	0,3	0,3	0,6	0,6	0,5	0,5
Blending	Magdalena	Cáscara de palmiste	286,2	286,2	437,1	422,2	406,9	390,1
Blending	Magdalena	EFB	285,6	285,6	0,0	0,0	0,0	0,0



Pirólisis			MTon de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa residual	H(P)1	H(P)2	H(P)3	H(P)4	H(P)3.2	H(P)4.2
Blending	Meta	EFB	202,9	202,9	417,2	328,8	385,6	291,3
Blending	Meta	Cáscara de palmiste	203,3	203,3	310,5	299,9	289,1	277,1
Blending	Meta	Cascarilla de arroz	134,6	134,6	246,9	246,1	223,9	222,9
Blending	Meta	Tallo de maíz tecnificado	6,2	6,2	73,2	152,1	58,0	120,5
Blending	Santander	Cáscara de palmiste	100,9	100,9	154,1	148,8	143,4	137,5
Blending	Santander	EFB	100,7	100,7	207,0	163,1	191,3	144,6
Blending	Tolima	Cascarilla de arroz	12,4	12,4	22,8	22,7	20,7	20,6
Blending	Tolima	Tallo de maíz tradicional	0,0	0,6	0,0	14,0	0,0	11,1
Blending	Tolima	Tallo de algodón	24,4	24,4	31,5	21,6	30,0	18,9
Blending	Valle del Cauca	Tallo de maíz tecnificado	1,2	1,2	14,4	30,0	11,4	23,7
Movilidad	La Guajira	Tallo de algodón	0,6	0,6	0,8	0,5	0,7	0,5
Movilidad	Magdalena	Cáscara de palmiste	2,5	2,5	5,1	4,0	4,7	3,6
Movilidad	Magdalena	EFB	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Movilidad	Meta	EFB	1,5	1,5	3,0	2,4	2,8	2,1
Movilidad	Meta	Cáscara de palmiste	1,5	1,5	2,2	2,2	2,1	2,0
Movilidad	Meta	Cascarilla de arroz	1,0	1,0	1,8	1,8	1,6	1,6
Movilidad	Meta	Tallo de maíz tecnificado	0,0	0,0	0,5	1,1	0,4	0,9
Movilidad	Nariño	Paja de trigo	0,9	0,9	1,2	1,1	1,2	1,0
Movilidad	Santander	Cáscara de palmiste	5,4	5,4	8,3	8,0	7,7	7,4
Movilidad	Santander	EFB	5,4	5,4	11,1	8,8	10,3	7,8
Movilidad	Tolima	Cascarilla de arroz	1,2	1,2	2,2	2,2	2,0	2,0
Movilidad	Tolima	Tallo de maíz tradicional	0,1	0,1	0,7	1,4	0,5	1,1

Pirólisis			Mton de CO <sub>2</sub>					
Uso	Departamento	Biomasa residual	H(P)1	H(P)2	H(P)3	H(P)4	H(P)3.2	H(P)4.2
Movilidad	Tolima	Tallo de algodón	2,4	2,4	3,1	2,1	2,9	1,8

Tabla 57 Emisiones de dióxido de carbono en reformado de biogás por caso de negocio

Pirólisis			Mton CO <sub>2</sub>			
Uso	Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(RB)1	H(RB)2	H(RB)2.2
Fertilizante	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	0,0	1.721,4	1.370,9
Fertilizante	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	0,0	1.721,4	1.370,9
Fertilizante	Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	0,0	1.721,4	1.370,9
Fertilizante	Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	0,0	78,0	62,1
Fertilizante	Reformado biogás	Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	17,9	14,2
Fertilizante	Reformado biogás	Cauca	Pulpa café	0,0	17,9	14,2
Fertilizante	Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	0,0	3.278,2	2.610,7
Fertilizante	Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	0,0	3.278,2	2.610,7
Movilidad	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	0,0	1.721,4	1.370,9
Blending	Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	0,0	553.874,1	441.103,4
Movilidad	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	0,0	1.721,4	1.370,9
Blending	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Bovino	0,0	553.874,1	441.103,4
Movilidad	Reformado biogás	Antioquia	Mucílago de café	0,0	1.721,4	1.370,9
Blending	Reformado biogás	Antioquia	Estiércol Porcino	0,0	553.874,1	441.103,4
Movilidad	Reformado biogás	Antioquia	Pulpa café	0,0	1.721,4	1.370,9
Movilidad	Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	0,0	78,0	62,1
Blending	Reformado biogás	Boyacá	Hojas caña de azúcar	0,0	436.030,7	347.253,3

Pirólisis			Mton CO <sub>2</sub>			
Uso	Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(RB)1	H(RB)2	H(RB)2.2
Movilidad	Reformado biogás	Casanare	Estiércol Bovino	0,0	9,8	7,8
Blending	Reformado biogás	Casanare	Estiércol Bovino	0,0	436.030,7	347.253,3
Movilidad	Reformado biogás	Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	17,9	14,2
Fertilizante	Reformado biogás	Huila	Pulpa café	0,0	8,4	6,7
Movilidad	Reformado biogás	Cauca	Mucílago de café	0,0	17,9	14,2
Movilidad	Reformado biogás	Cauca	Pulpa café	0,0	17,9	14,2
Blending	Reformado biogás	Cauca	Pulpa café	0,0	16.941,1	13.491,8
Movilidad	Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Porcino	0,0	37,6	30,0
Movilidad	Reformado biogás	Córdoba	Estiércol Bovino	0,0	37,6	30,0
Blending	Reformado biogás	Cauca	Mucílago de café	0,0	16.941,1	13.491,8
Blending	Reformado biogás	Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	16.941,1	13.491,8
Blending	Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	0,0	436.030,7	347.253,3
Blending	Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	0,0	436.030,7	347.253,3
Blending	Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café	0,0	60.159,7	47.911,0
Blending	Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café	0,0	60.159,7	47.911,0
Blending	Reformado biogás	Huila	Pulpa café	0,0	3.716,3	2.959,7
Blending	Reformado biogás	Huila	Mucílago de café	0,0	3.716,3	2.959,7
Blending	Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino	0,0	436.030,7	347.253,3
Blending	Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino	0,0	436.030,7	347.253,3
Blending	Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	0,0	107.354,1	85.496,4
Blending	Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	0,0	107.354,1	85.496,4
Blending	Reformado biogás	Tolima	Pulpa café	0,0	3.716,3	2.959,7

Pirólisis			Mton CO <sub>2</sub>			
Uso	Proceso	Departamento	Biomasa residual	H(RB)1	H(RB)2	H(RB)2.2
Blending	Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café	0,0	3.716,3	2.959,7
Blending	Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	0,0	16.941,1	13.491,8
Blending	Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	16.941,1	13.491,8
Movilidad	Reformado biogás	Cundinamarca	Estiércol Porcino	0,0	3.278,2	2.610,7
Fertilizante	Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	0,0	309,8	246,7
Fertilizante	Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	0,0	309,8	246,7
Movilidad	Reformado biogás	Cundinamarca	Hojas caña de azúcar	0,0	3.278,2	2.610,7
Movilidad	Reformado biogás	Eje Cafetero	Mucílago de café	0,0	204,5	162,8
Movilidad	Reformado biogás	Eje Cafetero	Pulpa café	0,0	204,5	162,8
Movilidad	Reformado biogás	Huila	Mucílago de café	0,0	8,4	6,7
Movilidad	Reformado biogás	Huila	Pulpa café	0,0	8,4	6,7
Movilidad	Reformado biogás	Meta	Estiércol Porcino	0,0	22,8	18,1
Movilidad	Reformado biogás	Meta	Estiércol Bovino	0,0	22,8	18,1
Fertilizante	Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	0,0	3.001,6	2.390,4
Movilidad	Reformado biogás	Santander	Estiércol Bovino	0,0	309,8	246,7
Movilidad	Reformado biogás	Santander	Hojas caña de azúcar	0,0	309,8	246,7
Movilidad	Reformado biogás	Tolima	Mucílago de café	0,0	35,4	28,2
Movilidad	Reformado biogás	Tolima	Pulpa café	0,0	35,4	28,2
Movilidad	Reformado biogás	Valle del Cauca	Estiércol Porcino	0,0	3.001,6	2.390,4
Movilidad	Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	3.001,6	2.390,4
Fertilizante	Reformado biogás	Valle del Cauca	Hojas caña de azúcar	0,0	0,0	0,0

## E. Matriz de evaluación de impactos

En las siguientes tablas, se presenta la matriz de evaluación de impactos realizada por el consultor con base en la metodología definida en el numeral 5.3 y su evaluación.

Tabla 58 Definición de riesgos y aspectos considerados para su evaluación

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
1	Abiótico	Atmosférico	Alteración a la calidad del aire	Cambio en las concentraciones de los contaminantes criterio y/o tóxicos en el aire producto de las emisiones generadas como consecuencia del proyecto.	Una PCH no interfiere con la calidad del aire.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El proceso de producción con biomasa residual requiere combustión con emisiones en diferentes niveles según la tecnología.</li> <li>2. En general se considera que el aprovechamiento de residuos de biomasa agrícola es carbono neutral o de bajas emisiones, aunque esto dependerá de la biomasa y el proceso/tecnología a utilizar</li> </ol>
2	Abiótico	Atmosférico	Alteración de la capa de ozono	Aporte de sustancias químicas a la atmósfera que tengan el potencial de agotar la capa de ozono, a causa del proyecto.	En el proceso de producción de energía eléctrica o de un hidrolizador no se emite ningún tipo de gas, por el contrario, se emite Oxígeno.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Al haber combustión hay emisiones y probablemente algo de material particulado.</li> <li>2. En general se considera que el aprovechamiento de residuos de biomasa agrícola es carbono neutral o de bajas emisiones, aunque esto dependerá de la biomasa y el proceso/tecnología a utilizar</li> </ol>
3	Abiótico	Atmosférico	Alteración en los niveles de presión sonora	Cambio en los niveles de ruido ambiental como consecuencia de la emisión de ruido del proyecto.	El agua se conduce por canales o tuberías cerradas sin embargo puede producirse un nivel de ruido superior al natural	El proceso de combustión produce algún nivel de ruido

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
4	Abiótico	Atmosférico	Alteración de la concentración de gases efecto invernadero y/o contaminantes climáticos de vida corta	Cambio en las concentraciones de gases efecto invernadero y/o contaminantes climáticos de vida corta a causa de fuentes, sumideros y/o reservorios de un proyecto.	No hay producción de gases de efecto invernadero	1. Hay disposición de cenizas. 2. Dependiendo de la tecnología y biomasa a utilizar pueden generarse en mayor o menor medida este tipo de contaminantes
5	Abiótico	Geológico	Alteración de las condiciones geológicas	Alteración de las unidades litológicas y rasgos estructurales	Se deben realizar una obra civil para los canales, las tuberías, hay que hacer movimiento de tierras en mayor o menor proporción.	No debería ser una planta industrial localizada lo que permite gestionar la ubicación del proyecto para no tener este tipo de afectaciones.
6	Abiótico	Geomorfológico	Alteración de la geoforma del terreno	Cambio en la forma del terreno continental y/o marino costero como consecuencia de un proyecto, obra o actividad que modifica la dinámica existente de los procesos geomorfológicos.	1. Se pueden producir cambios mínimos en la morfología del suelo que son mitigados como parte de la ingeniería del proyecto. 2. Se pueden generar remoción de la cobertura vegetal, lo que puede implicar procesos de inestabilidad del terreno y cambios en las condiciones físicas y químicas del suelo (Fte: <a href="https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf">https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf</a> )	1. Para algunos miembros del equipo no se visualiza impactos. 2. Para otros se pueden generar remoción de la cobertura vegetal, lo que puede implicar procesos de inestabilidad del terreno y cambios en las condiciones físicas y químicas del suelo (Fte: <a href="https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf">https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf</a> )
7	Abiótico	Geotecnia	Alteración de las condiciones geotécnicas	Cambios en las características geomecánicas de estabilidad del terreno y/o los macizos rocosos, como del proyecto.	Al igual que el numeral anterior, puede suceder en algún grado, pero se mitiga con las obras civiles.	Podría presentarse variabilidad en las condiciones geotécnicas.
8	Abiótico	Hidrogeológico	Alteración a la calidad del	Cambios en las características fisicoquímicas	No se hace ningún proceso de tratamiento del agua, el agua una	No se visualizan, se usa agua de acueducto.

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
			recurso hídrico subterráneo	y/o microbiológicas de las aguas subterráneas o su zona de recarga como consecuencia del proyecto.	vez turbinada vuelve a su cauce oxigenada.	
9	Abiótico	Hidrogeológico	Alteración en la oferta y/o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo	Cambio en los niveles piezométricos (estáticos) en un acuífero determinado o sus zonas de recarga que causan una modificación en la oferta de aguas subterráneas como consecuencia del proyecto.	No se requiere usar perforaciones o intervenciones a causas subterráneas.	No se requiere usar perforaciones o intervenciones a causas subterráneas.
10	Abiótico	Hidrológico	Alteración en la oferta y disponibilidad del recurso hídrico superficial	Cambio de los caudales y/o volúmenes en un cuerpo de agua superficial que causan una modificación de la oferta hídrica como consecuencia del proyecto	El agua tomada del cauce de río retorna al río, normalmente no hay compromiso de la oferta del agua para otros usos. No obstante, existe un mínimo de reducción del caudal y riesgo del cambio en su composición por uso de productos químicos	Se plantea uso de agua de acueducto
11	Abiótico	Hidrológico	Alteración en la calidad del recurso hídrico superficial	Cambios en las características fisicoquímicas, microbiológicas y/o hidrobiológicas de las aguas superficiales como consecuencia del proyecto.	El proceso de conducción y turbinado del agua no cambia las características químicas del agua.	No se visualizan, se usa agua de acueducto.
12	Abiótico	Hidrológico	Alteración hidro-geomorfológica de la dinámica fluvial y/o del régimen sedimentológico	Cambios en la dinámica hidro-geomorfológica del sistema fluvial y/o sedimentológico generado por el proyecto que origina cambios de cauce, activación	El proyecto desvía las aguas de un cauce, pero la obra civil considera las características hidrológicas que permiten gestionar estos riesgos, inclusive una PCH permite regular mínimamente un caudal. La	No se visualizan, se usa agua de acueducto.

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
				de procesos erosivos, represamientos, inundaciones, movimientos en masa, entre otros	regulación ambiental considera mínimos ambientales de los caudales que permiten gestionar este tipo de riesgos.	
13	Abiótico	Suelo	Alteración a la calidad del suelo	Cambio en las características y propiedades físicas, químicas y biológicas del suelo como consecuencia del proyecto.	2. Eventualmente se podría generar remoción de la cobertura vegetal, lo que puede implicar procesos de inestabilidad del terreno y cambios en las condiciones físicas y químicas del suelo (Fte: <a href="https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf">https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf</a> )	1. Puede haber algún tipo de efecto en el suelo por efecto del retiro de biomasa residual que en condiciones naturales surtiría el proceso de descomposición natural, pero para efectos de biomasa residual industrial o agrícola esto puede ser una externalidad positiva. 2. Se pueden generar remoción de la cobertura vegetal, lo que puede implicar procesos de inestabilidad del terreno y cambios en las condiciones físicas y químicas del suelo (Fte: <a href="https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf">https://corponor.gov.co/AudienciasPublicasAmbientales/2018/pch_el_retiro/capitulos/CAP%205_Evaluaci%C3%B3n%20impactos.pdf</a> )
14	Abiótico	Paisaje	Alteración del paisaje	Cambio en las características y propiedades paisajísticas del territorio como consecuencia del proyecto.	Las PCHs armonizan perfectamente con el paisaje.	El tamaño previsto de las plantas para producir H2 con biomasa es relativamente reducido y este tipo de afectaciones se reduciría con la selección de la ubicación.
15	Biótico	Ecosistema	Alteración a ecosistemas terrestres	Cambio en los ecosistemas terrestres como consecuencia del proyecto que generan: i) Cambios en	En general las PCHs mantienen las condiciones originarias de los sitios donde se desarrollan las obras de	1. El proyecto se concentra en un espacio muy limitado por lo que no origina este tipo de afectaciones. 2. Pueden existir afectaciones en



No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
				estructura y composición, ii) Modificación de la conectividad funcional ecológica, entre otras	canales y tuberías de presión son de longitudes pequeñas	fauna, relacionada con los lugares de disposición natural de los residuos
16	Biótico	Ecosistema	Alteración a ecosistemas y hábitats acuáticos	Cambio en los ecosistemas y hábitats acuáticos, marino-costeros o continentales como consecuencia del proyecto, que generan: i) Cambios en disponibilidad del hábitat, paisaje ecológico acuático o interacciones ecológicas ii) Cambio en la conectividad ecosistémica, entre otras	Las PCHs no fraccionan los sistemas y los canales y tuberías son de longitudes pequeñas, no presentan limitaciones al comportamiento de aves o poblaciones animales terrestres más allá del sitio en que se da su ejecución.	Estos proyectos en general resulta necesario ubicarlos en áreas agrícolas ya intervenidas para disponer de la biomasa residual, por lo que difícilmente van a ocasionar afectaciones en las poblaciones de aves o animales.
17	Biótico	Cobertura	Alteración de la estructura ecológica del paisaje	Cambio en la extensión (área), forma (geometría) y distribución de las coberturas vegetales y función (según Corine Land Cover 2.3.2, 2.4, 3 y 4.1.3) como consecuencia del desarrollo del proyecto, obra o actividad que puedan generar: i) Disminución de coberturas, ii) efectos de borde, iii) fragmentación de coberturas, iv) disminución de la conectividad estructural y funcional, entre otros	Una vez construido el proyecto la operación genera un impacto mínimo en el área del proyecto lo cual dependerá de la ubicación del proyecto.	Es posible algún fraccionamiento, que va a depender de la ubicación del proyecto, cuando se requiera el desarrollo de vías de recolección de la biomasa residual, no obstante, estas rutas pueden ser las mismas empleadas previamente para la recolección y almacenamiento de los productos que producen la biomasa.
18	Biótico	Flora	Alteración a comunidades de flora	Cambio en las comunidades de flora como consecuencia del proyecto, que generen: i)	No se producen afectaciones a la flora, las intervenciones son localizadas en áreas pequeñas.	No se producen afectaciones a la flora, las intervenciones son localizadas en áreas pequeñas.

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
				Disminución de individuos o ejemplares de una o más especies, ii) Modificación de poblaciones, iii) Cambio en su composición, estructura y función, iv) Fragmentación de ecosistemas, entre otras.		
19	Biótico	Hidrobiota	Alteración a la hidrobiota incluyendo la fauna acuática	Cambio en las comunidades hidrobiológicas (continentales, marinas o costeras) como consecuencia del proyecto, que generan: i) Alteración de las poblaciones y/o comunidades acuáticas, ii) Cambios en la riqueza, composición, abundancia y diversidad de las especies, en la distribución, comportamiento, entre otras	Los desvíos de los cauces tienen en cuenta las poblaciones animales acuáticas y las obras civiles se diseñan para permitir la continuidad del hábitat de las poblaciones, igualmente se establece un caudal mínimo ambiental que en el caso de estas pequeñas centrales está muy localizado.	Este tipo de proyectos no interviene con cauces de agua. Sin embargo, el manejo de las cenizas podría tener algún nivel de afectación gestionable.
20	Biótico	Fauna	Alteración a comunidades de fauna terrestre (incluyendo fauna voladora)	Cambio en las comunidades de fauna como consecuencia del proyecto, que generen i) Cambio en la composición, estructura y función, ii) Desplazamiento de fauna, iii) cambio en las cadenas tróficas, entre otras.	No se producen afectaciones a la flora, las intervenciones son localizadas en áreas pequeñas.	No se producen afectaciones a la flora, las intervenciones son localizadas en áreas pequeñas.
21	Socio-económico	Demográfico	Cambio en las variables demográficas	Cambio en la estructura demográfica y en la distribución espacial de la población y sus efectos en la dinámica de la población	1. No se prevé en este tipo de proyectos desplazamiento de familias, por el contrario, la operación de estas plantas la puede realizar personal nativo del	1. El proyecto requiere mano de obra para la recolección y logística de la biomasa residual, la cual genera un valor agregado para la población.

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
				como consecuencia de un proyecto, obra o actividad	área en que se ejecutó el proyecto. 2. Externalidades positivas desarrollo social/empleabilidad	2. Externalidades positivas desarrollo social/empleabilidad, mayor valoración por posibilidad de empleabilidad de personal de la zona
22	Socio-económico	Cultural	Alteración en la percepción visual del paisaje	Cambio en la percepción de la calidad visual del paisaje como consecuencia de un proyecto, obra o actividad.	una vez desarrollado el proyecto la obra el proyecto se integra con el paisaje. Normalmente este tipo de proyectos se desarrollan en zonas rurales intervenidas, en Colombia se tienen proyectos de más de 90 años de operación con áreas que mantienen sus condiciones de ruralidad intacta.	Como se ha indicado son proyectos localizados y en áreas intervenidas por actividad agrícola, cercanos a infraestructura existente que facilita su desarrollo ocasionando una afectación nula del paisaje.
23	Socio-económico	Espacial	Modificación de la infraestructura física y social, y de los servicios públicos y sociales	Cambio en las condiciones de cobertura, calidad y/o disponibilidad de los servicios públicos y sociales, relacionadas con: i) Agua para consumo humano y actividades económicas ii) Servicios de salud, iii) educación, iv) Energía y telecomunicaciones, v) Gestión de residuos líquidos y sólidos, vi) infraestructura/equipamiento comunitario, y escenarios de recreación activa y pasiva, entre otros.	Ninguna, por el contrario, estos proyectos viabilizan la posibilidad de atender con el servicio de energía eléctrica a zonas relativamente apartadas. No obstante, en la producción de hidrógeno podrían causar alguna afectación en la medida que sean proyectos que emplean PCHs existentes.	El proyecto requiere agua y energía eléctrica en menor cantidad, puede haber alguna afectación dependiendo de la ubicación. No obstante, el proyecto puede apalancar el desarrollo de infraestructura de servicios públicos en áreas en las que no existe. Al impactar de forma positiva el ingreso de la región por la logística de la biomasa residual puede incrementar de forma importante el ingreso de las familias durante toda la vida útil del mismo.

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Definición	Aspectos considerados en la evaluación / PCH	Aspectos considerados en la evaluación / Biomasa
24	Socio-económico	Espacial	Modificación de la accesibilidad, movilidad y conectividad local	Cambios en los flujos, frecuencias, tipos de movilidad, acceso de las comunidades a centros nucleados, tiempos de desplazamiento, seguridad vial, entre otros, como consecuencia del proyecto.	No se visualiza, por el contrario, estos proyectos ayudan a mantener los desarrollos viales de poblaciones rurales.	podría existir afectación a la infraestructura social por el transporte de la biomasa residual.
25	Socio-económico	Político Administrativo	Generación y/o alteración de conflictos sociales	Alteración de las causas que generan conflicto relacionadas con: i) Cambio en el acceso, uso, distribución y conservación de un recurso natural, y/o ii) Cambio en la organización comunitaria, y/o iii) Cambio en los lazos de interrelación entre los ciudadanos y sus instituciones, iv) Modificación de las instancias y mecanismos de participación, v) Generación de expectativas, entre otros.	El proyecto usa el agua que devuelve al cauce de los ríos, el agua de proceso para hacer la hidrólisis es mínimo para ello requiere una modificación de permisos o licencias.	El proyecto emplea biomasa residual, que incluso en ciertas condiciones puede ser un problema para los agricultores o para el desarrollo de otras actividades e incluso para el manejo de la misma.

Tabla 59 Evaluación de la matriz de riesgos

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Promedio PCH	Promedio Biomasa	Evaluación Profesional 1		Evaluación Profesional 2		Evaluación Profesional 3		Evaluación Profesional 4	
						PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa
1	Abiótico	Atmosférico	Alteración a la calidad del aire	1,3	2,8	1	4	1	1	2	4	1	2

No .	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Promedio PCH	Promedio Biomasa	Evaluación Profesional 1		Evaluación Profesional 2		Evaluación Profesional 3		Evaluación Profesional 4	
						PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa
2	Abiótico	Atmosférico	Alteración de la capa de ozono	1,0	2,3	1	3	1	1	1	3	1	2
3	Abiótico	Atmosférico	Alteración en los niveles de presión sonora	1,8	1,8	2	2	2	2	2	2	1	1
4	Abiótico	Atmosférico	Alteración de la concentración de gases efecto invernadero y/o contaminantes climáticos de vida corta	1,3	2,3	1	3	2	2	1	2	1	2
5	Abiótico	Geológico	Alteración de las condiciones geológicas	2,3	1,0	2	1	1	1	3	1	3	1
6	Abiótico	Geomorfológico	Alteración de la geofoma del terreno	1,5	1,0	2	1	1	1	2	1	1	1
7	Abiótico	Geotecnia	Alteración de las condiciones geotécnicas	1,5	1,0	2	1	1	1	2	1	1	1
8	Abiótico	Hidrogeológico	Alteración a la calidad del recurso hídrico subterráneo	1,5	1,0	1	1	1	1	1	1	3	1
9	Abiótico	Hidrogeológico	Alteración en la oferta y/o disponibilidad del recurso hídrico subterráneo	1,5	1,0	1	1	1	1	1	1	3	1

No	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Promedio PCH	Promedio Biomasa	Evaluación Profesional 1		Evaluación Profesional 2		Evaluación Profesional 3		Evaluación Profesional 4	
						PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa
10	Abiótico	Hidrológico	Alteración en la oferta y disponibilidad del recurso hídrico superficial	1,8	1,0	1	1	1	1	3	1	2	1
11	Abiótico	Hidrológico	Alteración en la calidad del recurso hídrico superficial	2,0	1,0	1	1	2	1	3	1	2	1
12	Abiótico	Hidrológico	Alteración hidro geomorfológica de la dinámica fluvial y/o del régimen sedimentológico	1,8	1,0	2	1	1	1	2	1	2	1
13	Abiótico	Suelo	Alteración a la calidad del suelo	1,0	2,0	1	2	1	2	1	3	1	1
14	Abiótico	Paisaje	Alteración del paisaje	1,8	2,0	1	1	2	3	3	3	1	1
15	Biótico	Ecosistema	Alteración a ecosistemas terrestres	1,3	1,5	1	1	1	1	2	2	1	2
16	Biótico	Ecosistema	Alteración a ecosistemas y hábitats acuáticos	1,8	1,0	2	1	2	1	2	1	1	1
17	Biótico	Cobertura	Alteración de la estructura ecológica del paisaje	1,0	1,5	1	1	1	1	1	2	1	2
18	Biótico	Flora	Alteración a comunidades de flora	1,0	1,5	1	1	1	2	1	2	1	1

No.	Medio	Componente	Categoría de Impactos	Promedio PCH	Promedio Biomasa	Evaluación Profesional 1		Evaluación Profesional 2		Evaluación Profesional 3		Evaluación Profesional 4	
						PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa	PCH	Biomasa
19	Biótico	Hidrobiota	Alteración a la hidrobiota incluyendo la fauna acuática	1,0	1,0	1	1	1	1	1	1	1	1
20	Biótico	Fauna	Alteración a comunidades de fauna terrestre (incluyendo fauna voladora)	1,3	1,5	1	2	1	1	2	2	1	1
21	Socio-económico	Demográfico	Cambio en las variables demográficas	1,5	2,3	1	1	1	1	1	3	3	4
22	Socio-económico	Cultural	Alteración en la percepción visual del paisaje	1,5	1,8	1	1	2	1	2	3	1	2
23	Socio-económico	Espacial	Modificación de la infraestructura física y social, y de los servicios públicos y sociales	1,0	1,5	1	1	1	1	1	3	1	1
24	Socio-económico	Espacial	Modificación de la accesibilidad, movilidad y conectividad local	1,0	1,8	1	2	1	1	1	1	1	3
25	Socio-económico	Político Administrativo	Generación y/o alteración de conflictos sociales	1,3	1,8	1	1	1	2	2	3	1	1

## Bibliografía

---

- Ministerio de Hacienda y Crédito Público-Nicaragua. (s.f.). *Metodología de preinversión para proyectos de energía*.
- Ahmed, F., Abdulá, K., & Hilal, N. (2021). Emerging desalination technologies: Current status, challenges and future trends. *Desalination*, 517.
- Airswift. (7 de Febrero de 2023). *5 US Green hydrogen projects starting in 2023*. Obtenido de Airswift: <https://www.airswift.com/blog/green-hydrogen-projects-usa>
- Akubo Kaltume, A. N. (2019). Pyrolysis-catalytic steam reforming of agricultural biomass wastes and biomass components for production of hydrogen/synga. *Journal of the Energy Institute*, 92(6), 1987-1996.
- Al- Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shaha, N., & Guillén, G. (2021). Descubriendo el verdadero costo de las rutas de producción de hidrógeno mediante la monetización del ciclo de vida. *Energía aplicada*, 281.
- Alarcon, I. (2023). *El hidrógeno verde potenciaría la construcción de hidroeléctricas en Ecuador*. Obtenido de Climate Tracker Latam: <https://climatetrackerlatam.org/historias/el-hidrogeno-verde-potenciar-a-las-hidroelectricas-en-ecuador/>
- Alarcón, T., Martín, I., & Poch, M. (2012). Los humedales como tecnología emergente para la remoción del arsénico del agua . En *Remoción de Arsénico en agua de consumo humano en latinoamérica* (págs. 1-198). México.
- Alcaldía de Barranquilla. (2022). Obtenido de <https://www.barranquilla.gov.co/mi-barranquilla/distrito-firma-alianza-monomeros-produccion-amoniac-verde>
- Alcaldía de Barranquilla. (2022). Obtenido de <https://www.barranquilla.gov.co/mi-barranquilla/distrito-firma-alianza-monomeros-produccion-amoniac-verde>
- Alfano, M., & Cavazza, C. (2018). La reacción de cambio de agua-gas mediada biológicamente: estructura, función y biosíntesis de deshidrogenasas de monóxido de carbono monofuncionales [NiFe]. *Royal Society of Chemistry*, 2, 1653-1670.
- Allison Brittany J., S. C. (2018). Obtaining Multiple Coproducts from Red Grape Pomace via Anthocyanin Extraction and Biogas Production. *Agricultural and Food Chemistry*, 66(30), 8045-8053.
- Amador, A., & Boschini, C. (2000). *Fenología productiva y nutricional de maíz para la producción de forraje*. Alajuela: Agronomía Mesoamericana.
- Andre Nathaniel Chung Han Wee, A. E. (2022). Techno-economic assessment of hydrogen production via steam reforming of palm oil mill effluent. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 53.



- Anniwaer, A., Chaihad, N., Aghietyas, C. A., Kurnia, I., Kasai c, Y., Kongparakul, S., . . . Guan, G. (2023). Utilization of fruit waste for H<sub>2</sub>-rich syngas production via steam co-gasification with brown coal. *Carbon Resources Conversion*, 6(4), 315-325.
- Anniwaer, A., Chaihad, N., Mengjuan, Z., Wang, C., Tao Yu a, K. Y., Abudula, A., & Guan, G. (2021). Hydrogen-rich gas production from steam co-gasification of banana peel with agricultural residues and woody biomass. *Waste Management*, 125, 204-214.
- Arun, V., Sai, V., Abhishek, A., Abhisek, S., Shazia, R., Pantalón, K., . . . Shao-Yuan, L. (2022). Pirólisis de biomasa: una revisión de los avances recientes y la producción de hidrógeno verde. *Tecnología Bioambiental*, 364.
- Aryal, P., Tanksale, A., & Hoadley, A. (2023). Oxidative catalytic steam gasification of sugarcane bagasse for hydrogen rich syngas production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(40), 15014-15025.
- Asoenergía. (5 de Enero de 2022). *Las energías limpias no superan el 1% en la matriz energética del país*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www.asoenergia.com/es/prensa/las-energias-limpias-no-superan-el-1-en-la-matriz-energetica-del-pais-asoenergia#:~:text=La%20demanda%20energ%C3%A9tica%20nacional%20es,14%25%20de%20biomasa%20y%20le%C3%B1a>.
- ASTM . (s.f.). *Standard Specification for Reagent Water- ASTM D1193-99e1*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.astm.org/d1193-99e01.html>
- Australiana, U. N. (2022). *Sustainability | Free Full-Text | How Green Are the National Hydrogen Strategies?* Obtenido de Sustainability | Free Full-Text | How Green Are the National Hydrogen Strategies? (mdpi.com)
- aveBiom . (Abril de 2023). Recuperado el 11 de Agosto de 2023, de <https://www.avebiom.org/biomasanews/biogas/gasificacion-de-biomasa-solida-en-espana-que-puede-solucionar-esta-tecnologia>
- Bajos, G. d. (s.f.). *Government strategy of hydrogen*. Obtenido de Government: <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>
- Basu, P. (2018). Características de la biomasa . En *Gasificación, Pirólisis y Torrefacción de Biomasa* (págs. 49-91). Academic Press.
- BBVA. (2023). *Hidrógeno verde, un aliado sostenible para descarbonizar la industria del acero*.
- Benjumea, F. (s.f.). *El uso del agua en la electrólisis*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://felipebenjumeallorete.com/el-uso-del-agua-en-la-electrolisis/#:~:text=No%20obstante%2C%20ha%20de%20tenerse,menos%20pura%20sac%C3%A1ndola%20del%20sistema>.

- Bilhate Chala, H. O. (2028). Biogas Potential of Coffee Processing Waste in Ethiopia. *Sustainability*, 10(8).
- Bioflexgen. (s.f.). Obtenido de Bioflexgen: <https://bioflexgen.eu/>
- Biomass. (s.f.). Obtenido de Port of Rotterdam: <https://www.portofrotterdam.com/en/logistics/cargo/dry-bulk/biomass>
- Bolado-Rodríguez Silvia, T. C.-J.-E. (2016). Effect of thermal, acid, alkaline and alkaline-peroxide pretreatments on the biochemical methane potential and kinetics of the anaerobic digestion of wheat straw and sugarcane bagasse. *Bioresource Technology*, 201, 182-190.
- Borello Domenico, P. A. (2017). Modeling and Experimental Study of a Small Scale Olive Pomace Gasifier for Cogeneration: Energy and Profitability Analysis. *Energies*, 10(12).
- Bridgwater, A. (2012). Review of fast pyrolysis of biomass and product upgrading. *Biomass and Bioenergy*, 68-94.
- Brijaldo, M., Castillo, C., & Pérez, G. (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *Ingeniería y competitividad*, 23(2).
- Bruñi, M., & Spunler, D. (s.f.). *SSWM*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sswm.info/es/gass-perspective-es/tecnologias-de-agua-y-saneamiento/tecnologias-de-abastecimiento-de-agua/filtraci%C3%B3n-r%C3%A1pida-de-arena>
- Buffi, M. P., & Scarlat, N. (2022). Evaluación energética y ambiental del hidrógeno procedente de fuentes de biomasa: Retos y perspectivas. *Biomasa y bioenergía*, 165.
- Calise, F., D'Accadia, M., Santarelli, M., Lanzini, A., & Ferrero, D. (2019). Producción de hidrógeno. En *Producción de hidrógeno solar, Procesos, Sistemas y Tecnologías* (págs. 45-83). Londres: Academic Press.
- Carbotecnia. (29 de Noviembre de 2021). *Proceso típico de purificación de agua*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/tratamiento-de-agua/proceso-de-purificacion-de-agua/>
- Carbotecnia. (25 de Marzo de 2023). *Filtros industriales de agua | Tipos y aplicaciones*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/aprendizaje/filtracion-de-agua-liquidos/filtros-de-agua-industriales-tipos-y-aplicaciones/#:~:text=Los%20filtros%20industriales%20son%20sistemas,olores%2C%20minerales%20y%20otras%20impurezas.>
- Carbotecnia. (s.f.). *Antracita – medio filtrante para filtro de lecho profundo*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.carbotecnia.info/producto/antracita/#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20es%20la%20antracita%3F,carbono%2C%20hasta%20un%2095%25.>

- Castiblanco, O., & Dany, C. (2020). Producción de hidrógeno y su perspectiva. *Gestión y Ambiente*, 23(2).
- Chicas, J., & Guzmán, W. (2021). *Producción de hidrógeno por electrólisis de agua utilizando energía solar y evaluación de su uso como combustible fuente de energía térmica*. San Salvador : UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR.
- CHUNKE. (s.f.). *Sistema de ultrafiltración UF*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://chunkewatertreatment.com/ultrafiltration-uf-system/>
- CHUNKE. (s.f.). *Sistemas de electrododesionización de agua*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://chunkewatertreatment.com/water-electrodeionization-systems/>
- Clean Energy Technology observatory . (2022). *BIOENERGY IN THE EUROPEAN UNION*. Publications Office of the European Union.
- Cloquell, V. A., & Cloquell, V. (2013). *PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA EVALUACIÓN*. Valencia, España.
- CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL CONPES . (s.f.). Obtenido de Colaboracion: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>
- Cooperación Eléctrica del Ecuador. (28 de Mayo de 2022). *Celec analiza cómo almacenar agua de las hidroeléctricas para producir hidrógeno verde a bajo costo*. Obtenido de El Universo: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/celec-analiza-como-almacenar-agua-de-las-hidroelectricas-para-producir-hidrogeno-verde-a-bajo-costo-nota/>
- CSIRO. (2022). *Informe preliminar con la lista de bienes y servicios asociados a los mejores tecnologías de producción, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y reelectrificación de hidrógeno verde y azul* . Chile .
- Cultura Científica . (26 de Agosto de 2018). *Así se distribuye la biomasa de la Tierra*. (Juan Pérez) Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://culturacientifica.com/2018/08/26/asi-se-distribuye-la-biomasa-de-la-tierra/#:~:text=El%2060%25%20de%20la%20biomasa,la%20superficie%20del%20fondo%20oce%C3%A1nico>
- David Martínez, J. (13 de Julio de 2021). *Mucílago de café en polvo (fuente natural de antioxidantes): Una alternativa de aprovechamiento agroindustrial*. (Universidad Autónoma de Manizales) Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://www.autonoma.edu.co/blog/noticias/mucilago-de-cafe-en-polvo-fuente-natural-de-antioxidantes-una-alternativa-de>
- Delgado, O. (5 de Febrero de 2023). *Todo lo que necesitas saber acerca del agua para tu laboratorio*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sgc-lab.com/todo-lo-que-necesitas-saber-acerca-del-agua-para-tu->



- EMR. (2022). *Análisis del Mercado de Amoniacó*.
- EMR. (2022). *Análisis del Mercado de Amoniacó*.
- Enaex. (s.f.). *Enaex*. Obtenido de <https://www.enaex.com/cl/es/hyex/>
- Endesa. (s.f.). *Centrales de biomasa y sus tipos*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/central-de-biomasa>
- Enel Green Power. (2021). *Hidrógeno verde, comienza una nueva historia para la transición energética en Chile*. Obtenido de Enel Green Power: <https://www.enelgreenpower.com/es/historias/articulos/2021/10/hidrogeno-verde-punta-arenas-chile>
- España, G. d. (s.f.). *El CSIC lidera un proyecto europeo para obtener hidrógeno verde a partir de bacterias*. Obtenido de CSI: <https://www.csic.es/es/actualidad-del-csic/el-csic-lidera-un-proyecto-europeo-para-obtener-hidrogeno-verde-partir-de>
- Estrategia de hidrógeno*. (2015). Obtenido de Meti: [https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene\\_shinene/suiso\\_seisaku/pdf/20230606\\_2.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/suiso_seisaku/pdf/20230606_2.pdf)
- European Investment Bank. (2013). *The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB*.
- Evaluación del impacto tecnoeconómico y ambiental de los procesos de producción de hidrógeno utilizando biorresiduos como recurso energético renovable. (2022). *Reseñas de energías renovables y sostenibles*, 156.
- Fantozzi Francesco, B. C. (2009). Biogas production from different substrates in an experimental Continuously Stirred Tank Reactor anaerobic digester. *Bioresource Technology*, 102(15).
- Fedebiocombustibles. (2023). Obtenido de <https://fedebiocombustibles.com/statistics/>
- federal, G. (2020). *The National hydrogen strategy*.
- FENOGE. (2023). Solicitud de Información a Proveedores No. SIP-007-2023-FENOGE. Bogotá.
- Ferraris, G. (Agosto de 2007). *Fertilización nitrogenada*. Recuperado el 12 de Octubre de 2023, de <https://fertilizar.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/2009-no-11-Fertilizacio%CC%81n-nitrogenada-de-trigo-y-otros-cereales-de-invierno.pdf>
- Filtración en grava y gravilla*. (Octubre de 2009). Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.oocities.org/edrochac/sanitaria/filtracion.htm>
- Fuentes, N. M., & Ariza, C. (2016). Coagulantes naturales en sistemas de flujo continuo, como sustituto del Al<sub>2</sub>(SO<sub>4</sub>)<sub>3</sub> para clarificación de aguas. *Producción + Limpia*, 11(2), 41-54.

- García, E., & Ruiz, P. (s.f.). *Hidrógeno verde y biomasa, el binomio clave para hacer realidad la transición energética en Europa*. (Interempresas ) Recuperado el 11 de Agosto de 2023, de <https://www.interempresas.net/Energia/Articulos/397262-Hidrogeno-verde-biomasa-binomio-clave-hacer-realidad-transicion-energetica-Europa.html>
- Gen+. (2022). *Informe de gestión*.
- Gen+. (2022). *Informe gestión - La cascada*.
- giz. (2021). *Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde: Posibles modelos de negocio para proyectos de hidrógeno verde:*
- Gobierno de Rio Negro. (s.f.). *24 jueves de hidrogeno*. Obtenido de Rio Negro: <https://rionegro.gov.ar/articulo/39593/24-jueves-de-hidrogeno>
- Gomez, G. M. (2021). *Modelo técnico y económico de electrolizador para la producción de hidrógeno como vector energético*.
- Grupo Acura. (21 de Marzo de 2023). *¿Qué es la coagulación y floculación para el tratamiento de aguas residuales?* Recuperado el Agosto de 2023, de <https://grupoacura.com/es/blog/coagulacion-floculacion/#:~:text=La%20coagulaci%C3%B3n%20es%20la%20desestabilizaci%C3%B3n,los%20s%C3%B3lidos%20dispersos%20no%20sedimentables>.
- Guillermo, S. M., & Gutiérrez Martín, F. (2015). *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- H2 LAC. (s.f.). *Preguntas y respuestas – Introducción a la industria del hidrógeno verde*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2021/07/PREGUN1.pdf>
- Hamedani Rajabi Sara, E. B. (2016). Techno-economic Analysis of Hydrogen Production Using Biomass Gasification-A Small Scale Power Plant Stud. *Energy Procedia*, 101, 806-813.
- Han, L., Wang, Q., Yang, Y., Yu, C., & Fang, M. F. (2011). Hydrogen production via CaO sorption enhanced anaerobic gasification of sawdust in a bubbling fluidized bed. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(8), 4820-4829.
- He, J., Xiong, S., Guo, M., Ran, J., & Zhang, L. (2020). Experimental and thermodynamic study of banana peel non-catalytic gasification characteristics. *Waste Management*, 113, 369-378.
- Henstra, A. e. (2007). Microbiology of synthesis gas fermentation for biofuel production. *Current Opinion in Biotechnology*, 18(3), 200-206.
- Hernández, S. (2010). *Evaluación de las tecnologías implementadas en los sistemas descentralizados de purificación de agua del área rural del departamento del tolima*. Bogotá: Universidad de Los Andes .

- Hosseini, S., & Wahid, M. (2016). Producción de hidrógeno a partir de recursos energéticos renovables y sostenibles: portador de energía verde prometedor para un desarrollo limpio. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 850-866.
- Hu, G., Xu, S. X., Li, h. L., Xiao, C., & Liu, S. (2006). Steam gasification of apricot stones with olivine and dolomite as downstream catalysts. *Fuel Processing Technology*, 87(5), 375-382.
- Hydrogen strategy for Canada*. (2020). Obtenido de NRCAN:  
[https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan\\_Hydrogen%20Strategy%20for%20Canada%20Dec%202015%202200%20clean\\_low\\_accessible.pdf](https://www.nrcan.gc.ca/sites/nrcan/files/environment/hydrogen/NRCan_Hydrogen%20Strategy%20for%20Canada%20Dec%202015%202200%20clean_low_accessible.pdf)
- Iberdrola instala la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa*. (s.f.). Obtenido de Iberdrola: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- ICA. (2022). Obtenido de <https://www.ica.gov.co/getdoc/bc02bf1f-68b4-4d82-b776-722e261b4ca8/estadisticas.aspx>
- ICA. (2022). Obtenido de <https://www.ica.gov.co/getdoc/bc02bf1f-68b4-4d82-b776-722e261b4ca8/estadisticas.aspx>
- ICCT. (2022). *Cost of renewable hydrogen produced onsite at hydrogen refueling stations in europe*.
- IEA. (2023). Obtenido de <https://www.iea.org/energy-system/industry/steel>
- IMF. (2022). Obtenido de <https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/hydrogen-decade-van-de-graaf>
- Infante, D. (2017). *Carbón activo granular, en la mejora de la calidad de agua potable*. Lima: Universidad privada del norte.
- IRENA. (s.f.).
- IRENA. (2022). *Renewable power\_generation costs in 2022*.
- Isha Adya, T. C. (2021). Stabilization of anaerobic digestion of kitchen wastes using protein-rich additives: Study of process performance, kinetic modelling and energy balance. *Bioresource Technology*, 337.
- ITC. (2023). Obtenido de [https://www.trademap.org/Country\\_SelProduct\\_TS.aspx?nvpm=3%7c%7c%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c2%7c1%7c1](https://www.trademap.org/Country_SelProduct_TS.aspx?nvpm=3%7c%7c%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c2%7c1%7c1)
- J, O., E, E., M, T., U, O., A, N., P, O., & B, G. (s.f.). Valorización de residuos de biomasa para la producción de biocombustibles y productos de valor agregado: una revisión exhaustiva de los procesos termoquímicos, biológicos e integrados. *Process Safety and Environmental Protection*, 159, 323-344.

- J. Huesa Water Technology . (13 de Julio de 2022). *Necesidades de agua asociadas a la producción de hidrógeno*. (Interempresas) Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.interempresas.net/Agua/Articulos/394897-Necesidades-de-agua-asociadas-a-la-produccion-de-hidrogeno.html>
- J.F, G., Román, S., Bragado, D., & Calderón, M. (2008). Investigation on the reactions influencing biomass air and air/steam gasification for hydrogen production. *Fuel Processing Technology*, 89(8), 764-772.
- Jeffrey R. Bartels, M. B. (2010). An economic survey of hydrogen production from conventional and alternative energy sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 35(16), 8371-8384.
- Jiménez Castro María Paula, B. L. (2020). Two-stage anaerobic digestion of orange peel without pre-treatment: Experimental evaluation and application to São Paulo state. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 8(4).
- Jonni Guiller Ferreira Madeira a, E. M. (2021). Hydrogen production from swine manure biogas via steam reforming of methane (SRM) and water gas shift (WGS): A ecological, technical, and economic analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(13), 8961-8971.
- Khan Academy . (s.f.). *Khan Academy*. Recuperado el 8 de Agosto de 2023, de <https://es.khanacademy.org/science/ap-biology/chemistry-of-life/properties-structure-and-function-of-biological-macromolecules/a/carbohydrates>
- Kumar Varma Anil, M. P. (2017). Pyrolysis of sugarcane bagasse in semi batch reactor: Effects of process parameters on product yields and characterization of products. *Industrial Crops and Products*, 95, 704-717.
- Lampropoulos Athanasios, V. G. (2023). Techno-economic assessment of an autothermal poly-generation process involving pyrolysis, gasification and SOFC for olive kernel valorization. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Lampropoulos, A., Varvutis, G., Mandela, E., Konsolakis, M., Marnellos, G., Ipsakis, D., & Athanasiou, C. (2023). Techno-economic assessment of an autothermal poly-generation process involving pyrolysis, gasification and SOFC for olive kernel valorization. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39463-39483.
- Largest green hydrogen projects in the world*. (s.f.). Obtenido de LinkedIn: <https://www.linkedin.com/pulse/largest-green-hydrogen-projects-world-futurefuels>
- Levin, D., Pitt, L., & Love, M. (2004). Biohydrogen production: prospects and limitations to. *Journal of Hydrogen Energy*, 29(2), 173-185.
- Li, C., Hirabayashi, D., & Suzuki, K. (2009). Desarrollo de un nuevo catalizador a base de níquel para el reformado con vapor de alquitrán de biomasa que produce H<sub>2</sub>-rico en gas de síntesis. *Fuel Processing Techonology*, 90, 790-796.



- Lisboa, T. (2023). *Análisis técnico económico de la generación de hidrógeno verde solar a partir de aguas residuales en Coquimbo*. Concepción: Universidad de Concepción .
- LMI. (s.f.). *Coagulación y Floculación en el tratamiento de agua: Bombas dosificadoras y mezcladoras*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://www.lmipumps.com/es-co/technologies/coagulation-and-flocculation-in-water-treatment>
- Luo, S., Xiao, B., Hu, Z., Lui, S., Guo, X., & Maoyun, H. (2009). Hydrogen-rich gas from catalytic steam gasification of biomass in a fixed bed reactor: Influence of temperature and steam on gasification performance. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(5), 2191-2194.
- McCabe, W., Smith, J., & Harriot, P. (2007). Separaciones en lechos fijos. En *Operaciones unitarias en ingeniería química* (págs. 875-922). Mexico : McGraw-Hill Interamericana.
- Mazille, F., & Spuhler, D. (s.f.). *Coagulación-Floculación*. Recuperado el Agosto de 2023, de <https://sswm.info/es/gass-perspective-es/tecnologias-de-agua-y-saneamiento/tecnologias-de-abastecimiento-de-agua/coagulaci%C3%B3n-floculaci%C3%B3n-y-separaci%C3%B3n>
- McCabe, W., & Smith, J. (2007). Procesos de separación por membrana . En *Operaciones unitarias en ingeniería química* (págs. 924-970). Ciudad de México : McGraw-Hill Interamericana .
- McDonald, Zane. (13 de 12 de 2023). *S&P Global*. Obtenido de <https://www.spglobal.com/en/research-insights/articles/injecting-hydrogen-in-natural-gas-grids-could-provide-steady-demand-the-sector-needs-to-develop>
- Melgar, R. (s.f.). *Fertilización del algodón*. Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://fertilizar.org.ar/wp-content/uploads/2021/02/2011-no-18-Fertilizacio%CC%81n-del-algodo%CC%81n.-Uso-complementario-de-aplicacio%CC%81n-Foliar-de-nutrientes.pdf>
- Meng, X., Wang, Q., Xix, i. Z., afan, C., & Ma, X. (2023). A review of the technologies used for preserving anaerobic digestion inoculum. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 188.
- METSO. (2023). Obtenido de <https://www.metso.com/es/portafolio/reduccion-a-base-de-hidrogeno-circored/>
- MinAgricultura. (s.f.). *AgroNet*. Recuperado el 10 de Octubre de 2023, de <https://www.agronet.gov.co/estadistica/Paginas/home.aspx?cod=2>
- Mishra, K., & Mohanty, K. (2018). Pyrolysis kinetics and thermal behavior of waste sawdust biomass using thermogravimetric analysis. *Bioresource Technology*, 63-74.
- MME. (2021). *MME*. Obtenido de [https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja\\_Ruta\\_Hidrógeno\\_Colombia\\_2810.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5861/Hoja_Ruta_Hidrógeno_Colombia_2810.pdf)

- Mohammad Javad Nosratpour, K. K. (2018). Improvement of ethanol and biogas production from sugarcane bagasse using sodium alkaline pretreatments. *Journal of Environmental Management*, 226, 329-339.
- Muhammet, K., Keçebaş, A., & Mutlucan, B. (2019). Chapter 3- Hydrogen production. *Solar Hydrogen Production*, 45-83.
- Muñoz, J., & Posada, A. (2009). *Simulación de la producción de hidrógeno y metanol a partir de la gasificación de cascarilla de arroz con vapor*. Medellín .
- NESP. (2023). *Manual de práctica estándar nacional para el análisis de costo-beneficio de los recursos de energía distribuida (NSPM para DER)*.
- New Atlas. (20 de Enero de 2021). *88-megawatt Canadian hydro-to-hydrogen plant to open in 2023*. Obtenido de Newatlas: <https://newatlas.com/energy/canada-hydro-hydrogen-electrolysis-plant/>
- Okolie, J. A., Epelle, e., Tabat, M. E., Orivri, U., Nosakhare, A., Okoye, a. U., & Gunes, B. (2022). Valorización de residuos de biomasa para la producción de biocombustibles y productos de valor agregado: una revisión integral de procesos termoquímicos, biológicos e integrados. *Process Safety and Environmental Protection*, 159, 323-344.
- Ordinola, E. (2019). *Diseño de la Planta de Tratamiento de Agua Potable para tres centros poblados del distrito de Ignacio Escudero*. Piura: Universidad De Piura.
- Orellana, J. (2005). *TRATAMIENTO DE LAS AGUAS*.
- Organización para la cooperación y desarrollo Económico. (s.f.). Obtenido de <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/97635ef3-es/index.html?itemId=/content/component/97635ef3-es>
- Orozco, L., Mejía, J., Cardona, S., & Claudia, P. (2023). Gasificación con aire de hojas y tallo de palma de aceite y determinación de su potencial para la generación de energía eléctrica . *Universidad de Antioquía* .
- OVAKO. (2023). Obtenido de <https://www.ovako.com/en/newsevents/stories/first-in-the-world-to-heat-steel-using-hydrogen/>
- Paratec. (s.f.). Obtenido de paratec: <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=lista>
- Patagonia Shale. (s.f.). *Neuquén quiere reconvertir la PIAP para la producción de hidrógeno*. Obtenido de Patagonia Shale: <https://patagoniashale.com.ar/neuquen-quiere-reconvertir-la-piap-para-producir-hidrogeno/>
- Perkins, G., Batalha, N., Kumar, A., Bhaskar, T., & Konarova, M. (2019). Recent advances in liquefaction technologies for production of liquid hydrocarbon fuels from biomass and carbonaceous wastes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 115.

- Peter-varbanets, M., Zurbrügg, C., Swartzb, C., & Pronk, W. (2009). Decentralized systems for potable water and the potential of membrane technology. *Water research*, 43(2), 245-265.
- Portuguese hydrogen strategy*. (s.f.). Obtenido de VDA:  
[https://www.vda.pt/xms/files/05\\_Publicacoes/2020/Flashes\\_Newsletters/VdA\\_-\\_Guide\\_to\\_the\\_Portuguese\\_Hydrogen\\_Strategy.pdf](https://www.vda.pt/xms/files/05_Publicacoes/2020/Flashes_Newsletters/VdA_-_Guide_to_the_Portuguese_Hydrogen_Strategy.pdf)
- project, G. e. (2021). *China Energy Transition status report 2021*. Obtenido de Energy Partnership:  
[https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user\\_upload/china/media\\_elements/publications/2021/China\\_Energy\\_Transition\\_Status\\_Report\\_2021.pdf](https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2021/China_Energy_Transition_Status_Report_2021.pdf)
- pwc. (s.f.). *The green hydrogen economy Predicting the decarbonisation agenda of tomorrow*.
- Raheem, A., Zhao, M., Dastyar, W., Abdul, Q., Ji, G., & Zhang, Y. (2019). Parametric gasification process of sugarcane bagasse for syngas production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(31), 16234-16247.
- Raúl, C. (2020). *Purificación de hidrógeno mediante un sistema PSA*. Sevilla.
- Reyes, L., & Nicolás, R. (2018). Flujo a través de lechos empacados: filtración. En *Operaciones unitarias*. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Rocas y Minerales*. (s.f.). Recuperado el Agosto de 2023, de  
<https://www.rocasyminales.net/grava/>
- Sabana, U. d. (2022). *Una estrategia nacional de hidrogeno*. Bogotá.
- Seyed Sajad Hashemi, K. K. (2019). Ethanolic ammonia pretreatment for efficient biogas production from sugarcane bagasse. *Fuel*, 248, 196-204.
- SIAME (Sistema de Información Ambiental Minero Energético). (s.f.). *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de  
<https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- SIAME (Sistemas de Información Ambiental Minero Energético). (s.f.). *Atlas del potencial energético de la Biomasa residual en Colombia- Anexo A*. Recuperado el 31 de Julio de 2023, de  
<https://www1.upme.gov.co/siame/Paginas/atlas-del-potencial-energetico-de-la-biomasa.aspx>
- Silva, C. (2021). *Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*.
- Skillen, N., Daly, H., Lan, L., Aljohani, M., Murnaghan, C., Fan, X., . . . Robertson, P. (2022). Photocatalytic Reforming of Biomass: What Role Will the technology Play in future Energy Systems. *Current Chemistry*.

- Sun Hongliang, F. D. (2023). Optimization of operating parameters for tar reforming/hydrogen upgrading in corn straw pyrolysis polygeneration. *Renewable Energy*, 214, 1-10.
- Tecnal . (s.f.). *Tratamiento y filtración de agua para análisis de laboratorio*. Recuperado el Agosto de 2023, de [https://tecnal.com.br/es/blog/195\\_tratamiento\\_y\\_filtracion\\_de\\_agua\\_para\\_analisis\\_de\\_laboratorio#:~:text=El%20proceso%20de%20destilaci%C3%B3n%20consiste,en%20el%20recipiente%20de%20calentamiento.](https://tecnal.com.br/es/blog/195_tratamiento_y_filtracion_de_agua_para_analisis_de_laboratorio#:~:text=El%20proceso%20de%20destilaci%C3%B3n%20consiste,en%20el%20recipiente%20de%20calentamiento.)
- Thibaut, L. M., Quentin, S., & Aurore, r. (2021). Biomasa a hidrógeno: una revisión de las principales rutas de producción, evaluación de procesos y evaluación tecnoeconómica. *Biomass and Bioenergy*, 144.
- Tongyu, L., Jinjun, W., Heng, C., Wenchang, Peiyuan, Lining, W. a., . . . Chen. (2023). Performance analysis of an integrated biomass-to-energy system based on gasification and pyrolysis. *Energy Conversion and Management*, 287.
- Trade Map. (2023). Obtenido de [https://www.trademap.org/Country\\_SelProductCountry\\_TS.aspx?nvpm=3%7c170%7c%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c1%7c1%7c1](https://www.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvpm=3%7c170%7c%7c%7c%7c2814%7c%7c%7c4%7c1%7c1%7c1%7c2%7c1%7c2%7c1%7c1%7c1)
- Transporte, M. d. (17 de Enero de 2024). Obtenido de <https://plc.mintransporte.gov.co/Estad%C3%ADsticas/Carga-Modo-Terrestre/Carga-Movilizada-Carretera-RNDC>
- Uloa, R., & Guillermo, Z. (2011). *Efecto de la fertilización orgánica y sintética sobre crecimiento y rendimiento de grano de tres variedades de maíz (Zea mays L.)*. *El Rincón, Darío-Matagalpa, postreta, 2009*. Managua: Universidad Nacional Agraria.
- UNDP. (2022). *Monitor Hidrogeno Verde*.
- UNDP. (2022). *Monitor Hidrogeno Verde*. Obtenido de <https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/uy/undp-uy-Monitor-Hidrogeno-Verde-2022.pdf>
- Unidos, D. d. (s.f.). Obtenido de Energy: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE\\_FE\\_Hydrogen\\_Strategy\\_July2020.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/07/f76/USDOE_FE_Hydrogen_Strategy_July2020.pdf)
- Universidad de la Sabana. (2022). *Una estrategia nacional de hidrogeno*. Bogotá.
- UPME. (2008). *Atlas del Potencial Energetico de la Biomasa Residual de Colombia*. Colombia.
- UPME. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Bogotá.
- UPME. (JUNIO de 2022). *Proyección de demanda de energéticos 2022-2036*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>

- UPME. (2023). Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Actualizacion\\_PEN\\_2022-2052\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf)
- UPME. (2023). Obtenido de [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Actualizacion\\_PEN\\_2022-2052\\_VF.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf)
- UPME. (2023). *PEN 2022-2052*. Bogotá.
- UPME. (s.f.). *Registro proyectos de generacion*. Obtenido de UPME: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJlLTk5ODAtNWUyMzYxMGwMGYzliwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWlZyZc5NWlxNmE1MyIsImMiOjR9>
- Valdivia, M., Rodes, Y., Váldez, P., Gómez, L., & Maylin. (2010). Agua para uso en laboratorios . *Boletín Científico Técnico INIMET*(1), 3-10.
- Varela, P., & Sanchez, M. (2015). *Socioeconomic Impact of Wind Energy on Peripheral Regions*.
- Vassilev, S., Baxterb, D., Andersenb, L., & Vassilevaa, C. (2010). An overview of the chemical composition of biomass. *Fuel* , 89, 913-933.
- Villamizar, I. (2020). *Tecnologías para la potabilización y tratamiento de aguas superficiales en Colombia* . Pamplona: Universidad de Pamplona .
- Visionarios Magdalena. (s.f.). Proyectos de biomasa en Colombia y lo que nos enseñan.
- Waheed Qari M.K., W. C. (2016). Pyrolysis/reforming of rice husks with a Ni–dolomite catalyst: Influence of process conditions on syngas and hydrogen yield. *Journal of the Energy Institute*, 89(4), 657-667.
- Wei-Yin, C., Seiner, J., Suzuki, T., & Lackner, M. (2010). *Handbook of climate change mitigation* . New York : Springer.
- Wu, J., Lv, J., Lin, Y., Wua, W., Xin, H., Zhao, J., . . . Hu, Z. (2022). Effect of Mg in rice husk on promoting reaction and causing agglomeration during chemical looping gasification. *Chemical Engineering Journal*, 437, 135-392.
- Yan Jingchun, Y. Y. (2023). Co-gasification of municipal sewage sludge and cotton stalk enhanced by metal-enriched texture dyeing sludge additives for syngas production. *Fuel*, 341.
- Yang Haiping, Y. R. (2006). Pyrolysis of palm oil wastes for enhanced production of hydrogen rich gases. *Fuel Processing Technology*, 87(10), 935-942.
- Yang Panbo, Z. S. (2021). Synergistic effect of the cotton stalk and high-ash coal on gas production during co-pyrolysis/gasification. *Bioresource Technology*, 336.

- Yi, W., Wang, X., Zeng, K., Yang, H., Shao, J., Zhang, S., & Chen, H. (2023). Improving the staged gasification of crop straw by choosing a suitable devolatilization temperature. *Journal of the Energy Institute*, 108, 101-221.
- Yue-gan Liang, L. X. (2020). Attapulgite enhances methane production from anaerobic digestion of pig slurry by changing enzyme activities and microbial community. *Renewable Energy*, 145, 222-232.
- Zeng, X., Fang, M., Shan, Y., Lv, T., Cen, J., Wang, Q., & Wang, K. (2023). Enhanced hydrogen production via staged catalytic gasification of rice husk using Ca(OH)<sub>2</sub> adsorbent and Ce–Ni/γAl<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst in a fluidized bed. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(44), 16630-16648.
- Zheng Zongming, L. L. (2020). Activating Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> using K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-containing ethanol solution for corn stalk chemical looping gasification to produce hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(41), 21004-21013.