



**Evaluación del uso del hidrógeno para una empresa  
cementera en el sur del país**

Trabajo de Investigación presentado en satisfacción parcial de los  
requerimientos para obtener el grado de Maestro en Gestión de la Energía

por:

**Marco Antonio Aguirre Tornero**

**Erik Enrique Roca Diaz**

**Gigi Vanessa Laura Namuche**

**Manuel Arnulfo Neyra Corahua**

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 02 de abril del 2025

---

ORIGINALITY REPORT

---

<b>5%</b>	<b>7%</b>	<b>0%</b>	<b>2%</b>
SIMILARITY INDEX	INTERNET SOURCES	PUBLICATIONS	STUDENT PAPERS

---

PRIMARY SOURCES

---

<b>1</b>	<b>Submitted to Universidad de Cantabria</b> Student Paper	<b>2%</b>
<b>2</b>	<b>repositorio.uchile.cl</b> Internet Source	<b>2%</b>
<b>3</b>	<b>www.mx.endress.com</b> Internet Source	<b>2%</b>

---

Exclude quotes  On

Exclude matches  < 2%

Exclude bibliography  On

Este trabajo de investigación

**Evaluación del uso hidrógeno para una empresa cementera en el sur del  
país**

ha sido aprobada.



.....  
Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)



.....  
Leonidas Sayas Poma (Jurado)



.....  
Rosendo Ramírez Taza (Asesor)

Universidad ESAN

2025

A mi esposa e hijos, por el amor y apoyo incondicional, y  
a mis padres por ayudarme a empezar este camino muchos años atrás.

Erik Enrique Roca Diaz

A mis padres, por su amor y su constante ayuda.

Gigi Vanessa Laura Namuche

A mi esposa e hijos, por su constante respaldo durante este proceso,  
y a mis padres, por enseñarme el valor del esfuerzo.

Manuel Arnulfo Neyra Corahua

A mi abuela, Marcelina, quien me ve desde arriba.

Marco Antonio Aguirre Tornero

## CURRICULUM VITAE DE LOS AUTORES

Erik Enrique Roca Diaz

Maestría en Administración de Empresas por CENTRUM, Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional Federico Villarreal. Experiencia en operaciones, proveeduría, logística y actualmente en área comercial. Con habilidad para la formación y dirección de equipos comerciales de alto rendimiento enfocados a resultados y a la generación de valor mediante liderazgo, empatía, motivación y trabajo en equipo.

### FORMACIÓN

2018 – 2020 Escuela de Negocios – CENTRUM

Magíster en Administración de empresas

1997 – 2002 Universidad Nacional Federico Villarreal - UNFV

Titulado en Ingeniería Industrial

### EXPERIENCIA

Feb. 2021 hasta la Fecha	<b>PRIMAX S.A.</b> <b>Gerente Regional Zona Centro</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Buena gestión, Periodo de covid-19, se logró recuperar posicionamiento de la marca en el sector, a través de buen manejo de equipo de ventas, buen control presupuestal.</li><li>• Reestructuración y conformación de un nuevo equipo de trabajo, con resultados exitosos, buena comunicación y empoderando a cada uno de los integrantes.</li></ul>
Feb. 2015 a Dic. 2020	<b>PECSA - PRIMAX SA</b> <b>Subgerente Regional Centro</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Gestión eficiente en periodo alto de covid, se logró mantener y cumplir con el presupuesto 2020. Buena administración comercial</li></ul>

	<p>de transición de compra de Pecsá por Primax SA 2019.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Resultados exitosos, se logró crecimiento y posicionamiento de la marca en el sector, a través de buen manejo de equipo de ventas, gestionando una buena negociación y cierre de contratos de afiliación, periodo 2015 – 2018.</li> <li>• Cobertura de sectores empresariales, Distribuidores Minoristas, Empresas de Transportes, EESS (Dealers // White), Distribuidores Lubricantes, Consumidores y Distribuidores GLP.</li> <li>• Eficiente administración de una cartera de región centro, control de facturación mensual 100MM soles aprox. Con una cobertura de las ciudades. Lima – Junín - Huánuco – Huaraz – Ica – Ayacucho – Cerro Pasco - Huancavelica.</li> </ul>
May. 2013 a Ene. 2015	<p><b>PERUANA DE COMBUSTIBLES SA</b></p> <p><b>Jefe Comercial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestionar área comercial, responsable de región centro facturación mensual 65MM soles.</li> <li>• En dos años consecutivos, se logra sobrepasar en un 15% la meta trazada como presupuesto anual.</li> </ul>
Feb. 2013 a Abr. 2013	<p><b>GNC ENERGÍA PERÚ SA</b></p> <p><b>Jefe Comercial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Líder de área comercial, exitosa renegociación de contratos de clientes, industriales.</li> <li>• Reestructuración y renegociación de costos de proyectos finales.</li> </ul>
Dic, 2010 a Ene. 2013	<p><b>PERUANA DE COMBUSTIBLES SA</b></p> <p><b>Supervisor Comercial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Líder de equipo comercial, logrando modelar, formar un excelente equipo de trabajo.</li> <li>• Se logró superar presupuesto establecido en Participación de</li> </ul>

	<p>mercado y incremento de marca.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Excelente control presupuestal, superación de metas de participación de volumen de venta, market share, incremento de margen para la compañía y afianzamiento de relaciones a largo plazo.</li> <li>• Incremento de cobertura de mercado de la compañía, apertura de zona no explorada.</li> </ul>
Jun. 2007 a Dic. 2010	<p><b>PERUANA DE COMBUSTIBLES SA</b></p> <p><b>Jefe de Distribución</b></p> <p><b>Supervisor de Distribución</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Elaboración de Reportes Estadísticos a Gerencia operaciones.</li> <li>• Supervisión de atención en / Industrias / Minas / Pesqueras, logrando reuniones en punto de abastecimiento con área de seguridad, Barrick, Gold Fields, Cerro Verde.</li> <li>• Manejo de 6'000,000 Galones Combustible Perú.</li> <li>• Cero accidentes o siniestros.</li> </ul>
Jun. 2005 a Jun. 2007	<p><b>PERUANA DE COMBUSTIBLES SA</b></p> <p><b>Jefe de Distribución</b></p> <p><b>Supervisor de Distribución</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión de Transporte a nivel nacional.</li> <li>• Propuse y concreté, la idea de formalizar a todas las empresas a nivel nacional, para lograr un mejor seguimiento administrativo.</li> <li>• Se logró firmar contratos de servicio de transporte con todas las empresas que prestaban servicio.</li> <li>• Se gestionó depurar empresas de transporte y se estableció un estándar tanto en equipos como en manejo administrativo, gestión eficiente de transporte. Se redujo de 40 empresas a solo 20, en las</li> </ul>

	14 plantas a nivel nacional.
--	------------------------------

## FORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Diplomado en Administración y Organización Gerencial (2010 – UPC)

Master Internacional en Liderazgo (2019 – EADA Business School Barcelona)

Gigi Vanessa Laura Namuche

Ingeniera Electrónica por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Experiencia en ventas técnicas, servicio al cliente, análisis de costos, compras y coordinación de proyectos según la estructura del PMI del sector eléctrico-industrial.

## FORMACIÓN

2006 – 2012 Pontificia Universidad Católica del Perú - PUCP

Titulada en Ingeniería Electrónica

## EXPERIENCIA

Mar 2019 hasta la Fecha	<b>OLC INGENIEROS E.I.R.L</b> <b>Supervisora de contratos</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Revisión continua de los términos establecidos en los contratos de clientes públicos y privados.</li><li>• Seguimiento, control y cierre de contratos. (300KUSD – 4.5MUSD)</li><li>• Planificación de los servicios de mantenimiento preventivos y correctivos.</li><li>• Realización de valorizaciones mensuales de los contratos a cargo.</li><li>• Validación del pago de servicios de proveedores.</li><li>• Coordinación con el personal administrativo y técnicos a cargo.</li></ul>
Mar. 2014 hasta la Fecha	<b>PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERU</b> <b>Pre-Docente – Departamento de Ingeniería</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Revisión continua del rendimiento de los estudiantes durante las evaluaciones.</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apoyo al docente durante la evaluación académica de los estudiantes de pre-grado.</li> <li>• Cursos: Electricidad Industrial, Electricidad, Electrónica Básica, Teoría de Control 1.</li> </ul>
Ene 2017 a Ago 2018	<p><b>GENERAL CABLE PERU S.A.C.</b></p> <p><b>Coordinadora de Proyectos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo, implementación y actualización de herramienta de costeo empleada en el área de Servicio al cliente.</li> <li>• Elaboración de presupuestos para los segmentos de minería, utilities e industria. (500KUSD – 2.2MUSD)</li> <li>• Seguimiento y control de las órdenes de compra.</li> <li>• Encargada de las compras de stock y por proyecto, empleando BPCs, seguimiento logístico y verificación del proceso de importación.</li> <li>• Realización de reportes de importación de conductores de cobre y aluminio, empleando Veritrade.</li> </ul>
Jul. 2014 a Ene. 2016	<p><b>ABENCOR PERU S.A.</b></p> <p><b>Técnico Comercial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Preparación del presupuesto de proyectos eléctricos pertenecientes a la región de América del Sur. (100KUSD – 1.5MUSD)</li> <li>• Análisis y selección de proveedores de acuerdo al RFQ.</li> <li>• Seguimiento y control de los proveedores internacionales.</li> <li>• Supervisión de pruebas FAT de productos de líneas de transmisión en fábrica de proveedores.</li> </ul>
Dic. 2011 a Nov. 2013	<p><b>ABB S.A.</b></p> <p><b>Order Handler</b></p>

	<ul style="list-style-type: none"><li>• Desarrollo del proceso de Gestión de Proyectos dentro del área de Transformadores.</li><li>• Seguimiento y análisis de costo de los proyectos de servicio de transformadores.</li><li>• Diseño, desarrollo e implementación del programa de Análisis de Gases Disueltos (DGA) con Visual Basic para el área de Ingeniería de Soluciones.</li><li>• Realización de ingeniería de detalle en el área de Media Tensión.</li></ul>
--	--

**FORMACIÓN COMPLEMENTARIA:**

Diplomado en Gestión de Proyectos y Calidad (2015 – PUCP)

Taller de Importaciones (2018 – ADEX)

Certificación en Data Center – HCIP (2024 – HUAWEI)

English as a Second Language Certification (2016 - Hunter College NYC)

## Manuel Arnulfo Neyra Corahua

Ingeniero Electricista de la Universidad Nacional del Callao, profesional en dirección de proyectos certificado por el Project Management Institute (PMI). Experiencia en desarrollo de ingeniería y ejecución de proyectos, para empresas nacionales, trasnacionales y en el sector público, con capacidad de planificar e integrar, manejo contractual, práctica de valores, responsabilidad y compromiso, con alta capacidad para tomar decisiones y gestionar proyectos de toda envergadura, multidisciplinarios y en particular de infraestructura eléctrica.

### FORMACIÓN

1995 – 2000 Universidad Nacional del Callao

Titulado en Ingeniería Industrial

### EXPERIENCIA

Dic. 2021 hasta la Fecha	<b>APPLUS+</b> <b>Coordinador de proyectos</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Garantizar la ejecución del contrato en plazo, calidad y coste.</li><li>• Reportar a la gerencia el estatus y resultado de los proyectos.</li><li>• Coordinación con personal técnico de los proyectos.</li><li>• Coordinación con los representantes de los clientes.</li><li>• Gestionar el suministro oportuno de recursos.</li></ul>
Mar. 201 a Nov. 2021	<b>MINISTERIO DE JUSTICIA Y DERECHOS HUMANOS</b> <b>Gestor de proyectos</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Responsable de la gestión contractual del Contrato para la ejecución de la obra del Establecimiento Penitenciario de Ica (S/400 MM)</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gestión técnica y contractual de la ejecución de las instalaciones eléctricas.</li> <li>• Supervisión del desarrollo de la Ingeniería de los proyectos para los Establecimientos Penitenciarios de Ica y Arequipa.</li> <li>• Supervisión del desarrollo del Expediente Técnico de los Sistemas Eléctricos en Media Tensión.</li> <li>• Supervisión del desarrollo del Expediente Técnico del Sistema Eléctrico en Media Tensión.</li> <li>• Supervisión de la ingeniería, obra y operación del contrato de Asociación Público-Privada (APP) para la Prestación de servicios de bloqueadores de señales radioeléctricas y telefonía pública en 33 establecimientos penitenciarios del Perú.</li> </ul>
Oct. 2010 a Mar. 2014	<p><b>CAM GYM (Grupo Graña y Montero)</b></p> <p><b>Administrador de Obras</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gerente de Obra de la Ingeniería y Obra del proyecto Remodelación de Redes de Distribución Primaria, Redes de Baja Tensión y Alumbrado Público en Piura y Sullana. (S/5.5 MM).</li> <li>• Gerente de Obra en el desarrollo del Expediente Técnico y Obra del proyecto “Electrificación Rural Grupo 12, en Once (11) Departamentos”. (S/15. MM)</li> <li>• Analista de Costos, elaboré ofertas técnico económico para concursos de obras de Transmisión y Distribución Eléctrica, realizando el presupuesto del suministro, transporte, montaje electromecánico, obras civiles, pruebas y puesta en servicio de los proyectos.</li> </ul>
Dic. 2005 a Set. 2010	<p><b>CAM PERÚ (GRUPO ENDESA)</b></p> <p><b>Administrador de Obras</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gerente de Obra en el desarrollo del Expediente Técnico y Obra</li> </ul>

	<p>del proyecto “Electrificación Rural Grupo 12, en Once (11 Departamentos”. (S/15. MM)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Administrador de Obra en el proyecto Suministro y Servicio de Ingeniería, Instalación, Pruebas y Puesta en Marcha del Sistema Eléctrico de Instrumentación y Control de la Línea 3 para la ampliación de la Planta de Cemento Yura, ubicada en Arequipa. ( S/11.5 MM)</li> <li>• Gerente de Obra en desarrollo de la Ingeniería y Obra del proyecto Suministro y Montaje para la Remodelación de Redes de Distribución Primaria, Redes de Baja Tensión, Alumbrado Público y Conexiones Domiciliarias en Piura y Sullana. (S/6.0MM).</li> <li>• Gerente de Obra en el desarrollo de la Ingeniería y Obra del proyecto Suministro, transporte, montaje, pruebas y puesta en servicio de la Remodelación de Redes de Distribución Primaria y Baja Tensión, Alumbrado Público, Conexiones Domiciliarias de la localidad de Monsefú- Chiclayo. (S/1.5 MM)</li> <li>• Analista de Costos, elaboré ofertas técnicas y económicas para concursos de obras de Transmisión y Distribución Eléctrica. Posteriormente, una vez adjudicadas, participé en la ejecución de la obra, con el fin de retroalimentar el proceso de elaboración de propuestas, participando en la etapa de procura, obras civiles y montaje electromecánico de las obras adjudicadas.</li> </ul>
--	--

### **FORMACIÓN COMPLEMENTARIA:**

Certificación en Project Management Professional – PMP (2013 - PMI)

Programa especializado en Gerencia de la Construcción (2010 - UPC)

Especialización en Asociaciones Público Privadas (2015 - ESAN)

Diploma en Gerencia de Proyectos (2013 - Dharma Consulting)

Programa especializado en BIM Management (2021 - UPC)

## Marco Antonio Aguirre Tornero

Maestría en Administración por ESAN, Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional de Ingeniería. Experiencia en el área comercial, atendiendo a empresas líderes en minería, cementeras e industria pesada. Experiencia en gestión de distribuidores, con conocimientos especializados en marketing, finanzas, logística y manejo avanzado de herramientas como SAP, CRM y otras plataformas tecnológicas clave.

### FORMACIÓN

2013 – 2015 Escuela de Administración de Negocios para Graduados – ESAN

Magíster en Administración

2002 – 2008 Universidad Nacional de Ingeniería – UNI

Bachiller en Ingeniería Industrial

### EXPERIENCIA

Jul. 2023 a Sept. 2024	<b>TECNOLOGÍA EN TRANSPORTE DE MINERALES</b> <b>Desarrollo de Negocios</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Licitaciones con cementeras USD 5.0M.</li><li>• Licitaciones con puertos USD 3.5M.</li><li>• Posicionamiento de las marcas representadas frente a las mineras y casas de ingeniería.</li></ul>
Jun. 2021 a Nov. 2022	<b>BRIDON BEKAERT – PROCABLES</b> <b>Technical Sales Mining</b> <ul style="list-style-type: none"><li>• Incremento de las ventas a clientes finales en 32% (USD 450K).</li><li>• Incremento de las ventas a resellers en 20% (USD 650K).</li><li>• Incremento en la satisfacción de los clientes a cargo en un 25%.</li></ul>
Feb. 2019 a Mar. 2021	<b>JOHNSON CONTROLS PERU</b>

	<p><b>Service Account Manager</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento en la Venta de Servicios Minería en 20% (USD 1.3M).</li> <li>• Incremento en Contratos de consignación de repuestos en 30% a través de diversificación de la cartera de productos (USM 1.0).</li> <li>• Incrementos en la Venta de Servicios Industria en un 32% en base a una categorización de clientes (USD 250K).</li> </ul>
Oct. 2018 a Ene. 2019	<p><b>PODWER &amp; BULK</b></p> <p><b>Gerente Comercial</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cobertura de mercado a través de participación en workshops mineros (incremento en un 500%).</li> <li>• Incremento de la cartera de proyectos en un 1500% (USD 20M).</li> <li>• Certificación como proveedores de clientes TOP Mineros.</li> </ul>
Ene. 2017 a Jul. 2018	<p><b>BLEXIM SAC</b></p> <p><b>Jefe de División Control de Polución</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento de la facturación (incremento en un 1500%).</li> <li>• Cobertura de mercado e incremento del Market Share minero (incremento en un 200%).</li> <li>• Posicionamiento de la marca en el mercado minero.</li> <li>• Desarrollo de socios estratégicos en la cadena de abastecimiento.</li> <li>• Implementación de la oferta de proyectos EPCM.</li> </ul>
Ene 2015 a Oct. 2016	<p><b>DONALDSON PERÚ</b></p> <p><b>District Sales Manager</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Desarrollo de la red de distribución en base capacitaciones a los resellers y posibles dealers (incremento en un 150%).</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cobertura de mercado e incremento del Market Share industrial (en un 200%).</li> <li>• Incremento de la facturación en el mercado industrial (en un 200%).</li> <li>• Alianzas estratégicas con casas de ingeniería.</li> </ul>
Ene. 2011 a Nov. 2014	<p><b>JOY GLOBAL PERÚ</b></p> <p><b>Part Sales Representative</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento sostenido de la facturación por encima del 10% anual (USD 4M).</li> <li>• Implementación de KPIs y metodología de formulación del presupuesto.</li> <li>• Incremento en los Contratos de consignación y servicios en un 500% (USD 13M.)</li> <li>• Incremento sostenido (4% anual) en la satisfacción del cliente.</li> </ul>

**FORMACIÓN COMPLEMENTARIA:**

Diplomado en Gestión de Empresas Mineras (2012 – ESAN)

Sistemas de Ventilación en Minería (Actualidad – TECSUP)

Energía Renovable en Minería e Industria (2023 – ESAN)

Hidrógeno Verde (2023 – Universidad del Pacífico)

## INDICE

RESUMEN EJECUTIVO .....	1
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN .....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Formulación del problema .....	4
1.3 Objetivo general y específicos .....	4
1.3.1 Objetivos generales .....	4
1.3.2 Objetivos específicos .....	4
1.4 Justificación.....	4
1.5 Alcances y limitaciones.....	6
1.5.1 Alcance.....	6
1.5.2 La limitación .....	7
1.6 Metodología utilizada.....	8
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO .....	9
2.1 Proceso de Fabricación del Cemento .....	9
2.1.1 Obtención y Preparación de Materias Primas .....	9
2.1.2 Trituración.....	10
2.1.3 Prehomogeneización .....	11
2.1.4 Molienda de Crudo.....	12
2.1.5 Precalentador de Ciclones .....	13
2.1.6 Fabricación del Clínter.....	14
2.1.7 Molienda de Clínter y Fabricación de Cemento.....	16
2.1.8 Almacenamiento del Cemento .....	16
2.1.9 Envasado o Expedición a Granel .....	17
2.2 Reacciones químicas en la fabricación del cemento. ....	17
2.2.1 Preparación de materias primas y formación del clínter .....	17
2.2.2 Hidratación del cemento .....	18
2.3 Uso de combustibles en el proceso de fabricación de cemento .....	18
2.3.1 Combustibles tradicionales empleados en la Fabricación de Cemento.....	18
2.3.2 Importancia de los combustibles fósiles en el proceso de producción del cemento ...	19
2.3.3 Utilización del Hidrógeno en la empresa Cementera .....	20
2.3.4 Utilización de hidrógeno en el proceso de clínterización.....	22

2.3.5	Cementeras que utilizan Hidrógeno .....	22
2.4	Definición del hidrógeno y sus propiedades .....	23
2.5	Métodos de producción de hidrógeno .....	26
2.5.1	A partir de hidrocarburos .....	27
2.5.2	A partir de agua.....	28
2.6	Costos de producción Hidrogeno .....	29
2.7	Eficiencia y emisiones de dióxido de carbono en la producción de hidrógeno.....	31
2.8	Precio de los bonos de CO2 Equivalente. ....	34
2.9	Almacenamiento del hidrógeno .....	36
2.9.1	Almacenamiento líquido .....	36
2.9.2	Almacenamiento Comprimido Gaseoso.....	37
2.10	Transporte del hidrógeno .....	39
2.10.1	Tuberías.....	39
2.10.2	Traslado de contenedores.....	40
2.10.3	Traslado en forma de Amoniacó .....	40
2.10.4	Generación in-situ .....	41
2.11	Legislación en Perú sobre el uso/producción Hidrogeno .....	42
2.12	Oportunidades y desafíos en Perú .....	43
CAPITULO III: USO DEL HIDRÓGENO EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CEMENTO DONDE GENERA MAYOR IMPACTO EN LA REDUCCIÓN DE CO <sub>2</sub> .....		44
3.1	Uso del hidrógeno como combustible para los hornos.....	44
3.2	El uso de hidrógeno en el proceso de producción de clínker .....	47
3.3	Hidrógeno Azul.....	48
3.3.1	Reformado de Metano por Vapor – SMR .....	49
3.3.2	Reformado Autotérmico - ATR .....	50
3.3.3	ATR en la unidad de reformado.....	50
3.3.4	Reservas de Gas natural .....	51
CAPITULO IV: CANTIDAD DE HIDRÓGENO UTILIZADA EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CEMENTO .....		53
4.1	La Descarbonatación de la Caliza .....	53
4.2	Petcoke o Carbón Pulverizado en la generación de CO <sub>2</sub> .....	53
4.3	El Hidrógeno (H <sub>2</sub> ) Reemplazando al Carbono en la Reducción del CaCO <sub>3</sub> .....	54
4.3.1	Condiciones necesarias para el H <sub>2</sub> como agente reductor. ....	54
4.4	Cantidad de Hidrógeno utilizado como agente reductor. ....	55

CAPITULO V: DETERMINACION DEL IMPACTO AMBIENTAL .....	57
5.1 Huella de Carbono.....	57
5.1.1 Definición de límites organizacionales .....	57
5.1.2 Recolección de datos.....	58
5.1.3 Aplicación de factores de emisión .....	58
5.1.4 Cálculo de las emisiones .....	58
5.1.5 Certificación de la huella de Carbono .....	60
CAPITULO VI: EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	61
6.1 Tasas de interés .....	61
6.2 Costos.....	62
6.2.1 Cálculo del costo del Gas Natural Necesario .....	62
6.2.2 Otros costos necesarios .....	64
6.3 Inversión del Proyecto.....	65
6.4 Ingresos del Proyecto .....	67
6.4.1 Carbón que se dejará de utilizar .....	67
6.4.2 Bonos por la no emisión de CO2 .....	67
6.4.3 CO2 capturado por la planta de hidrogeno azul que se puede comercializar.....	68
6.5 Depreciación y amortización.....	70
6.6 Servicio de la deuda .....	70
6.7 LCOH.....	71
6.8 Flujo Económico .....	72
6.9 Flujo Financiero .....	73
6.10 Análisis Sensibilidad.....	74
6.10.1 Sensibilidad respecto al costo .....	74
6.10.2 Sensibilidad respecto a los ingresos .....	74
6.10.3 Sensibilidad respecto al LCOH .....	75
6.11 Análisis financiero .....	76
CAPITULO VII: CONCLUSIONES.....	77
BIBLIOGRAFÍA .....	79

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Fuente de Materias Primas.....	10
<b>Tabla 2</b> Producción y emisión según tipo de hidrógeno .....	25
<b>Tabla 3</b> Métodos de producción de hidrógeno .....	33
<b>Tabla 4</b> Clasificación de los depósitos para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado .....	39
<b>Tabla 5</b> Clasificación de los depósitos para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado .....	55
<b>Tabla 6</b> Actividades emisoras de GEI .....	58
<b>Tabla 7</b> Tasas de interés empleadas .....	61
<b>Tabla 8</b> Costos históricos de Metano .....	63

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Preparación de materias primas.....	9
<b>Figura 2</b> Proceso de trituración .....	11
<b>Figura 3</b> Proceso de pre homogenización .....	12
<b>Figura 4</b> Proceso de molienda de crudo .....	13
<b>Figura 5</b> Proceso de precalentador de ciclones .....	13
<b>Figura 6</b> Proceso de fabricación del clínker.....	14
<b>Figura 7</b> Producción del clínker desde la materia prima.....	15
<b>Figura 8</b> Producción desde el enfriador .....	16
<b>Figura 9</b> Proceso de molienda de clínker y fabricación de cemento.....	16
<b>Figura 10</b> Almacenamiento del cemento .....	17
<b>Figura 11</b> Envasado o expedición a granel .....	17
<b>Figura 12</b> Uso de hidrógeno por sector .....	24
<b>Figura 13</b> Tipos de hidrógeno .....	25
<b>Figura 14</b> Principio de electrólisis .....	29
<b>Figura 15</b> Costo de producción de hidrógeno .....	30
<b>Figura 16</b> Costo Nivelado del Hidrógeno .....	30
<b>Figura 17</b> Comparación de la intensidad de emisiones de producción de hidrógeno .....	32
<b>Figura 18</b> Precios del carbono.....	35
<b>Figura 19</b> Almacenamiento de hidrógeno líquido.....	37
<b>Figura 20</b> SMR en la unidad de reformado.....	49
<b>Figura 21</b> ATR en la unidad de Reformado.....	50

## RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de investigación se centra en evaluar la viabilidad técnica, ambiental y económica del uso de hidrógeno como alternativa energética para reducir la huella de carbono en la industria cementera, un sector responsable de aproximadamente el 8% de las emisiones globales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). El estudio aborda esta problemática identificando las etapas críticas dentro de la producción de cemento donde la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno podría minimizar el impacto de los gases de efecto invernadero. Para ello, se cuantifica la demanda específica de hidrógeno requerida en procesos clave, como la calcinación y clinkerización, y se proyecta su impacto ambiental mediante modelos de reducción de emisiones de dióxido de carbono. Paralelamente, se analiza la factibilidad financiera del proyecto, integrando variables como costos de inversión inicial, mantenimiento de infraestructura y ahorros potenciales derivados de la descarbonización, con el fin de ofrecer un marco integral para la transición hacia prácticas industriales sostenibles.

La metodología adoptada combina enfoques descriptivos, causales y analíticos, basados en datos primarios de la empresa Yura S.A. ubicada en el departamento de Arequipa y fuentes secundarias del sector cementero global. Mediante un análisis técnico-económico, se evaluarán escenarios de implementación de hidrógeno, considerando tecnologías emergentes para su producción, almacenamiento y aplicación en procesos de alta temperatura. Se emplearon herramientas como el Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) y el Levelized Cost of Energy (LCOE) para comparar la rentabilidad frente a combustibles

convencionales, junto con un análisis de ciclo de vida (ACV) que cuantifica emisiones directas e indirectas. El alcance de la investigación abarca desde la caracterización de datos operativos hasta la proyección de ahorros a largo plazo vinculados a certificados de carbono, asegurando una evaluación multidimensional.

Los resultados demostrarán que la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno en el proceso de producción de cemento podría reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en 2,050 toneladas, dependiendo de la eficiencia tecnológica y las fuentes energéticas utilizadas. Este impacto ambiental se traduce en una demanda estimada de 756 kg de hidrógeno por día. Sin embargo, la viabilidad económica enfrenta desafíos significativos, como inversiones iniciales superiores al millón de dólares, condicionados por la escalabilidad de infraestructuras y la volatilidad de los mercados de energías renovables.

En conclusión, la integración del hidrógeno en la industria cementera emerge como una solución coherente para alinear los objetivos productivos con metas globales de sostenibilidad, como los compromisos del Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). La investigación subraya que, aunque los costos iniciales representan una barrera, los beneficios ambientales y económicos a mediano plazo, posicionan esta alternativa como un eje prioritario para la descarbonización industrial. Este enfoque no solo mitigaría el impacto climático del sector, sino que fortalecería su competitividad en un mercado global cada vez más regulado y consciente de su responsabilidad ecológica.

## **CAPITULO I: INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Planteamiento del problema**

El proceso de producción de Clinker, un componente esencial del cemento es el mayor responsable de las altas emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en una planta cementera y representa el 60% de las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) durante el proceso de su elaboración, el otro 40% proviene de la quema del combustible. Esta problemática mantiene una estrecha relación con la utilización de combustibles fósiles, como el combustible residual y el diésel, utilizados en sus hornos. (Vikström, A., 2021).

Además, la industria cementera cuenta con una de las huellas de carbono más grandes del planeta, con alrededor de un 8% de las emisiones totales del mundo de CO<sub>2</sub> (América Economía (2024). cuya emisión deteriora la calidad del aire en las áreas circundantes generando problemas respiratorios e impactos negativos en la salud para la población local afectando su reputación y aceptación social. El esfuerzo de las compañías cementeras por cumplir con las regulaciones medioambientales y responder a la presión social se traduce en inversión en tecnologías de captura de carbono, incrementando los costos operativos y afectando la rentabilidad. (Pope, E., 2024)

La tendencia mundial respecto a la reducción drástica de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la minería no metálica ha generado una presión significativa hacia los accionistas en pro de que la operación sea cada vez más limpia y eco amigable de acuerdo a los objetivos mundiales establecidos en París que exigen una reducción significativa de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el 2030.

La necesidad operacional de utilizar un vector energético de alto poder calorífico hace necesario explorar la utilización de un combustible eficiente para los hornos de Clinker los cuales requieren temperaturas extremadamente altas en la producción de cemento.

## **1.2 Formulación del problema**

¿Es posible evaluar la viabilidad del uso de hidrógeno en la industria cementera y determinar cuál sería su impacto en la reducción de la huella de carbono?

## **1.3 Objetivo general y específicos**

### ***1.3.1 Objetivos generales***

Uso del hidrógeno en la industria cementera y su impacto en la reducción de la huella de carbono.

### ***1.3.2 Objetivos específicos***

- Determinar en cuál proceso de producción de cemento, la utilización de hidrógeno genera un mayor impacto en la reducción de gases de efecto invernadero.
- Determinar el uso de hidrógeno necesario según la demanda requerida en la industria cementera.
- Determinar el impacto ambiental en función de la reducción de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) proyectada.
- Evaluar económicamente la viabilidad del proyecto.

## **1.4 Justificación**

El principal emisor de gases de efecto invernadero en el sector cementero es el clínker, que es el componente fundamental en la producción de cemento. Este proceso genera aproximadamente el 60% de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) asociadas con la producción de cemento. (International Energy Agency [IEA], 2021).

Teniendo en cuenta los acuerdos globales para reducir los niveles de gases de efecto invernadero, en la Conferencia de las Partes realizada en Dubai a finales del 2023 (COP 28), se propuso, que para el 2030 se triplique la capacidad global de energías renovables y que se avance hacia la mitad del siglo con sistemas energéticos de emisiones netas cero. (Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [UNFCCC], 2023).

El Consejo ha adoptado el 12 abril 2024, la Directiva revisada sobre las emisiones industriales (DEI) y el Reglamento relativo a la creación de un portal de emisiones industriales (IEP), dos actos legislativos complementarios destinados a regular y supervisar las consecuencias medioambientales de las actividades industriales. Las nuevas normas ofrecerán una mejor protección de la salud humana y del medio ambiente al reducir las emisiones nocivas de las instalaciones industriales, a la vez que promueven la eficiencia energética, la economía circular y la descarbonización. Límites de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Unión Europea, 2024).

El 18 de diciembre de 2020, el Perú comunicó a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional, comprometiéndose a reducir las emisiones de efecto invernadero en un 40%. Lo cual fue ratificado mediante Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM del 23 de enero de 2022. En ese mismo sentido, se asumió el compromiso como país de llegar a un 20% de energía renovable no convencional para el 2030. (Ministerio del Ambiente del Perú, 2022)

Sin embargo, a pesar de las inversiones que se vienen realizando, el Perú está lejos de cumplir con los compromisos antes mencionados, por lo que son importantes todas las iniciativas que sumen en ese sentido. (Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI], 2023).

Las comunidades y los consumidores cada día están más enterados sobre sostenibilidad. Las empresas, incluida la empresa cementera, están desarrollando acciones para poder generar una relación con su medio ambiente y sus relaciones sociales, apuntando a desarrollar sostenibilidad y responsabilidad corporativa, lo que les dará una mayor reputación y mejorará su aceptación y relación con toda su cadena de interacción desde la producción hasta la venta de su producto (Pérez Sosa, Lara Gómez, & Tercero Gómez Bobadilla, 2014).

Adicionalmente, esta reputación, a través de certificados de uso de energías renovables y la disminución de emisiones de carbono, les abrirá puertas a créditos internacionales con menores costos de dinero (mejores tasas de créditos) (BBVA, 2024; UNACEM, 2024).

La dependencia de combustibles fósiles genera una exposición hacia los costos internacionales de los combustibles, lo cual puede variar y generar costos de producción altos. El incursionar en uso de combustibles no fósiles genera una corriente de innovación que trae como consecuencia, la no dependencia de combustibles fósiles y a sus costos de paridad de importación generando innovación, que es lo que buscan las empresas para destacarse entre sus similares. (Banco Mundial, 2023).

## **1.5 Alcances y limitaciones**

### ***1.5.1 Alcance***

Exploración del Uso de Hidrógeno en la Industria Cementera: La tesis se centrará en analizar la viabilidad del uso del hidrógeno en la industria cementera, uno de los análisis a desarrollar va a ser como fuente de energía; en segunda instancia, se va a evaluar el uso de hidrogeno como otras posibles aplicaciones tecnológicas dentro del proceso de producción del cemento. Además de su uso en combustión, se investigarán otras posibles aplicaciones del hidrógeno que puedan favorecer a la sostenibilidad, como su integración en procesos químicos en la producción, contribuyendo así a un modelo circular y eficiente.

Este análisis está orientado a investigar su capacidad para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en las plantas de cemento.

Tecnología y Métodos de Implementación: Se estudiarán las tecnologías actuales y emergentes para la producción, almacenamiento y utilización del hidrógeno en la industria cementera, incluyendo tanto la combustión directa de hidrógeno como otras posibles aplicaciones tecnológicas.

Impacto Ambiental: El análisis incluirá una evaluación de las ventajas ambientales del uso de hidrógeno, especialmente en términos de reducción de la huella de carbono de la

industria cementera, considerando el ciclo de vida del hidrógeno desde su producción hasta su uso final en la planta.

Evaluación Financiera: Se evaluará la viabilidad económica del uso del hidrógeno, incluyendo un análisis de costos comparativos frente a tecnologías convencionales, costos de inversión inicial, mantenimiento y posibles ahorros en el largo plazo debido a la disminución de emisiones y el cumplimiento de regulaciones ambientales.

### ***1.5.2 La limitación***

El análisis se centrará en un enfoque teórico práctico y no se llevarán a cabo pruebas experimentales, es decir, no determinaremos mediante un proceso químico cuál es el porcentaje de hidrógeno en la producción de Clinker, por lo que tomaremos dicho porcentaje de otros estudios, los cuales no se han realizado en el Perú. En ese sentido, manifestamos que la cantidad de hidrógeno que se proponga utilizar en los procesos de obtención del cemento, serán valores aproximados, ya que esto depende de las características particulares de los materiales con los que se produce el cemento, los cuales varían por país e incluso por regiones dentro de un mismo país.

Se va a usar información de la empresa cementera Yura SA, con quien se tiene un convenio de administración de información. La empresa Yura está ubicada en el departamento Arequipa – Perú. Dado el carácter emergente de las tecnologías basadas en hidrógeno, el acceso a datos precisos puede ser limitado, por lo que algunos de los resultados estarán basados en estimaciones y modelos.

Esta tesis va a desarrollar y explicar los procesos por el cual se interviene al producir y usar el hidrogeno, pero no va a profundizar en los procesos químicos intervinientes.

Empresa Yura no ha especificado que tenga contrato de suministro de GNL y asegure su posible demanda de estudio, en la presente tesis.

## **1.6 Metodología utilizada**

La presente tesis emplea lo siguiente:

- a. Descriptiva: Recolección y descripción de datos de la industria del cemento y del hidrógeno, cuyos estudios darán estadísticas actuales del mercado.
- b. Causalidad: no se llegará a realizar pruebas químicas sobre la composición molecular del hidrógeno en el Clinker. Sin embargo, si se dará una estimación en cuanto a la producción del Clinker y cantidad del cemento a utilizar.
- c. Analítica: Evaluación técnico-económica del uso de hidrógeno en un proceso de la producción de cemento y analizar la rentabilidad del proyecto.

## CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Proceso de Fabricación del Cemento

La fabricación del cemento es un proceso industrial complejo que involucra varias etapas, desde la obtención de materias primas hasta el almacenamiento y envasado del producto final. A continuación, se describen las fases principales de este proceso.

#### 2.1.1 *Obtención y Preparación de Materias Primas*

El primer paso consiste en la extracción de las materias primas necesarias, que incluyen calizas, arcillas y margas que son extraídas de las canteras. Las canteras se explotan mediante voladuras controladas para los materiales duros, mientras que para los materiales blandos se utilizan excavadoras (IECA, 2023).

Las Calizas deben proporcionar los porcentajes de minerales adecuados de calcio, silicio, aluminio y hierro para su fabricación.

**Figura 1** Preparación de materias primas



Nota: Adaptado de Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023., IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

Las calizas pueden ser de dureza elevada, de tal modo que el uso de explosivos es de gran ayuda para obtener la caliza. Este material se transporta en camiones para su trituración, los mismos que son cargados mediante palas grandes de gran capacidad.

**Tabla 1** Fuente de Materias Primas

<u>Cal, CaO</u>	<u>Hierro Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub></u>	<u>Silíce SiO<sub>2</sub></u>	<u>Alúmina Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></u>	<u>Yeso o Sulfato, CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O</u>
Desechos industriales	Polvo de humo de horno de fundición	Silicato de calcio	Mineral de aluminio*	Anhidrita
Aragonita*	Arcilla*	Roca calcárea	Bauxita	Sulfato de calcio
Calcita*	Mineral de hierro*	Arcilla*	Roca calcárea	Yeso*
Polvo del horno de cemento	Costras de laminado*	Ceniza volante	Arcilla*	
Roca calcárea	Lavaduras de mineral	Greda	Escoria de cobre	
Creta	Cenizas de pirita	Caliza	Ceniza volante*	
Arcilla	Esquisto	Loes	Greda	
Greda		Marga*	Granodiorita	
Caliza*		Lavaduras de mineral	Caliza	
Mármol		Cuarcita	Loes	
Marga*		Ceniza de arroz	Lavaduras de mineral	
Coquilla		Arena*	Esquisto*	
Esquisto*		Arenisca	Escoria	
Escoria		Esquisto*	Estaurólita	
		Escoria		
		Basalto		

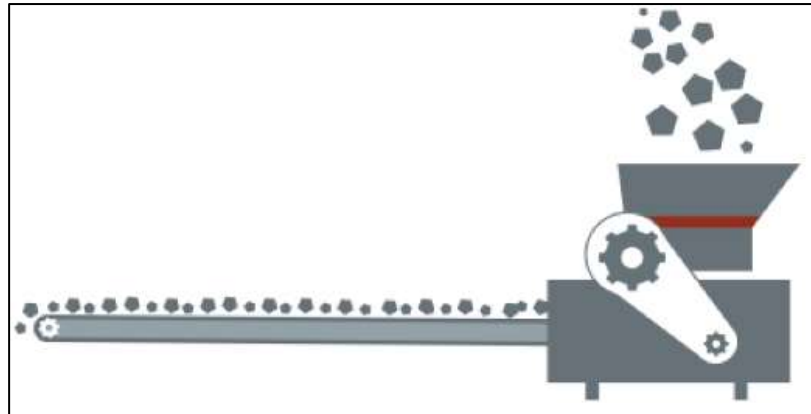
Nota: Materias Primas Usadas y la Fabricación del Cemento, Kosmatka et al. (2002)

### 2.1.2 Trituración

Una vez extraído y clasificado el material, se procede a su trituración. Este proceso reduce el tamaño de las partículas hasta obtener una granulometría adecuada para la molienda. El material triturado se transporta a la fábrica mediante cintas transportadoras o camiones y se almacena en un parque de prehomogeneización (IECA, 2023).

La trituración de la roca, se realiza en dos etapas, inicialmente se procesa en una chancadora primaria, de tipo cono que puede reducirla de un tamaño máximo de 1,5m hasta los 25cm. El material se deposita en un parque de almacenamiento. Después pasa a la trituración secundaria, reduciendo su tamaño a 2 mm aproximadamente para luego aplicarle un proceso de pre-homogenización. (Smith, 2020; Jones & Brown, 2022).

**Figura 2** Proceso de trituración



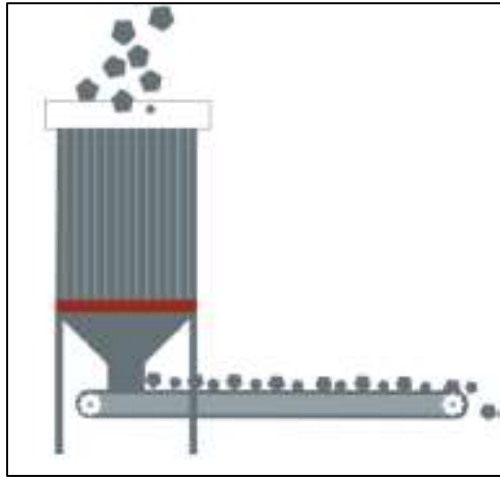
Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### ***2.1.3 Prehomogeneización***

Las materias primas naturales, como la caliza y la arcilla, presentan variaciones en su composición química debido a factores geológicos. Si estas variaciones no se controlan adecuadamente, pueden afectar negativamente la calidad del clínker y, por ende, del cemento final. La prehomogeneización permite obtener una mezcla más uniforme, facilitando así el control del proceso y reduciendo las fluctuaciones en la composición del producto final (Sánchez & López, 2020).

El material triturado se organiza en capas uniformes para su posterior selección controlada. Esta etapa permite preparar una dosificación adecuada de los distintos componentes, lo que ayuda a reducir la variabilidad en la mezcla (IECA, 2023).

**Figura 3** Proceso de pre homogenización



Nota. Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023., IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

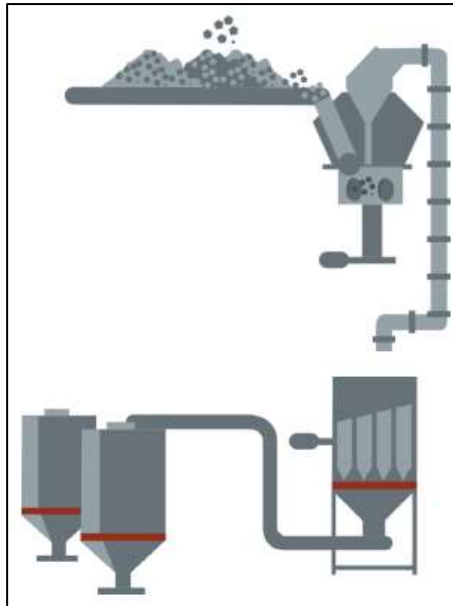
Existen diferentes métodos para llevar a cabo la pre-homogenización en la industria cementera, destacándose principalmente dos:

- a. Método de apilamiento en capas (Stacking & Reclaiming): Consiste en apilar las materias primas en capas delgadas y posteriormente extraerlas en una secuencia determinada para lograr una mezcla más homogénea. Este método puede realizarse en pilas longitudinales o circulares, dependiendo del diseño de la planta cementera (González et al., 2018).
- b. Método de mezcla en silos (Blending Silos): En este método, las materias primas son almacenadas en silos de gran capacidad, donde se utilizan sistemas neumáticos o mecánicos para mezclar y homogenizar los materiales antes de su molienda (Rodríguez & Pérez, 2019).

#### **2.1.4 Molienda de Crudo**

Los materiales prehomogenizados son molidos para disminuir aún más su tamaño y facilitar su cocción en el horno. En esta fase, el material se tritura en un molino vertical mediante la presión ejercida por rodillos sobre una mesa giratoria. La harina resultante se almacena en silos para asegurar la uniformidad de la mezcla (IECA, 2023).

**Figura 4** Proceso de molienda de crudo

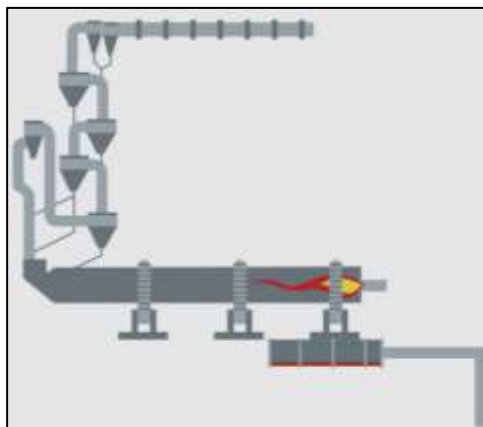


Nota. Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### **2.1.5** *Pre calentador de Ciclones*

Antes de ingresar al horno, la materia prima pasa por un precalentador de ciclones, donde es calentada para facilitar su cocción. Este proceso es crucial para mejorar la eficiencia del horno (IECA, 2023).

**Figura 5** Proceso de precalentador de ciclones

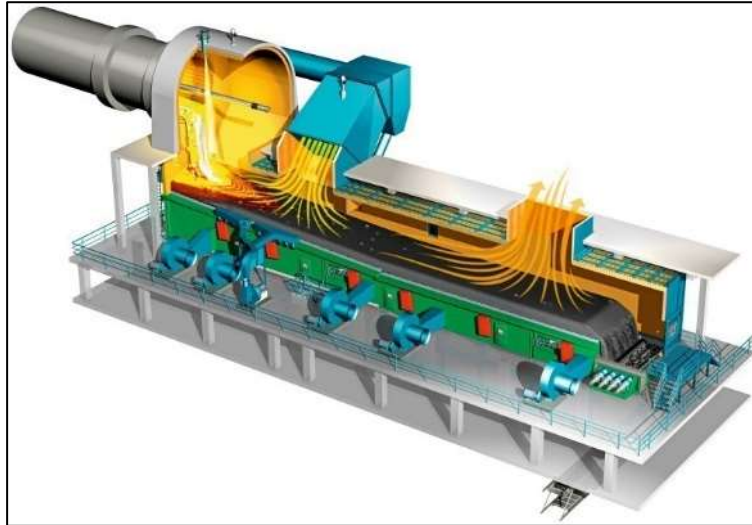


Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### 2.1.6 *Fabricación del Clinker*

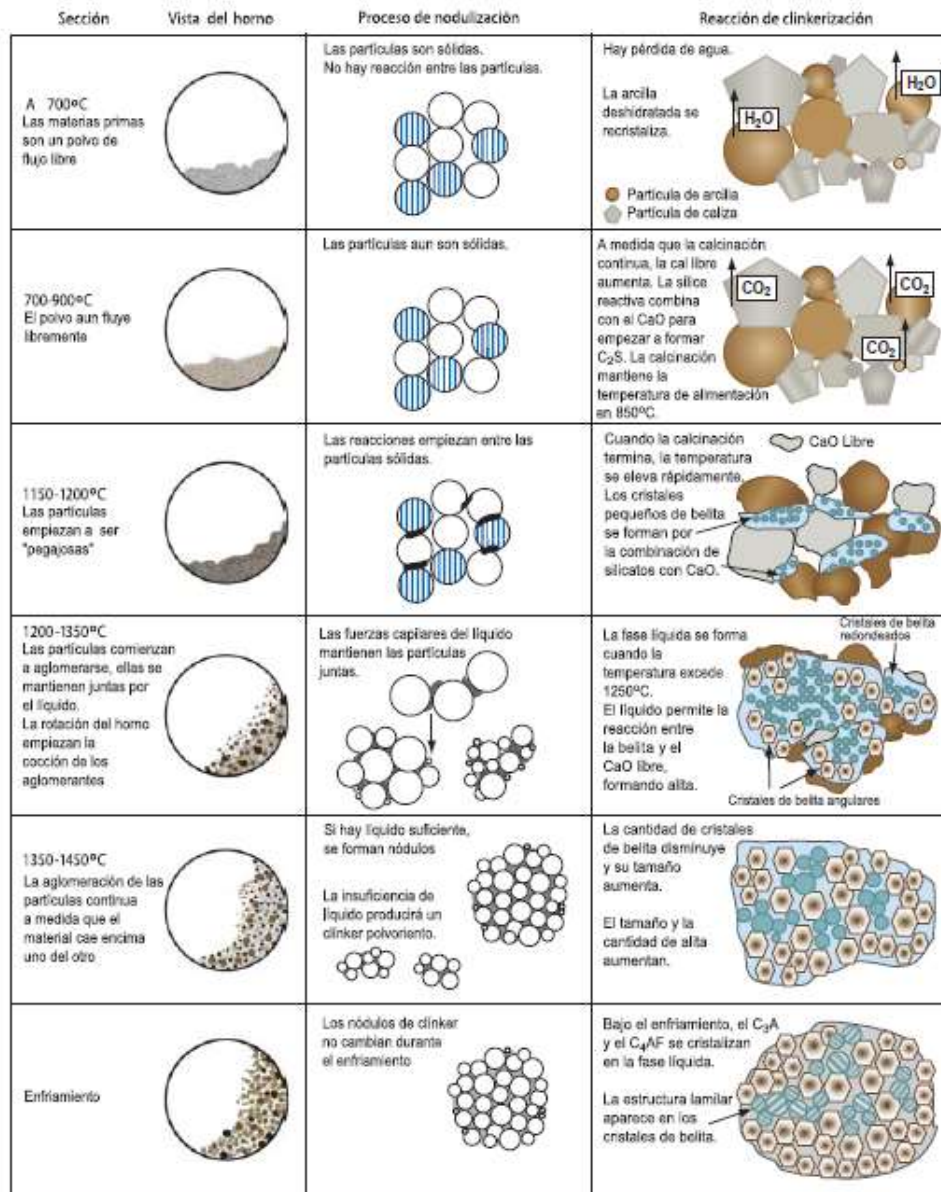
- a. Horno: La harina se introduce en un horno donde la temperatura aumenta gradualmente hasta alcanzar aproximadamente 1,500 °C. Durante esta fase, ocurren reacciones químicas complejas que transforman la harina en clínker (IECA, 2023).

**Figura 6** Proceso de fabricación del clínker



Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

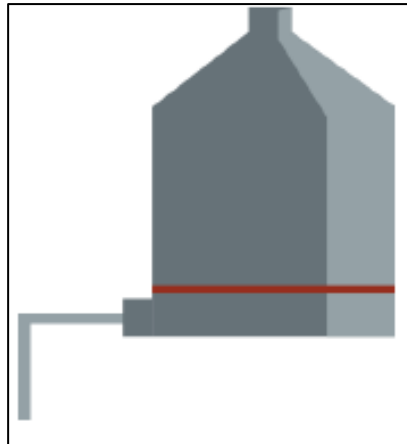
**Figura 7** Producción del clínker desde la materia prima



Nota: Proceso de producción del clínker de la materia prima al producto final. Reproducido de Diseño y Control de Mezclas de Concreto, por S. H. Kosmatka, B. Kerkhoff, W. C. Panarese y J. Tanesi, 2002, Portland Cement Association.

- b. Enfriador: El clínker caliente es luego enfriado rápidamente mediante un enfriador que inyecta aire frío, reduciendo su temperatura desde 1,400 °C a aproximadamente 100 °C (IECA, 2023).

**Figura 8** Producción desde el enfriador

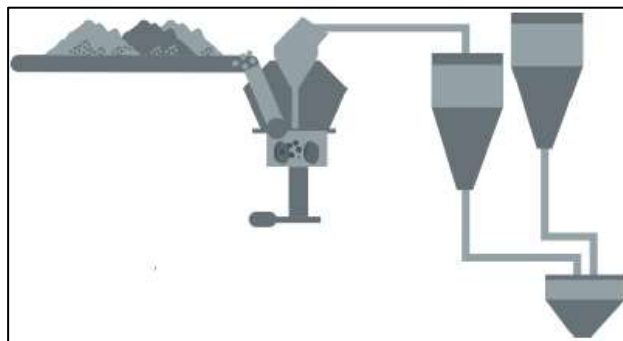


Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### **2.1.7 Molienda de Clínker y Fabricación de Cemento**

El clínker enfriado se muele junto con yeso y otros aditivos en un molino de cemento. Existen diferentes tipos de molinos, como los de rodillos y los de bolas. En los molinos de bolas, el clínker y las adiciones son triturados por bolas de acero dentro de un gran tubo rotatorio hasta obtener un polvo fino y homogéneo: el cemento (IECA, 2023).

**Figura 9** Proceso de molienda de clínker y fabricación de cemento

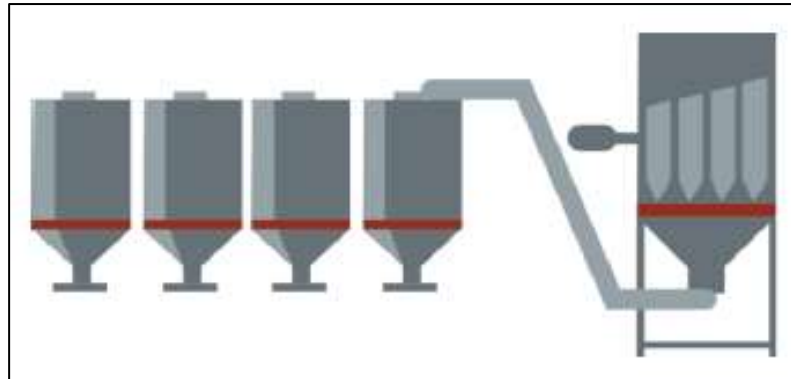


Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### **2.1.8 Almacenamiento del Cemento**

El cemento producido se almacena en silos, donde se clasifica según sus diferentes tipos (IECA, 2023).

**Figura 10** Almacenamiento del cemento



Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

### **2.1.9 Envasado o Expedición a Granel**

Finalmente, el cemento puede ser ensacado o descargado en camiones cisterna para su transporte por carretera o ferrocarril hacia los puntos de venta o proyectos de construcción (IECA, 2023).

**Figura 11** Envasado o expedición a granel



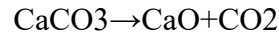
Nota: Proceso de fabricación del cemento, por Instituto Español del Cemento y sus Aplicaciones, 2023, IECA. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

## **2.2 Reacciones químicas en la fabricación del cemento.**

### **2.2.1 Preparación de materias primas y formación del clínker**

El proceso comienza con la extracción y mezcla de materias primas como caliza ( $\text{CaCO}_3$ ) y arcilla, que aportan los elementos esenciales: calcio ( $\text{CaO}$ ), sílice ( $\text{SiO}_2$ ), alúmina ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) y óxidos de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ). Durante la etapa de calcinación, el carbonato

de calcio se descompone a aproximadamente 900°C para formar óxido de calcio (CaO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), según la reacción:



Posteriormente, en el horno rotativo a temperaturas entre 1400-1500°C, el CaO reacciona con los silicatos y otros óxidos para formar los compuestos principales del clínker:

- Silicato tricálcico (3CaO·SiO<sub>2</sub>·2CaO·SiO<sub>2</sub>),
- Silicato dicálcico (2CaO·SiO<sub>2</sub>·2CaO·SiO<sub>2</sub>),
- Aluminato tricálcico (3CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·3CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)
- Ferroaluminato tetracálcico (4CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·4CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)

(Oficemen, 2023; Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico [MITECO], 2018).

### **2.2.2 Hidratación del cemento**

La hidratación del cemento ocurre cuando este se mezcla con agua, iniciando una serie de reacciones químicas que generan productos como el gel C-S-H (silicato cálcico hidratado) y portlandita (Ca(OH)<sub>2</sub>·Ca(OH)<sub>2</sub>).

El silicato tricálcico (C<sub>3</sub>S·C<sub>3</sub>S) es el principal responsable de la resistencia inicial del cemento, ya que reacciona rápidamente con agua según la ecuación:



Por otro lado, el silicato dicálcico (C<sub>2</sub>S·C<sub>2</sub>S) desarrolla resistencia más lentamente, mientras que el aluminato tricálcico (C<sub>3</sub>A·C<sub>3</sub>A) genera etringita primaria al reaccionar con sulfatos provenientes del yeso añadido durante la molienda (Argos, 2023; Alion, 2024).

## **2.3 Uso de combustibles en el proceso de fabricación de cemento**

### **2.3.1 Combustibles tradicionales empleados en la Fabricación de Cemento**

- a. Carbón: El carbón ha sido uno de los combustibles más utilizados en la producción de cemento, representando una parte significativa del consumo energético del

sector. Su alto poder calorífico y disponibilidad lo hacen una opción preferida (CEMEX Nicaragua, 2023).

- b. Petcoke: Este subproducto del petróleo se ha vuelto popular debido a su alto contenido energético y se utiliza cada vez más en lugar del carbón. Aunque tiene un mayor contenido de azufre, su eficiencia energética lo convierte en una opción viable (Ennomotive, 2024).
- c. Gas natural: en comparación con otros combustibles fósiles el gas natural genera un menor impacto ambiental debido a que se quema a temperaturas más bajas produciendo menos emisiones de CO<sub>2</sub>, lo que lo hace atractivo para las plantas que buscan reducir su huella de carbono (FICEM, 2024).
- d. Aceites usados: Algunas plantas han comenzado a utilizar aceites reciclados como fuente de energía alternativa, lo que contribuye a la sostenibilidad al reducir residuos (Thermo Fisher Scientific, 2023).
- e. Cascarrilla de arroz: Se utiliza como combustible alternativo en algunos procesos de producción, ayudando a reciclar residuos y contribuir a la sostenibilidad (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023).
- f. Residuos industriales: Incluyen neumáticos y lodos residuales que pueden ser incinerados en los hornos de cemento. Este enfoque no solo proporciona energía, sino que también ayuda a gestionar residuos problemáticos (CEMEX Energía, 2024).

### ***2.3.2 Importancia de los combustibles fósiles en el proceso de producción del cemento***

- a. Fuente de Energía: El carbón, petcoke y gas natural son utilizados como combustibles en el proceso de producción de cemento. Su combustión genera la energía térmica necesaria para alcanzar las altas temperaturas requeridas en los hornos, que pueden superar los 1400 °C. Esta energía es crucial para la calcinación de la materia prima, principalmente la piedra caliza, que se convierte en Clinker, el componente principal del cemento (Bhatta, 2019).
- b. Producción de Gas de Síntesis: El gas de síntesis, una mezcla de hidrógeno (H<sub>2</sub>), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), se puede producir a partir del carbón mediante procesos de gasificación. Este gas no solo sirve como fuente

energética, sino que también es un precursor para la producción de productos químicos y combustibles alternativos. En la industria del cemento, el CO generado puede ser utilizado para mejorar la eficiencia energética y reducir las emisiones al permitir la captura y reutilización del CO<sub>2</sub> (Cheng et al., 2020).

- c. Versatilidad en Aplicaciones: El syngas es valioso no solo en la producción de cemento, sino también en otras aplicaciones industriales, como la fabricación de metanol y amoníaco. Estos compuestos son esenciales para la producción de fertilizantes y otros productos químicos, lo que amplía el uso del carbón y petcoke más allá del sector cementero (Zhang et al., 2021).

### ***2.3.3 Utilización del Hidrógeno en la empresa Cementera***

- a. Inyección de Hidrógeno en Hornos de Cemento: La inyección de hidrógeno en los hornos de cemento se utiliza como un método a fin de optimizar el proceso de combustión. Desde este punto de vista se permite a las empresas cementeras incrementar el uso de combustibles alternativos y disminuir la dependencia de combustibles fósiles tradicionales. (CEMEX, 2023).
- b. La adición de hidrógeno a la mezcla de combustible permite lograr una combustión más completa reduciendo la emisión de CO<sub>2</sub> derivado de la quema de combustibles fósiles como el carbón y el coque de petróleo. Este enfoque no solo busca disminuir las emisiones, sino también mantener la calidad del cemento producido. (Domingues et al., 2024)
- c. Producción de Clinker: El Clinker es un componente principal en la producción de cemento y su fabricación es uno de los procesos más intensivos en utilización de energía y emisiones de CO<sub>2</sub> dentro de la industria. Recientemente, se han desarrollado métodos que utilizan hidrógeno para reducir la cantidad de Clinker necesario durante el proceso. (Hidrógeno Verde, 2023).

El enriquecimiento del aire primario de combustión con hidrógeno es una estrategia viable. Al aumentar la fracción térmica del hidrógeno en la mezcla de combustibles, se mejora la eficiencia del proceso y se disminuyen las emisiones contaminantes.

Sin embargo, este método requiere inversiones significativas en infraestructura y tecnología para su implementación efectiva (Domingues et al., 2024)

La implementación de tecnologías que permiten el uso del hidrógeno durante la producción del Clinker genera una disminución significativa de las emisiones asociadas con este proceso. Según Commodity Inside, los nuevos métodos pueden reducir las emisiones hasta en un 50% al optimizar el ciclo productivo mediante el uso de hidrógeno (Hidrógeno Verde, 2023). Esto no solo contribuye a cumplir con las metas climáticas globales, sino que también mejora la sostenibilidad económica al reducir costos relacionados con las emisiones. (Hidrógeno Verde, 2023).

- d. Mejora en la Eficiencia Energética; El hidrógeno puede ser utilizado para optimizar los procesos térmicos dentro del horno cementero. Su alta temperatura y características específicas durante la oxicomustión permiten una mayor eficiencia energética y reducen el consumo general durante la clinkerización.

El hidrógeno, al ser utilizado como parte del combustible, se puede mejorar la eficiencia térmica del horno, lo que significa que se necesita menos energía para alcanzar las temperaturas requeridas para el proceso (Lhyfe, 2022). Además, este enfoque facilita la captura del CO<sub>2</sub> presente en los gases de escape, ya que el volumen total a tratar es menor debido a la reducción en el uso de combustibles fósiles.

- e. Producción Electroquímica: Nos centramos en la utilización del hidrógeno como subproducto en procesos electroquímicos para fabricar cemento. En este enfoque se utiliza una celda electroquímica donde se generan CO<sub>2</sub> y oxígeno como subproductos, mientras que el hidrógeno se produce a partir del agua.

Este método no solo captura CO<sub>2</sub> con alta pureza, sino que también produce hidrógeno verde, contribuyendo a una economía más sostenible (Centro Hormigón, 2023).

#### **2.3.4 Utilización de hidrógeno en el proceso de clinkerización**

- a. Mejora de las Reacciones Químicas: La adición de hidrógeno al proceso de clinkerización puede mejorar las reacciones químicas necesarias para la formación del clínker. El hidrógeno puede actuar como un agente reductor, facilitando la conversión de óxidos metálicos presentes en las materias primas del cemento. Esto optimiza la formación de compuestos esenciales, como el silicato de calcio, que son fundamentales para las propiedades mecánicas y durabilidad del cemento (Zhang et al., 2022).
- b. Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub>: Una de las ventajas más significativas del uso de hidrógeno en el proceso de clinkerización es su capacidad para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Al utilizar hidrógeno como parte del gas de síntesis, se pueden minimizar las emisiones generadas durante la calcinación, ya que el hidrógeno no produce CO<sub>2</sub> al reaccionar (López et al., 2023)
- c. Optimización del Uso del Carbono: La inyección de hidrógeno también puede optimizar el uso del carbono presente en los materiales. Al reaccionar con otros compuestos en el horno, el hidrógeno puede ayudar a formar productos intermedios que son más útiles para la producción del clínker. Esto no solo mejora la eficiencia del proceso, sino que también puede reducir la cantidad total de materia prima necesaria (García et al., 2021).
- d. Producción Eficiente de Syngas: La combinación del hidrógeno con otros combustibles fósiles para formar gas de síntesis permite un uso más eficiente y limpio del carbono. El syngas resultante puede ser utilizado no solo para generar calor, sino también para participar en reacciones químicas dentro del horno que mejoran la calidad del clínker producido (Naranjo, 2022). La inyección controlada de hidrógeno permite ajustar la composición del syngas y optimizar así las condiciones dentro del horno.

#### **2.3.5 Cementeras que utilizan Hidrógeno**

- a. Secil S.A.: Una empresa líder en la producción de cemento en Portugal, está explorando el uso de hidrógeno como parte de sus estrategias para descarbonizar su proceso de fabricación. La compañía ha estado analizando la viabilidad económica

del uso de hidrógeno en combinación con el enriquecimiento de oxígeno para mejorar la eficiencia del horno y reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> durante la producción de clínker (Domingues et al., 2024).

- b. HeidelbergCement: uno de los mayores productores de cemento del mundo, ha comenzado a experimentar con el hidrógeno en sus operaciones. La empresa ha anunciado planes para utilizar hidrógeno verde como parte de su combustible en hornos rotatorios, lo que podría contribuir a una reducción significativa de las emisiones de carbono en sus plantas (Hidrógeno Verde, 2023).
- c. Holcim: La empresa está trabajando activamente en la integración del hidrógeno en su proceso productivo. La compañía ha estado investigando el uso de hidrógeno como un componente clave para descarbonizar sus operaciones, buscando alternativas para reemplazar los combustibles fósiles tradicionales utilizados en la producción de cemento (Hidrógeno Verde, 2023).
- d. Lafarge: Empresa parte del grupo Holcim, también está explorando el uso del hidrógeno en sus procesos industriales. La empresa ha estado evaluando cómo el hidrógeno puede ser utilizado para reducir las emisiones durante la clinkerización y mejorar la sostenibilidad general de su producción (Domingues et al., 2024).
- e. CEMEX: La empresa ha manifestado su interés en utilizar hidrógeno como parte de su estrategia de sostenibilidad. La compañía está investigando cómo el hidrógeno puede ser incorporado en sus procesos productivos para disminuir su huella de carbono y cumplir con los objetivos climáticos globales (Hidrógeno Verde, 2023).

## **2.4 Definición del hidrógeno y sus propiedades**

Es el elemento químico más abundante de la naturaleza, se estima que el 75% de la materia visible es Hidrógeno en sus distintas formas. En nuestro planeta el Hidrógeno se encuentra formando parte de compuestos como los Hidrocarburos (C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>) y el Agua (H<sub>2</sub>O) principalmente. (National Geographic, 2024).

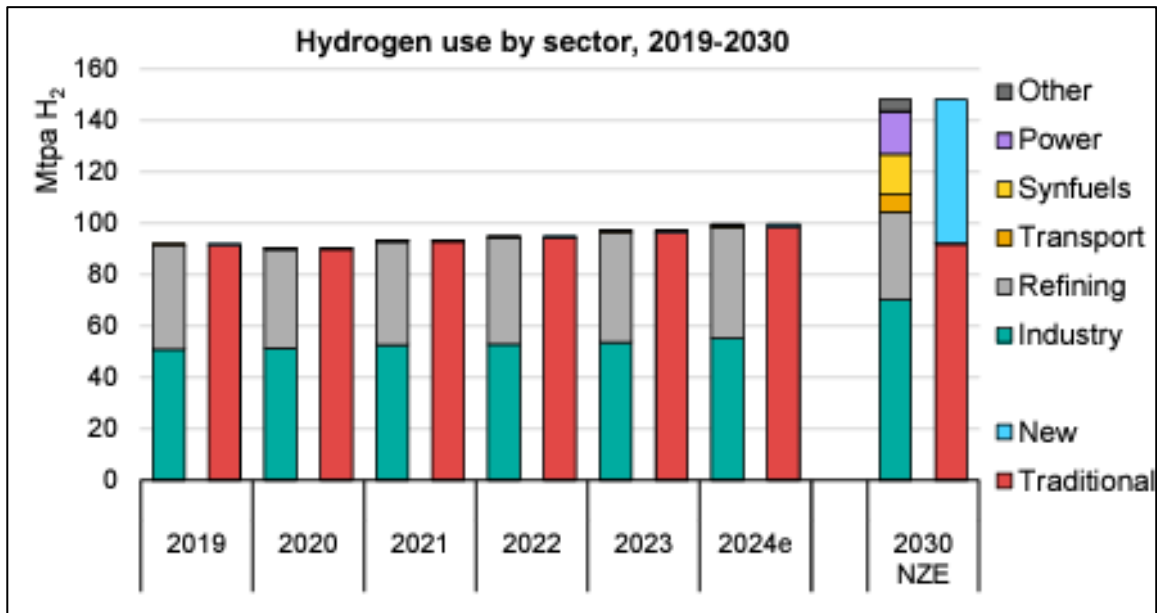
Es el combustible de las estrellas, se estima que el Sol consume 500 millones de toneladas de núcleos de hidrógeno por segundo en una reacción de fusión nuclear que produce energía. (Bittencourt, 2004).

Sus usos principales son la producción de Amoniaco (NH<sub>3</sub>), útil en la industria de fertilizantes, explosivos y plásticos, se le emplea también para la mejora de las propiedades de combustibles (proceso de Hidrocraqueo). (Agencia SINC, s.f.)

En el mundo, en el 2024, la producción de hidrógeno se estima en aproximadamente 97 millones de toneladas (Mt), lo que representa un aumento del 2.5% en comparación con el año anterior. Sin embargo, la producción de hidrógeno de bajas emisiones sigue siendo marginal, con menos de 1 Mt producida en 2023. La mayor parte del hidrógeno producido proviene de fuentes fósiles, especialmente del gas natural y carbón (El Periódico de la Energía, 2024).

El siguiente gráfico muestra el incremento promedio de 2% de producción de Hidrógeno por sector en el escenario de emisiones netas cero para 2050, información a partir del 2019 e estimación al 2030 donde la producción alcanzaría los 150 millones de toneladas por año.

**Figura 12** Uso de hidrógeno por sector



Nota: Global Hydrogen Review 2024, por Agencia Internacional de Energía, 2024, <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.

Según los métodos de producción y las fuentes de energía utilizadas se realiza una clasificación del hidrógeno en colores.

Figura 13 Tipos de hidrógeno

	NEGRO	MARRÓN	GRIS	AZUL	TURQUESA	ROJO	VERDE	AMARILLO	BLANCO
<b>Fuente Primaria</b>	Carbón Bituminoso	Lignito	C <sub>x</sub> H <sub>y</sub> Gas Natural	CH <sub>4</sub> Gas Natural	CH <sub>4</sub> Gas Natural	Energía Nuclear	Renovables	Solar FV	Presente en la naturaleza
<b>Proceso</b>	Gasificación de Carbón	Gasificación de Carbón	Reformado con vapor	Reformado con vapor	Pirólisis	Electrólisis	Electrólisis	Electrólisis	En exploración
<b>CO<sub>2</sub></b>	Muy altas	Muy altas	Altas	Moderado Captura de CO <sub>2</sub> - CO	Bajas C sólido	Bajas	Bajas o nulas	Bajas o nulas	Nulas
	También Hidrocarburos			Descomposición por calor en ausencia de Oxígeno			Fuentes mixtas de energía		

Nota: Tipos de Hidrógeno, aplicaciones (García Correa, 2024, p. 20)

Tabla 2 Producción y emisión según tipo de hidrógeno

Tipo de Hidrógeno	Producción	Emisión
Negro o Marrón	Gasificación del carbón (hulla o lignito).	Altas, libera CO <sub>2</sub> a la atmósfera.
Gris	Reformado de metano con vapor.	Muy altas, genera aproximadamente 10 toneladas de CO <sub>2</sub> por cada tonelada de hidrógeno producido.
Azul	Similar al gris, pero incluye tecnologías para capturar y almacenar el CO <sub>2</sub> .	Menores que el gris; puede reducir las emisiones en un 95%.
Verde	Electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables (solar, eólica, hidroeléctrica).	Ninguna, es considerado el más sostenible.
Turquesa	Pirólisis del metano, generando carbono sólido en lugar de CO <sub>2</sub>	No genera emisiones directas de CO <sub>2</sub> .
Rosa/Violeta	Electrólisis utilizando energía nuclear	
Amarillo	Electrólisis utilizando electricidad de una mezcla de fuentes renovables y no renovables.	

Blanco	Puede referirse a hidrógeno producido sin emisiones significativas, aunque no está ampliamente definido.	
--------	--	--

Nota: Fundación Descubre (s.f.), RTVE (2022), Clickmica (s.f.), Good New Energy (2021).

En la actualidad, el hidrógeno verde constituye el 0.5% -1% de la producción global de hidrógeno (Agencia Internacional de Energía [AIE], 2025)

En lo referente a la producción de hidrógeno azul, este representa el 1% - 2% de la producción total. (BloombergNEF [BNEF], 2025)

En ambos casos el costo es más elevado en comparación con otras variantes impacta en su crecimiento. Sin embargo, a medida que los costos de las energías renovables disminuyen, se anticipa que la producción de hidrógeno de fuentes renovables aumentará, cerrando la brecha existente con los métodos más tradicionales. (Perspectiva Global de Energía de McKinsey, 2025)

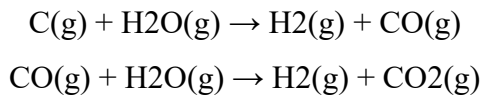
Además, el hidrógeno es notable por su alta densidad energética, ofreciendo más energía por unidad de masa que los combustibles fósiles. Sin embargo, su naturaleza liviana significa que ocupa un gran volumen, lo que hace necesario comprimirlo o licuarlo para utilizarlo de manera más eficiente. Actualmente, se están explorando técnicas como el almacenamiento en hidruros metálicos para optimizar su manejo y reducir los desafíos asociados con su volumen. (Enel Green Power, s.f.).

## **2.5 Métodos de producción de hidrógeno**

El hidrógeno, al ser una molécula libre de carbono, juega un papel crucial en los esfuerzos globales de descarbonización. Dado que no se encuentra en el ambiente como elemento puro, obtener el hidrogeno requiere usar otras moléculas y energía, lo que plantea consideraciones importantes. Para que el hidrógeno sea una opción realmente limpia, su ciclo debe ser libre de carbono, lo cual se puede lograr utilizando fuentes de energía renovable, como la solar o la eólica, aunque existen otras alternativas que también podrían ser evaluadas.

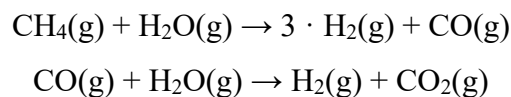
### 2.5.1 A partir de hidrocarburos

- a. Gasificación del carbón: El proceso implica calentar el carbón a más de 1000°C en un entorno controlado, transformándolo en gas para mezclarlo con agua y producir hidrógeno y monóxido de carbono. Luego, el monóxido de carbono se combina nuevamente con agua a 400°C en una segunda reacción, generando hidrógeno y dióxido de carbono. El proceso sigue las siguientes ecuaciones (Universidad de Chile, 2019):



- b. Reformado de vapor de gas natural: El proceso de reformación del vapor (Steam Reforming) se emplea en la industria debido a su menor costo y alta eficiencia comparado con otros métodos basados en hidrocarburos. Este proceso, que utiliza hidrocarburos ligeros se realiza en dos etapas: en la primera, se produce hidrógeno y monóxido de carbono mediante un reactor catalítico; en la segunda, el monóxido de carbono se convierte en más hidrógeno y dióxido de carbono. (Universidad de Chile, 2019):

La reacción a partir del gas natural, el cual se compone de metano y se describe como sigue:



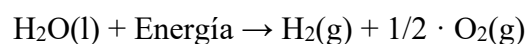
La desventaja de este método es que genera gases de efecto invernadero (GEI) y no aplica a hidrocarburos pesados o con presencia de impurezas debido a la alta energía que se requiere para vaporizar los combustibles.

- c. Oxidación de hidrocarburos: Este proceso incorpora oxígeno, vapor de agua y algún hidrocarburo en estado líquido o gaseoso a un reactor a alta presión, de esta manera se genera una reacción exotérmica de oxidación. Este método se emplea para

obtener hidrógeno a partir de hidrocarburos pesados o que posean más elementos o impurezas. (Universidad de Chile, 2019)

### 2.5.2 *A partir de agua*

Hay procesos que emplean solo agua como materia prima para producir hidrógeno. Para esto, es necesario separar las moléculas de agua, lo que demanda energía, la cual puede ser suministrada en forma de calor o electricidad. Estos procesos pueden ser descritos por la ecuación:



Estos procesos no generan gases de efecto invernadero (GEI) ni emisiones contaminantes, produciendo solo oxígeno como subproducto, útil en diversas aplicaciones.

- a. Termólisis: Consiste en romper los enlaces de las moléculas de agua separando hidrógeno y oxígeno al alcanzar temperaturas superiores a 2200 °C.

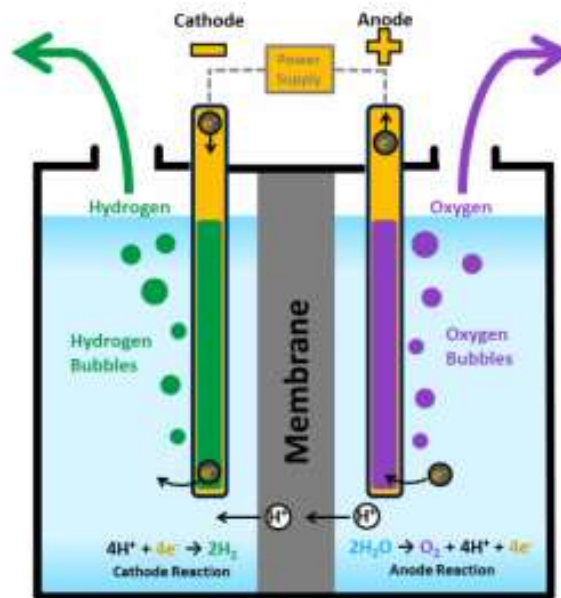
El proceso implica calentar agua en contacto con una superficie a alta temperatura para separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. Es crucial retirar rápidamente los gases generados, ya que la reacción es reversible y podría provocar una recombinación explosiva de hidrógeno y oxígeno en agua.

Existen varios métodos para separar el hidrógeno una vez que la molécula de agua ha sido dividida, los cuales son:

- ✓ Enfriar rápidamente los gases para estabilizarlos.
- ✓ Usar membranas refractarias microporosas para una separación selectiva.
- ✓ Electroforesis, separar los gases a través de un potencial eléctrico.
- ✓ Membranas hechas de una aleación de paladio y plata, diseñadas para absorber hidrógeno de forma selectiva a bajas temperaturas.

- ✓ Utilizar un estanque rotatorio a velocidad constante para que la fuerza centrífuga desplace el oxígeno hacia los bordes, mientras que el hidrógeno, al ser más liviano, permanece en el centro.
- b. Electrólisis: es un proceso electroquímico que usa un campo eléctrico externo para separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. En este proceso, se sumergen 02 electrodos en una solución acuosa. Ambos electrodos provocan un campo eléctrico para separar en iones (O<sup>-</sup> y H<sup>+</sup>) los elementos del agua.

Figura 14 Principio de electrólisis



Nota. Tomado de Universidad de Chile, 2019

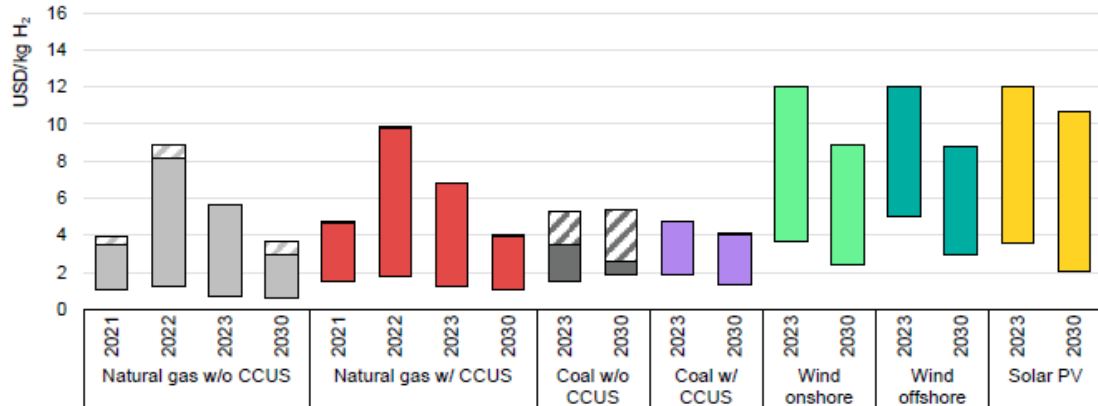
Aunque este método no produce subproductos de carbono, requiere una gran cantidad de energía; sin embargo, si se utiliza energía renovable y libre de carbono, se convierte en una alternativa limpia para la producción de hidrógeno.

## 2.6 Costos de producción Hidrogeno

En la actualidad el costo de producir hidrógeno a partir del gas natural sin refinar es más barato que el hidrógeno obtenido por procesos de electrólisis del agua. Aunque existe

una volatilidad en los precios del gas, siendo en Europa, que la relación entre el precio máximo y el mínimo del gas fue de 13 en los años 2023 y 2024. (International Energy Agency [IEA], 2024)

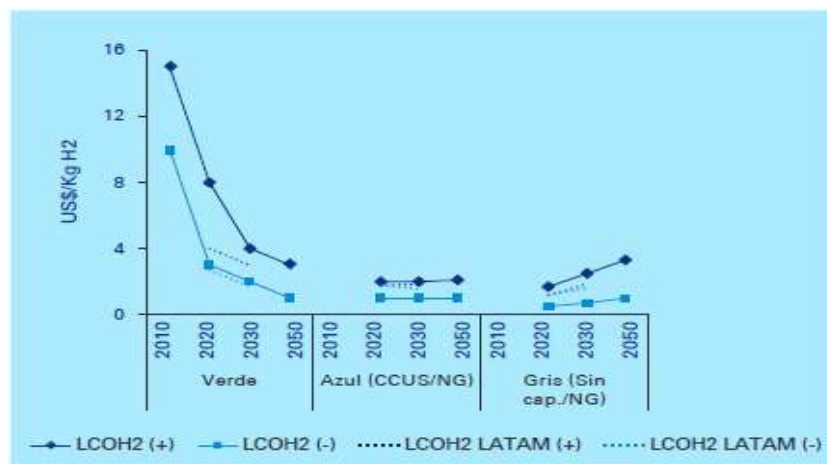
**Figura 15** Costo de producción de hidrógeno



Nota: International Energy Agency [IEA] (2024). Costo de producción de hidrógeno 2023 y el escenario de emisiones netas cero para 2050, 2030. (p. 82)

Ahora, en la siguiente imagen, se aprecia los costos nivelados por tipos de hidrógeno en US \$ / Kg de H<sub>2</sub>, evidenciándose una tendencia decreciente en el LCOH<sub>2</sub> del Hidrógeno Verde, sin embargo, actualmente es considerablemente mayor que LCOH<sub>2</sub> del Hidrógeno Azul ( $3 < \text{LCOH}_2 \text{ del H}_2 \text{ Verde} < 7.5$  y  $0.9 < \text{LCOH}_2 \text{ del H}_2 \text{ Azul} < 2.0$ ). (KPMG, 2022).

**Figura 16** Costo Nivelado del Hidrógeno



Nota: KPMG (2022). Costo Nivelado del Hidrógeno. Datos Globales y Latinoamericanos. (p. 10)

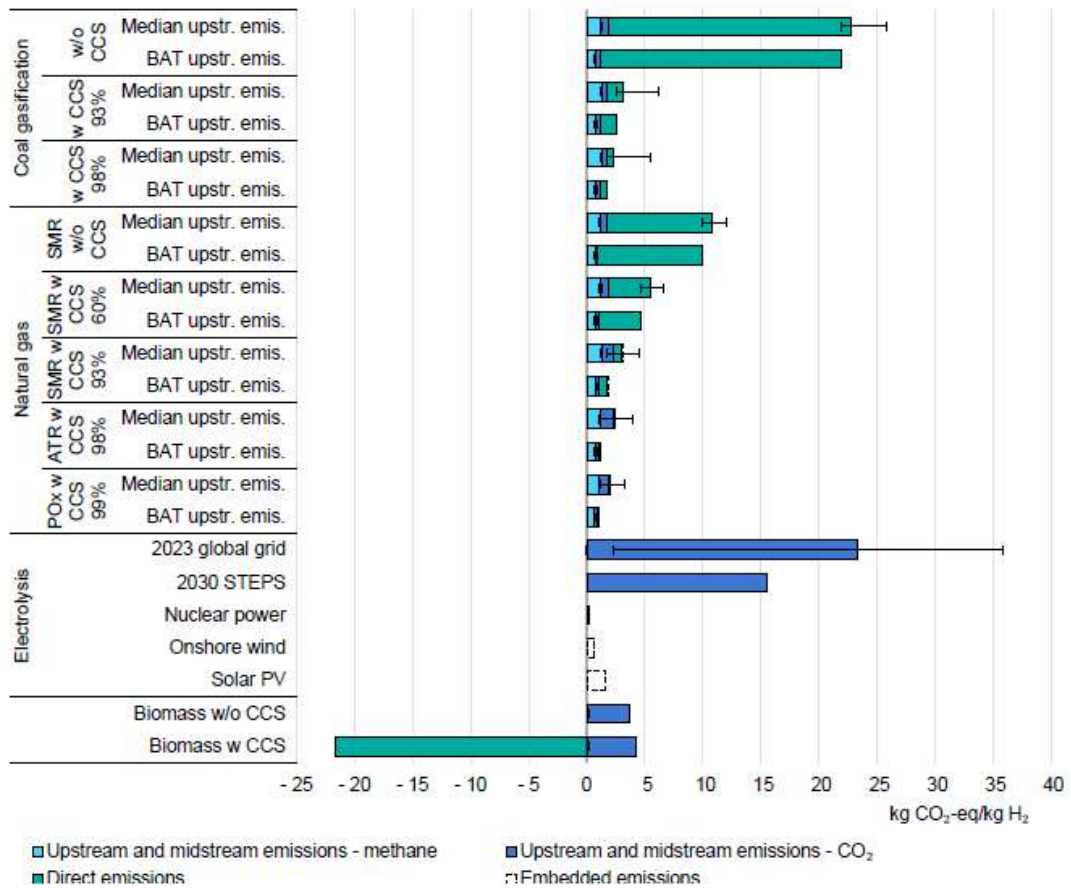
## **2.7 Eficiencia y emisiones de dióxido de carbono en la producción de hidrógeno**

El 2023 hubo una producción mundial de hidrógeno de 97 Mt (millones de toneladas), con una emisión aproximada de 920 Mt de CO<sub>2</sub>. Siendo que para el 2030 (escenario NZE) las emisiones deben reducirse hasta 820 Mt de CO<sub>2</sub>/año, considerando un incremento de producción, alcanzaría una producción anual de 150 Mt, para lo cual se debería obtener la relación de 5.5 kg de CO<sub>2</sub>/kg de H<sub>2</sub>. Actualmente la modalidad más común es la producción con gas natural sin control, que representa casi dos tercios de la producción de hidrógeno, emite de 10-12 kg de CO<sub>2</sub> eq / kg de H<sub>2</sub>. Asimismo, la producción a partir de carbón, que representa aproximadamente el 20%, tiene emisiones de 22-26kg CO<sub>2</sub>-eq / kg H<sub>2</sub>). (International Energy Agency [IEA], 2024).

Ahora, dado que la molécula de hidrógeno no contiene carbono, las emisiones de CO<sub>2</sub> no provienen del uso final, si no de la producción, el procesamiento y el transporte de hidrógeno, por lo que se debe medir las emisiones de CO<sub>2</sub> en cada paso de conversión de la cadena de suministro. Sin embargo, entre el 75% y el 95% de estas emisiones se producen en el punto de producción y pueden reducirse mediante la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). (International Energy Agency [IEA], 2024)

Por otro lado, el hidrógeno de los electrificadores no genera emisiones en el punto de producción, sin embargo, las emisiones dependen de la electricidad utilizada. En el caso de la energía eléctrica producida recursos renovables, no tiene emisiones en el punto de generación, pero si pudieran producirse en la construcción y fabricación de activos, pero esas emisiones no están incluidas en la mayoría de las normas. Estas últimas emisiones oscilan entre 0,4 y 2,7 Kg de CO<sub>2</sub>-eq/kg de H<sub>2</sub>.

**Figura 17** Comparación de la intensidad de emisiones de producción de hidrógeno



Nota: International Energy Agency [IEA] (2024). Comparación de la intensidad de emisiones de producción de hidrógeno 2022. (p.212)

Los métodos de producción de hidrógeno varían en adecuación según los procesos y demandas involucrados. Los procesos basados en agua generan hidrógeno de mayor pureza en comparación con los de a base de hidrocarburos, que pueden contener trazas de monóxido de carbono. La eficiencia de cada método es un factor clave, ya que afecta significativamente los costos, haciendo que algunos métodos sean más competitivos. (TECPA. (2025, enero 18). Métodos de producción de hidrógeno: tecnologías y eficiencia.)

Por lo tanto, es esencial comprender la eficiencia de las tecnologías para analizarlas adecuadamente.

**Tabla 3** Métodos de producción de hidrógeno

Tecnología	Materia prima	Eficiencia [%]
Reformado de vapor	Hidrocarburos	70 – 85
Oxidación parcial	Hidrocarburos	60 – 75
Reformado auto-térmico	Hidrocarburos	60 – 75
Reformado de plasma	Hidrocarburos	9 – 85
Gasificación de biomasa	Biomasa	35 – 50
Reformado de fase acuosa	Carbohidratos	35 – 55
Electrólisis	H <sub>2</sub> O	50 – 70
Termólisis	H <sub>2</sub> O	50 – 70
Fotólisis	H <sub>2</sub> O	0.5

Nota: TECPA. (2025, enero 18). Métodos de producción de hidrógeno: tecnologías y eficiencia.

En esta tabla, se recopila las principales tecnologías de producción de hidrógeno empleadas en la industria, en la cual se muestra la materia prima y sus rangos típicos de eficiencias alcanzables. Aunque las tecnologías basadas en hidrocarburos son más eficientes, las más limpias también tienen rendimientos competitivos, ya que no generan subproductos indeseados ni costos adicionales por tratamiento de gases o impuestos al carbono. Esto las posiciona como una opción económicamente ventajosa y con potencial para reducir la huella de carbono en los procesos industriales. TECPA. (2025, enero 18). Métodos de producción de hidrógeno: tecnologías y eficiencia. <https://www.tecpa.es/tecnologias-produccion-hidrogeno/>

## **2.8 Precio de los bonos de CO2 Equivalente.**

En línea con los compromisos para reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), existen certificados que se pueden obtener por la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes (CO<sub>2</sub>e), llamados bonos de carbono. Estas reducciones se pueden conseguir con la implementación de proyectos de compensación de carbono que reducen o eliminan emisiones. Las empresas pueden vender estos certificados en mercados voluntarios o regulados a organizaciones que buscan compensar sus propias emisiones.

Para que una empresa pueda generar bonos de carbono, primero debe medir su huella de carbono, calculando la emisión de CO<sub>2</sub>e en su operación.

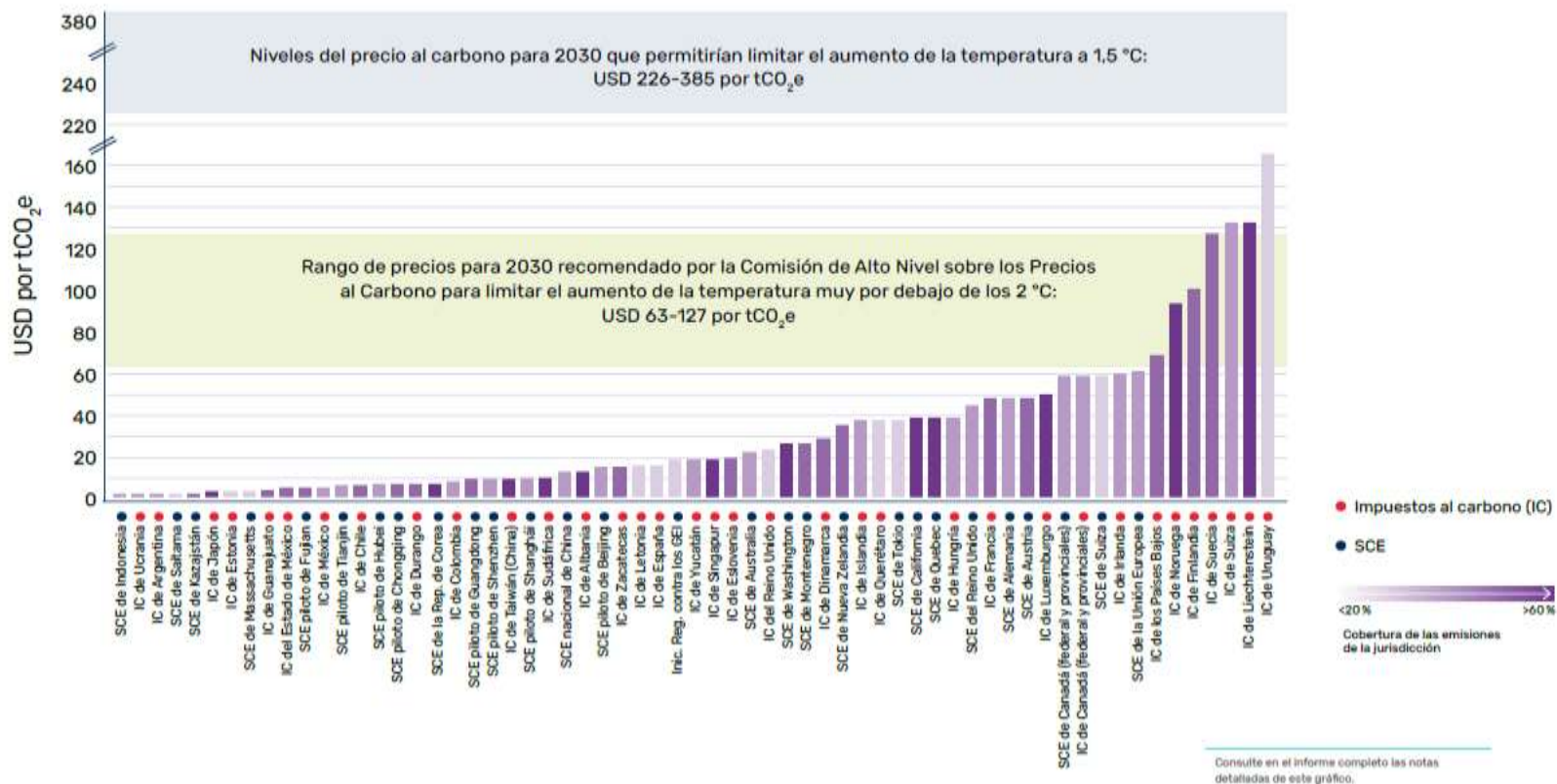
Luego de tener una Línea Base, la empresa puede invertir en proyectos de reducción o eliminación de emisión de CO<sub>2</sub>e. Estos proyectos deben ser certificados por estándares internacionales reconocidos, como el Verified Carbon Standard (VCS) o el Gold Estándar. Es así que una vez certificados, los bonos pueden ser vendidos en el mercado.

Asimismo, tomando como referencia bonos de carbono emitidos por empresas que operan en el Perú, se estima que en los proyectos de energía renovables actualmente puedan generar entre \$3 y \$8 USD por tCO<sub>2</sub>e. Oportunidades para Empresas en Perú a través de la Venta de Bonos de Carbono (2025, febrero 20).

Sin embargo, como se aprecia en la siguiente imagen, la mayor cantidad de precios actuales en el mundo, se encuentran por debajo de los precios que se debe alcanzar al 2030 para limitar el aumento de temperatura por debajo de los 2°C (USD 63-127 por tCO<sub>2</sub>e).

Figura 18 Precios del carbono

PRECIOS Y COBERTURA DE LOS SCE Y LOS IMPUESTOS AL CARBONO, AL 1 DE ABRIL DE 2024



Nota: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento / Banco Mundial (2024). Estado y tendencias de Precio del carbono. (p.25)

## **2.9 Almacenamiento del hidrógeno**

El hidrógeno es un combustible con una elevada energía específica o energía por unidad de masa, pero presenta una baja densidad de energía o energía por unidad de volumen con respecto a otros combustibles. Como consecuencia, para proporcionar energía a procesos de alta demanda se precisan enormes volúmenes de hidrógeno en condiciones estándar. Este problema es especialmente relevante para su aplicación en el sector del transporte. Por ello, se van a presentar 2 alternativas para almacenar la mayor cantidad de hidrógeno en el menor volumen posible, teniendo en cuenta que el estudio que realizamos está orientado al uso de Hidrogeno en una planta Industrial:

- Hidrógeno en estado líquido.
- Hidrógeno comprimido (Gaseoso).

En cualquier caso, se debe tener presente que el hidrógeno es el gas menos denso y la sustancia conocida con el segundo punto de ebullición más bajo tras el helio, lo que dificulta enormemente su almacenamiento. Aguado Molina, R., Casteleiro Roca, J. L., & Jove Pérez, E. (2021).

### ***2.9.1 Almacenamiento líquido***

Licuar el hidrógeno requiere enfriarlo a menos de  $-252\text{ }^{\circ}\text{C}$ , lo que incrementa su costo en 1 USD por kilogramo debido a la necesidad de aislamiento y refrigeración. Aunque este proceso es más energético que la presurización, con una eficiencia del 70%, ofrece la ventaja de almacenar el doble de energía en el mismo volumen en comparación con el hidrógeno comprimido.

El hidrógeno líquido presenta una densidad gravimétrica y energética muy superior a la del hidrógeno en estado gaseoso. La licuefacción del hidrógeno logra reducir su volumen mucho más que la compresión, superándose la mayoría de los problemas relacionados con el peso y tamaño de los depósitos de almacenamiento de hidrógeno gaseoso. No obstante, el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es inferior a  $-240\text{ }^{\circ}\text{C}$ , y alcanzar estas temperaturas criogénicas incorpora bastante complejidad al proceso. (Aguado Molina et al., 2021)

El proceso criogénico de licuefacción más extendido es el ciclo Linde o ciclo de expansión de Joule-Thompson, consta de 4 etapas:

- Etapa 1: El hidrógeno gaseoso atraviesa un compresor, que aumenta su presión a temperatura ambiente.
  - Etapa 2: El hidrógeno gaseoso se enfría en un intercambiador de calor hasta alcanzar la temperatura correspondiente al punto de ebullición del nitrógeno ( $-196^{\circ}\text{C}$ ).
  - Etapa 3: El hidrógeno gaseoso se hace pasar por una válvula de estrangulación en la que, al expandirse a entalpía constante, se condensa generando hidrógeno líquido que se extrae del ciclo.
  - Etapa 4: El hidrógeno gaseoso remanente se recircula y se calienta en el intercambiador de calor a contracorriente antes de entrar de nuevo en el compresor.
- (Aguado Molina et al., 2021)

**Figura 19** Almacenamiento de hidrógeno líquido



Nota: Almacenamiento líquido H<sub>2</sub> - SynerHy

### **2.9.2 Almacenamiento Comprimido Gaseoso.**

Este método es el más económico y sencillo para almacenar hidrógeno, con un costo adicional de 0.3 USD por kilogramo y una eficiencia de hasta el 91% a presiones de 700

bar. No obstante, almacena menos hidrógeno y, a mayores presiones, los tanques requieren más grosor, lo que aumenta el peso del sistema de transporte.

Una vez presurizado, el hidrógeno se almacena en depósitos cilíndricos similares a los utilizados para el almacenamiento de gas natural comprimido. La mayoría de estos depósitos tienen una estructura cilíndrica con casquetes esféricos en los extremos. En uno de los extremos se incorporan válvulas para permitir y regular el flujo saliente o entrante del hidrógeno, así como dispositivos de descompresión con orificios de venteo. Estos dispositivos se fabrican con materiales de alta resistencia para asegurar su durabilidad, aunque su diseño aún no está totalmente optimizado, ya que tienen un gran volumen y todavía presentan algunos problemas de seguridad. A causa de los problemas derivados de la utilización del hidrógeno a presiones tan elevadas, los requerimientos mecánicos y estructurales del depósito deben ser muy estrictos. Por ello, los depósitos actuales se fabrican con materiales compuestos de fibras de vidrio, fibras de carbono y aluminio, que se clasifican de acuerdo con su composición.

A pesar de que el precio de los materiales compuestos es superior al del acero, su utilización en la fabricación de los depósitos de hidrógeno permite aumentar la densidad energética como consecuencia del aumento de la presión de trabajo, así como evitar la fragilización del acero y disminuir el peso total del sistema. Aunque que el peso exacto de los depósitos depende del fabricante, en términos generales un depósito 100 litros de capacidad de Tipo 1 pesa unos 100 kg, un depósito de tipo 2 pesa aproximadamente 65 kg y un depósito de tipo 3 pesa alrededor de 30 kg. Esta es la principal razón por la que los depósitos de tipo 3 son los más utilizados actualmente para el almacenamiento de hidrógeno en aplicaciones móviles. La gran resistencia de los depósitos de tipo 3 se debe a su proceso de fabricación mediante el embobinado del material compuesto con fibras de alta resistencia dispuestas alrededor de su capa interior metálica. (Aguado Molina et al., 2021)

**Tabla 4** Clasificación de los depósitos para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado

Tipo	Descripción	Peso/capacidad (kg/L)	Presión (bar)
Tipo 1	Depósito cilíndrico de acero o aluminio.	1,0–1,5	200
Tipo 2	Depósito metálico inoxidable parcialmente embobinado con fibra de carbono.	0,65–1,30	350
Tipo 3	Depósito metálico inoxidable totalmente embobinado con fibra de carbono.	0,30–0,45	350
Tipo 4	Depósito de polímero (p.ej., HDPE) totalmente embobinado con fibra de carbono.	0,30–0,45	700

Nota: Aguado Molina et al., 2021.

## 2.10 Transporte del hidrógeno

Existen métodos para transportar el hidrógeno, dada su baja densidad representa una alta complejidad. Un transporte tradicional conseguiría mover cantidades insuficientes de hidrógeno; por lo tanto, se requiere perfeccionar los mecanismos de transporte más especializado y combinarlo con los métodos de almacenamiento descritos.

### 2.10.1 Tuberías

Una solución sencilla para el transporte de hidrógeno es inyectarlo en las redes de gas natural existentes, con porcentajes bajos entre 10% y 20%. Esta práctica ya se ha implementado globalmente sin requerir modificaciones significativas en la infraestructura, salvo en los puntos de inyección y retiro donde es necesario separar los gases. Aunque este método reduce la cantidad de gas natural transportado, no afecta significativamente el suministro, siempre y cuando los porcentajes de hidrógeno sean bajos, ya que su baja densidad limita la capacidad de compensar la reducción de gas natural.

Sin embargo, este enfoque presenta problemas en tuberías de acero debido al fenómeno de embrittlement, que causa pequeñas fugas de hidrógeno a través del material. Este riesgo aumenta con mayores porcentajes de hidrógeno y presiones operativas, pero puede mitigarse utilizando tuberías más gruesas o hechas de materiales que eviten este fenómeno, como polímeros sintéticos. Alternativamente, se pueden construir tuberías dedicadas

exclusivamente al hidrógeno, diseñadas para soportar altas presiones y flujos mayores, lo que permite un transporte más eficiente y competitivo en comparación con el gas natural o incluso la red eléctrica.

### ***2.10.2 Traslado de contenedores***

Aunque los gases suelen transportarse por tuberías, la baja densidad del hidrógeno sugiere buscar alternativas como la licuefacción, permitiendo su transporte en camiones o trenes similares a los usados para combustibles líquidos. Sin embargo, incluso en estado líquido, el hidrógeno almacena menos energía que otros combustibles, lo que podría no ser la opción más eficiente. Para hacer competitivo al hidrógeno, una estrategia es usar métodos de producción libres de carbono, lo que ofrece beneficios económicos por la descarbonización, equilibrando los costos adicionales de la infraestructura necesaria.

Otra alternativa es almacenar hidrógeno en hidruros metálicos, que son aleaciones sólidas estables que pueden transportarse por medios tradicionales. Al llegar al destino, el hidrógeno se libera y la aleación vacía se devuelve a las plantas de producción para reiniciar el ciclo. Aunque este método requiere una logística más compleja que los combustibles tradicionales, la versatilidad del hidrógeno y los beneficios ambientales pueden hacer de esta opción una solución competitiva y atractiva, dependiendo de la demanda y la regulación.

### ***2.10.3 Traslado en forma de Amoníaco***

El hidrógeno verde o azul producido se combina con nitrógeno atmosférico mediante el proceso Haber-Bosch, que opera a alta presión y temperatura, generando amoníaco. Esto no solo permite la producción de un compuesto que puede ser transportado más fácilmente, sino que también contribuye a la descarbonización al utilizar fuentes de energía limpias en su producción (Iberdrola, 2023).

Una de las principales ventajas de transportar el hidrógeno en forma de amoníaco es su menor costo y complejidad en comparación con otras opciones. A diferencia del hidrógeno gaseoso, que debe ser comprimido o licuado para su transporte, el amoníaco

puede ser almacenado a temperaturas y presiones mucho más moderadas (-33 °C y 11.72 bar). Esto facilita su manejo y reduce los costos asociados con su almacenamiento y transporte marítimo. Además, el amoníaco tiene una densidad energética mayor que el hidrógeno, lo que significa que se puede transportar más energía en un volumen dado (Fundación Naturgy, 2024).

Sin embargo, el uso de amoníaco como portador de hidrógeno no está libre de dificultades. Uno de los principales inconvenientes es su toxicidad, que requiere medidas de seguridad adicionales durante el transporte y almacenamiento. Además, aunque el amoníaco es un compuesto ampliamente utilizado y comercializado, la reconversión a hidrógeno en el destino final puede implicar costos adicionales y complejidades técnicas (Genia Bioenergy, 2024).

En términos logísticos, el amoníaco presenta una infraestructura ya desarrollada para su manejo y distribución a nivel internacional. Esto incluye terminales de carga y recepción que pueden ser utilizadas para facilitar el comercio global del amoníaco. La capacidad existente para manejar este compuesto reduce significativamente los costos iniciales asociados con la creación de nuevas infraestructuras para el transporte del hidrógeno en su forma gaseosa o líquida (Good New Energy, 2024).

#### ***2.10.4 Generación in-situ***

Generar hidrógeno en el lugar de demanda o en sus cercanías podría reducir o eliminar la necesidad de transportarlo, dependiendo de la escala de producción. Este enfoque es similar a la generación distribuida de electricidad, compartiendo desafíos como la disponibilidad de recursos y la factibilidad técnica o geográfica para instalar plantas en sitios con alta demanda.

Asimismo, “al igual que en años anteriores, la demanda de hidrógeno en las refinerías se satisfizo principalmente con la producción in situ a partir de combustibles fósiles sin control (45%) y la producción secundaria de diferentes operaciones (más del 35%), como el reformado catalítico de nafta. El resto (cerca del 20%) se obtuvo externamente como

hidrógeno comercial y se produjo principalmente a partir de combustibles fósiles sin control. Siendo que el hidrógeno comercial se refiere al hidrógeno que se compra a productores externos que luego lo entregan a los usuarios finales, normalmente mediante transporte en camión o utilizando redes de hidrógeno regionales de propiedad privada. En el caso de las refinerías, el hidrógeno comercial se produce normalmente en plantas muy cercanas a la refinería, y a veces incluso en el mismo lugar, pero en plantas operadas por otra empresa, dado que el hidrógeno no es un producto global en la actualidad.” (International Energy Agency [IEA], 2024, p.29)

## **2.11 Legislación en Perú sobre el uso/producción Hidrogeno**

Actualmente el Perú cuenta con la siguiente legislación respecto al hidrógeno:

“El plan nacional de hidrógeno verde tiene por objetivo principal definir una hoja de ruta entre el 2023 y 2030 que permita el despliegue de una industria sostenible del hidrógeno verde y sus derivados, a través de acciones coordinadas entre las distintas carteras de Gobierno y organismos relacionados, en concordancia con las iniciativas regionales y locales. La construcción de este Plan busca contribuir con la descarbonización energética nacional para alcanzar la meta legal de ser un país carbono neutral y resiliente antes del 2050, y promover una economía nacional industrializada con la apertura a los mercados internacionales en la exportación de hidrógeno y derivados, mediante una reconversión productiva y laboral en los distintos territorios del país, en el contexto de una transición energética acelerada y justa, acompañando el recambio de industrias contaminantes hacia industrias sostenibles, en beneficio de la sociedad y en armonía con el medio ambiente y el territorio. (United Nations, 2024).

Ley de fomento del hidrógeno verde (Ley N° 31992) del 23 de abril de 2024, cuyo objeto es “fomentar la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético, en sus diferentes aplicaciones, para el aprovechamiento y utilización en la matriz energética nacional a fin de mejorar la calidad de vida de la población como resultado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), coadyuvando al cumplimiento de la

Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) del país”. Ley de fomento de hidrógeno verde (2024).

## **2.12 Oportunidades y desafíos en Perú**

Durante una entrevista que se realizó al equipo de H2 Perú, Asociación Peruana de Hidrógeno, empresa sin fines de lucro que busca intercambiar visiones, experiencia e identificación de oportunidades sobre el desarrollo de la industria de hidrógeno verde, se plantearon oportunidades y desafíos tanto en el sector privado como público.

- a. Independencia energética: La producción de hidrógeno verde utilizando energía renovable local puede disminuir la dependencia de combustibles fósiles y fortalecer la autonomía energética de países y regiones.
- b. Impulso a la Innovación y Empleo: La transición de la economía del hidrógeno verde impulsa la innovación en producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno, creando empleos en nuevas industrias y fomentando el crecimiento económico.
- c. Nuevas oportunidades de negocio: El aumento en la demanda de hidrógeno verde genera oportunidades para nuevos negocios y proyectos en energías limpias, abarcando la construcción de infraestructura y el avance en tecnologías de pilas de combustible y aplicaciones en sectores específicos.
- d. Descarbonización de Sectores Industriales: El hidrógeno verde permite descarbonizar sectores industriales como el acero, cemento y productos químicos, al sustituir procesos basados en combustibles fósiles, logrando una notable reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## **CAPITULO III: USO DEL HIDRÓGENO EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CEMENTO DONDE GENERA MAYOR IMPACTO EN LA REDUCCIÓN DE CO<sub>2</sub>**

Como antes se mencionó, el proceso de producción de Clinker es el mayor responsable de las altas emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2eq</sub>) en una planta cementera. Siendo que la producción del Clinker se divide en 02 procesos: 1) Proceso de combustión para los hornos, por el cual se genera el 40% de las emisiones de CO<sub>2eq</sub> y 2) Proceso de clinkerización, en el cual se dan las reacciones químicas que generan el 60% de las emisiones de CO<sub>2eq</sub>. En ese sentido, a continuación, evaluaremos ambos procesos con el fin de determinar en cuál el uso de hidrógeno tiene mayor impacto en la reducción de CO<sub>2eq</sub>.

### **3.1 Uso del hidrógeno como combustible para los hornos**

Para reducir las emisiones de GEI producidos por la combustión de combustibles en los hornos, el método más fiable es modificar la mezcla de los combustibles. Pero se debe tener en cuenta que esta modificación de la mezcla de combustibles no altere el equilibrio para mantener las condiciones de combustión en el horno cercanas a las del carbón, o al menos que no afecte la calidad del cemento. Tal es el caso que, si utilizará un alto contenido de biomasa en la mezcla de combustibles, esta elevaría el contenido de humedad, ocasionando una reducción de la temperatura máxima en el horno y posiblemente no se alcanzaría la temperatura necesaria para la formación de ciertos minerales. (Domingues et al., 2024).

Agregar H<sub>2</sub> a la mezcla de combustibles ayuda en primer lugar a descarbonizar el proceso, ya que este es un combustible que sólo libera agua al quemarse, y en segundo lugar, mejora la combustión, haciéndola más completa. Estos beneficios se consiguen gracias al alto contenido energético, la temperatura de combustión y la velocidad del H<sub>2</sub>, lo que incrementa la eficiencia del combustible, generando menos carbono para formar otros contaminantes como CO y NO<sub>x</sub>, reduciendo el consumo de combustible. (Domingues et al., 2024).

Si consideramos utilizar hidrógeno para el 5% de la energía térmica necesaria para el funcionamiento del horno y derivados del petróleo como el coque de petróleo para cubrir el 95% de las necesidades térmicas del horno, entonces el H<sub>2</sub> representaría el 1,2% en peso o el 99,2% en volumen de la composición de combustible. (Domingues et al., 2024).

Teniendo en cuenta una cementera de 3.000 toneladas de clínker por día podría producir 4.225 toneladas de cemento por día. Esto supondría 2.450 toneladas de dióxido de carbono por día (tCO<sub>2</sub>/día), esto asumiendo la relación de 0,58 toneladas de CO<sub>2</sub> por tonelada de cemento. (Domingues et al., 2024).

Ahora, suponiendo una mezcla de combustibles de 5% de H<sub>2</sub> + 95% de carbón, se conseguiría una reducción de emisiones en 49 tCO<sub>2</sub>/día, asumiendo los beneficios para la eficiencia energética del proceso. Pero si se considera un mejor escenario, considerando en la mezcla de combustibles, utilizar sólo algo de carbón como combustible de corrección para lograr un control preciso de las temperaturas necesarias. Entonces, si consideramos 5% de H<sub>2</sub> + 65% de combustible sólido recuperado (CSR) + 30% de coque de petróleo, se reduce las emisiones del proceso a 686 tCO<sub>2</sub>/día. Entonces, el resultado de reducción de emisiones estaría entre 49 y 686 tCO<sub>2</sub>/día (esto considerando cero emisiones por generar hidrógeno, de lo contrario habría que considerar 39 tCO<sub>2</sub>/día adicional de emisión). (Domingues et al., 2024).

La eficacia del hidrógeno en la mezcla del combustible dependerá de los demás componentes de la mezcla, pero si la temperatura es cercana o ligeramente superior a las condiciones normales de funcionamiento, no debería plantear complicaciones. (Domingues et al., 2024).

Ahora bien, el horno, el componente más crítico en la producción del cemento, está formado por una carcasa cilíndrica con una longitud de 60 a 200 metros y un diámetro de 3 a 9 metros. En su interior se utilizan ladrillos refractarios para reducir las pérdidas de calor al medio ambiente y proteger la carcasa de acero de la deformación debido a las muy altas temperaturas de funcionamiento. (Juangsa et al., 2022).

Dada la importancia de los hornos en la industria cementera, estos están diseñados para tener una larga vida útil (40-80 años), ya que actualizarlos o reemplazarlos es costoso y toma mucho tiempo. Sin embargo, los ladrillos refractarios deben reemplazarse periódicamente (1 a 3 años). (Pisciotta et al., 2022).

Cabe anotar que, en términos de propiedades de combustión, el H<sub>2</sub> tiene una velocidad de combustión laminar mucho mayor (3,51 m/s) en comparación con los combustibles de hidrocarburos, como metano (0,38 m/s) y propano (0,445 m/s). La mencionada velocidad laminar representa varias características de la combustión, como la difusividad, la reactividad y la exotermicidad del combustible. Por lo que para el uso de H<sub>2</sub> como combustible se requiere cambiar de quemadores con otra configuración y también puede ser necesario una modificación al diseño del horno para mantener el tiempo de residencia del clínker en el horno. (Juangsa et al., 2022).

En el mismo sentido que lo mencionado en el párrafo anterior, al quemarse el H<sub>2</sub> a temperaturas más altas y tener una velocidad de llama más alta que los actuales combustibles utilizados en este sector, podrían alterar las características de los materiales y las configuraciones de los quemadores para los hornos. Las llamas de hidrógeno arden de forma diferente a las llamas alimentadas con combustibles fósiles. Ahora, al cambiar la configuración del quemador a una que promueva una llama de difusión, se generan NO<sub>x</sub> adicionales. (Pisciotta et al., 2022).

Adicional a lo antes mencionado, de lo consultado a profesionales especializados de la empresa cementera del sur del Perú (YURA S.A.), indicaron que por los mismos inconvenientes mencionados en los párrafos precedentes, en un futuro inmediato no se tiene planificado utilizar hidrógeno como combustible, y que lo más próximo a ello, es utilizarlo en un porcentaje de 0,7%, de la mezcla de combustible, esto con el objeto de no dañar el horno y que no se afecte la calidad del clínker. Asimismo, indicaron que, con ese porcentaje de hidrógeno, la reducción de emisiones no es relevante debido a la poca cantidad en la que se podría reducir las emisiones de CO<sub>2eq</sub>.

### **3.2 El uso de hidrógeno en el proceso de producción de clínker**

La implementación de tecnologías que permiten el uso del hidrógeno durante la producción del Clinker genera una disminución significativa de las emisiones asociadas con este proceso. Según Commodity Inside, los nuevos métodos pueden reducir las emisiones hasta en un 50% al optimizar el ciclo productivo mediante el uso de hidrógeno (Hidrógeno Verde, 2023). Esto no solo contribuye a cumplir con las metas climáticas globales, sino que también mejora la sostenibilidad económica al reducir costos relacionados con las emisiones. (Hidrógeno Verde, 2023).

**Mejora de las Reacciones Químicas:** La adición de hidrógeno al proceso de clinkerización puede mejorar las reacciones químicas necesarias para la formación del clínker. El hidrógeno puede actuar como un agente reductor, facilitando la conversión de óxidos metálicos presentes en las materias primas del cemento. Esto optimiza la formación de compuestos esenciales, como el silicato de calcio, que son fundamentales para las propiedades mecánicas y durabilidad del cemento (Zhang et al., 2022).

**Reducción de Emisiones de CO<sub>2</sub>:** Una de las ventajas más significativas del uso de hidrógeno en el proceso de clinkerización es su capacidad para reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Al utilizar hidrógeno como parte del gas de síntesis, se pueden minimizar las emisiones generadas durante la calcinación, ya que el hidrógeno no produce CO<sub>2</sub> al reaccionar (López et al., 2023)

**Optimización del Uso del Carbono:** La inyección de hidrógeno también puede optimizar el uso del carbono presente en los materiales. Al reaccionar con otros compuestos en el horno, el hidrógeno puede ayudar a formar productos intermedios que son más útiles para la producción del clínker. Esto no solo mejora la eficiencia del proceso, sino que también puede reducir la cantidad total de materia prima necesaria (García et al., 2021).

### **3.3 Rango internacional costos de Hidrogeno**

En el presente acápite vamos a mostrar el LCO H2 verde y azul. Información extraída basado en rangos de ratios internacionales, puesto que los avances en esta tecnología se realizan en el exterior.

Evidenciándose una tendencia decreciente en el LCO H2 del Hidrógeno Verde, sin embargo, actualmente es considerablemente mayor que LCO H2 del Hidrógeno Azul ( $3 < \text{LCOH}_2 \text{ del H}_2 \text{ Verde} < 7.5$  y  $0.9 < \text{LCOH}_2 \text{ del H}_2 \text{ Azul} < 2.0$ ). (KPMG, 2022).

Basándonos en esta información nosotros hemos decidido evaluar la implementación del proyecto usando H2 Azul.

En la posterior evaluación económica de nuestro proyecto encontraremos el valor del LCO H2 azul (Según la capacidad de planta requerida).

### **3.4 Hidrógeno Azul**

A medida que la infraestructura y la tecnología avanza el desarrollo de, hidrógeno azul, obtenido a partir de metano mediante el reformado por vapor o autotérmico complementado con CCUS (Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés) , permite motivar el desarrollo de un camino de tránsito al uso del hidrogeno como vector energético, el hidrogeno verde actualmente por sus altos costos comparados con el hidrogeno azul, con este último producto se logra la viabilidad económica y ambiental. Además, fomenta la investigación, el desarrollo tecnológico y el uso del hidrógeno como energía.

A medida que los cambios climáticos y los objetivos globales referentes a la reducción de carbono incentivan el uso de hidrogeno como vector energético, se van desarrollando diversos métodos de producción de hidrogeno, cada uno con la complejidad de su tecnología, si bien es cierto el hidrogeno verde es el ideal para un desarrollo sostenible con cero emisión de CO<sub>2</sub>, las posibles barreras de desarrollo tales como económicas, tecnológicas y de escalabilidad que presentan actualmente, generan el observar con una

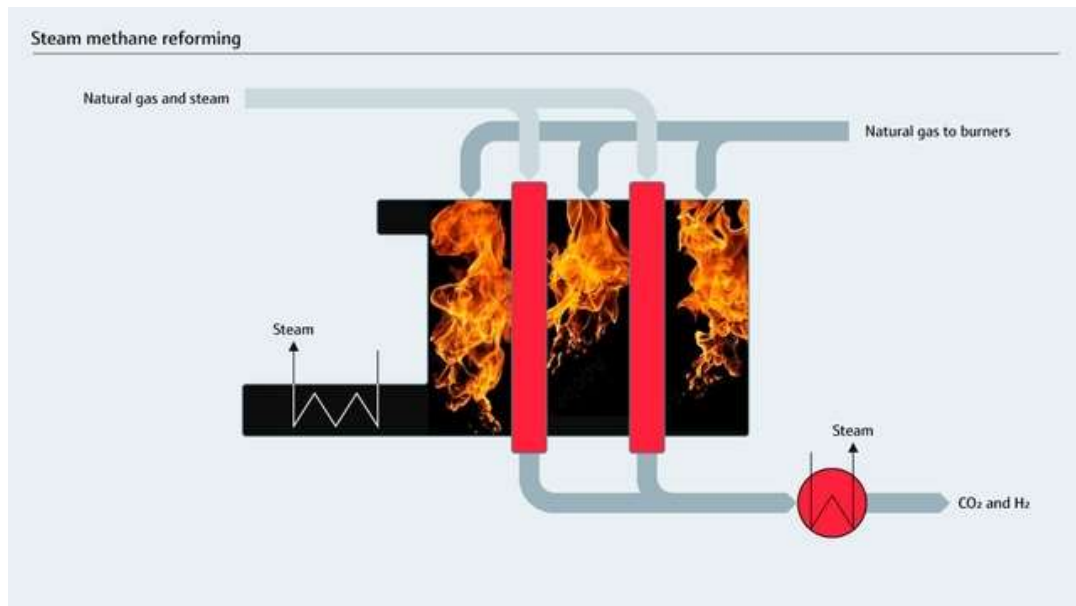
amplitud mayor el desarrollo del hidrógeno como vector energía e ir desarrollando alternativas de otros colores, para tener un mejor desarrollo de uso de este sector energético.

### 3.4.1 Reformado de Metano por Vapor – SMR

El reformado de metano por vapor (SMR) es un proceso termoquímico consolidado en el cual una fuente de metano, como el gas natural, reacciona con vapor a alta temperatura, generalmente entre 3 y 25 bar (43,5-363 psi), en presencia de un catalizador. Este método se utiliza desde hace tiempo en industrias de refinado, fabricación de fertilizantes y producción de metanol. (Endress+Hauser, 2023)

Esta reacción produce un gas de síntesis, una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. A continuación, una reacción de desplazamiento de agua-gas (WGS) convierte el monóxido de carbono en más hidrógeno, produciendo dióxido de carbono y una pequeña cantidad de monóxido de carbono como subproductos. (Endress+Hauser, 2023)

Figura 20 SMR en la unidad de reformado

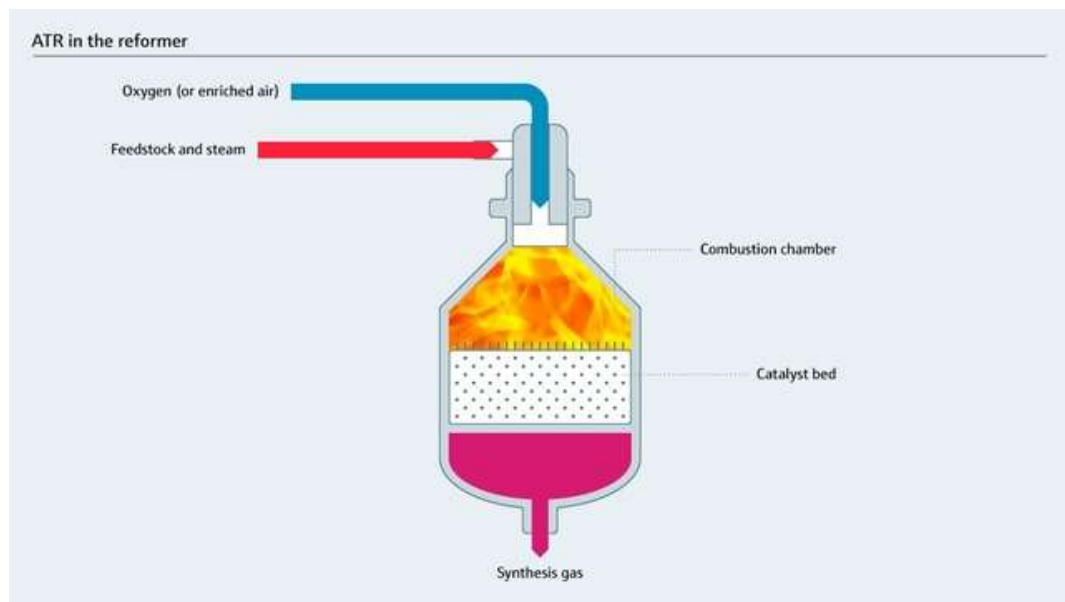


Nota: Endress+Hauser, 2023

### 3.4.2 Reformado Autotérmico - ATR

El reformado autotérmico (ATR) es un método más reciente, indicado especialmente para producir hidrógeno a gran escala. Si bien el equipo necesario para generar las reacciones requiere una mayor inversión de capital, este método favorece una captura de carbono más eficiente. Esto se debe a la dosificación controlada de oxígeno en la unidad de reformado, que reduce la producción de monóxido de carbono y genera una corriente de dióxido de carbono más pura en comparación con el proceso de SMR. (Endress+Hauser, 2023)

Figura 21 ATR en la unidad de Reformado



Nota: Endress+Hauser, s.f.

### 3.4.3 ATR en la unidad de reformado

Asimismo, como el ATR oxida parcialmente el metano con oxígeno para producir gas de síntesis, no es necesario recurrir a una fuente de calor externa. Al igual que en el SMR, una reacción WGS maximiza el rendimiento de hidrógeno. (Endress+Hauser, 2023)

La elección entre el SMR y el ATR para producir hidrógeno azul depende de una evaluación detallada de varios factores, entre los que se incluyen, entre otros:

- Escala de producción deseada

- Pureza de hidrógeno requerida
- Composición del gas natural que se utiliza como materia prima
- Acceso a capital
- Costes de operación previstos
- Panorama económico global o regional

#### ***3.4.4 Reservas de Gas natural***

En el 2014 las reservas probadas de gas natural eran de 14,6 trillones de pies cúbicos (TFC) lo cual han disminuido en los últimos años. En 2023, las reservas probadas eran de 7,8 TFC lo que representa una disminución del 46% respecto del 2014. Al ritmo de consumo actual, se estima que estas reservas duren poco más de 15 años (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2023).

A pesar de esta disminución, Perú sigue siendo el segundo país con mayores reservas de gas natural en Centro y Sudamérica. El mayor volumen de reservas probadas se encuentra en la selva sur del país, específicamente en los lotes 88, 56 y 57 (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2022).

La inversión en exploración de nuevos yacimientos ha sido limitada. En 2022, las inversiones en exploración de gas natural ascendieron a solo 2 millones de dólares, lo que representa una disminución del 35% respecto al año anterior. Esta falta de inversión en exploración ha resultado en una escasa perforación de pozos confirmatorios y exploratorios, con solo dos realizados en los últimos tres años. Esta situación pone en riesgo la reposición de reservas y la sostenibilidad del suministro a largo plazo (Perú Energía, 2023).

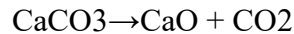
Los expertos han advertido sobre la necesidad de inversión en exploración para asegurar la reposición de las reservas agotadas. Además, se ha observado que las centrales térmicas son los principales consumidores de gas natural en el país, representando el 50% del consumo total, seguidas por los sectores industrial y comercial (Gerens, 2023).

En agosto de 2024, el Ministerio de Energía y Minas anunció el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural al sur de Camisea. Aunque los detalles específicos sobre la magnitud de estas reservas no fueron proporcionados, este hallazgo podría contribuir a incrementar y mejorar la disponibilidad de gas actual en el país (Diario Gestión, 2023).

## **CAPITULO IV: CANTIDAD DE HIDRÓGENO UTILIZADA EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE CEMENTO**

### **4.1 La Descarbonatación de la Caliza**

La piedra caliza, compuesta mayormente por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), se somete a temperaturas superiores a los  $900\text{ }^\circ\text{C}$  en el horno rotatorio. En este punto, ocurre la siguiente reacción química:



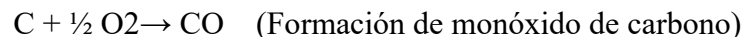
Aquí, el carbonato de calcio se descompone en óxido de calcio ( $\text{CaO}$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), que es liberado a la atmósfera del horno. Este proceso es fundamental para la formación del clínker, el material base del cemento. (González, Martínez, & Suárez, 2018)

Este  $\text{CO}_2$  liberado es el que se quiere disminuir o eliminar en el futuro.

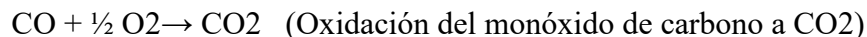
### **4.2 Petcoke o Carbón Pulverizado en la generación de $\text{CO}_2$**

El petcoke y el carbón pulverizado contienen una alta proporción de carbono, el cual, al arder en presencia de oxígeno, genera monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) (González, Martínez, & Suárez, 2018)

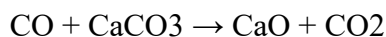
1. Combustión parcial del carbono:



2. Combustión completa del carbono:



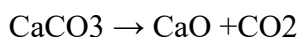
Cuando la combustión no es completa y hay presencia de  $\text{CO}$  en el horno, este monóxido de carbono puede reaccionar con el oxígeno presente en la estructura del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), contribuyendo a su descomposición y favoreciendo la formación de óxido de calcio ( $\text{CaO}$ ) y la liberación de más  $\text{CO}_2$  (González, Martínez, & Suárez, 2018).



Esto implica que el CO generado por la combustión del petcoke o el carbón pulverizado puede actuar como un agente reductor transitorio, ayudando a la liberación de oxígeno desde la estructura del carbonato de calcio. (González, Martínez, & Suárez, 2018)

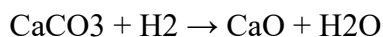
### **4.3 El Hidrógeno (H<sub>2</sub>) Reemplazando al Carbono en la Reducción del CaCO<sub>3</sub>**

A condiciones normales, la reacción tradicional es:



Esta es una reacción endotérmica, lo que significa que el calor del horno rompe los enlaces en el carbonato de calcio y libera CO<sub>2</sub>. El problema principal no es la temperatura, sino la reactividad del hidrógeno en este contexto. (Cienciabit, 2019)

Si el hidrógeno actuara como un agente reductor fuerte, buscaría reaccionar con el oxígeno de la piedra caliza para formar agua en lugar de CO<sub>2</sub>. La reacción hipotética sería:



Sin embargo, esta reacción no es espontánea porque el hidrógeno no tiene suficiente afinidad para “extraer” el oxígeno del CaCO<sub>3</sub> a temperaturas normales. Pero dado que estamos en un entorno a 1400-1450°C, sí podríamos explorar mecanismos en los que el H<sub>2</sub> se vuelva más reactivo. (Cienciabit, 2019)

#### ***4.3.1 Condiciones necesarias para el H<sub>2</sub> como agente reductor.***

Para que el H<sub>2</sub> actúe como agente reductor en este proceso, se deben cumplir ciertas condiciones clave, (Cienciabit, 2019)

- A más de 1400°C, la energía térmica es suficiente para debilitar los enlaces en la piedra caliza. En estos rangos, la presencia de un gas reactivo como el hidrógeno podría modificar el comportamiento de la reacción. (Cienciabit, 2019)
- Si se introduce una alta presión de H<sub>2</sub>, se puede favorecer la reacción con el oxígeno del carbonato, evitando la liberación de CO<sub>2</sub>. En procesos metalúrgicos, el

hidrógeno a alta presión se usa para reducir óxidos metálicos a temperaturas similares. (Cienciabit, 2019)

- Elementos como níquel (Ni), platino (Pt) o paladio (Pd) pueden facilitar la reacción del H<sub>2</sub> con el oxígeno del CaCO<sub>3</sub>. Algunos estudios en la metalurgia han demostrado que estos catalizadores pueden favorecer la reducción de óxidos con H<sub>2</sub> en lugar de carbono. (Cienciabit, 2019)

#### 4.4 Cantidad de Hidrógeno utilizado como agente reductor.

Para definir la cantidad de hidrógeno utilizado para reemplazar un porcentaje de carbón utilizado en la reacción de clinkerización en el horno es necesario conocer la capacidad de planta medida en Toneladas métricas de Clinker por día.

La capacidad de la planta de la empresa cementera ubicada en el sur del Perú en la que se basa este estudio es de 8000 toneladas métricas de Clinker por día. (Gestión, 2021).

La cantidad de carbón utilizado por tonelada métrica de Clinker producido varía según las características técnicas de la planta cementera, de igual forma el porcentaje de carbón que se utiliza para la reacción en el horno es un parámetro propio de cada operación. Este estudio considera la información típica de una planta cementera en el Sur del Perú.

El porcentaje de carbón, que se utiliza en la reacción de clinkerización, que vamos a reemplazar por hidrógeno es un valor subjetivo definido por el equipo tesista.

**Tabla 5** Clasificación de los depósitos para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso presurizado

<b>Datos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Capacidad diaria de producción de Clinker (cementera en el sur del Perú)	8,000	TMD
Carbón utilizado para la Combustión	98%	
Carbón utilizado para la Reacción	2%	
Poder Calorífico del Carbón	33,069	BTU/Kg

Poder Calorífico del Hidrógeno	113,738	BTU/Kg
Kg Carbón utilizado /Tm Clinker producido	13%	
Carbón reemplazado por Hidrógeno	10%	

Nota: Elaboración Propia

Las 8,000 Toneladas métricas diarias de Clinker producido necesitan un 13% de Carbón (1,040 TMD de carbón), de los cuales un 2% se utilizarán en la reacción en el horno.

Este 2% representa 20,800 kg diarios de carbón de los cuales reemplazaremos el 10%, es decir, 2,080 kg).

Los 2,080 kg de carbón diarios a reemplazar representan, según el poder calorífico del carbón, 68,783,520 BTU.

Considerando el poder calorífico del hidrógeno (113,738 BTU/kg), los 68,783,520 BTU necesitan 604.75 kg de hidrógeno.

Con el factor de seguridad de 25%, necesitamos **756 kg de hidrógeno diario.**

## **CAPITULO V: DETERMINACION DEL IMPACTO AMBIENTAL**

La industria cementera, responsable de cerca del 8% de las emisiones globales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), enfrenta grandes retos para lograr la neutralidad de carbono hacia el año 2050. En este escenario, el hidrógeno surge como una opción innovadora con el potencial de reducir de manera significativa las emisiones generadas durante la producción de cemento. La incorporación de hidrógeno en los hornos ha demostrado ser una estrategia efectiva para disminuir el uso de combustibles fósiles y mejorar la eficiencia del proceso productivo. Este capítulo aborda los impactos ambientales asociados al uso del hidrógeno en esta industria, evaluando sus ventajas y los desafíos que aún deben superarse para su implementación a gran escala. (América Economía, 2024)

### **5.1 Huella de Carbono**

Es el principal indicador medioambiental que cuantifica las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generadas por las actividades de una empresa (LEANpio, 2022), para las empresas cementeras es crucial lograr certificaciones de mitigación del CO<sub>2</sub>, pues validan sus esfuerzos de sostenibilidad y reducción de emisiones.

Para calcular y certificar la huella de carbono se requieren ciertas definiciones y cálculos que cumplan con la normativa ISO 14069.

#### ***5.1.1 Definición de límites organizacionales***

Se debe establecer cuáles son las fuentes de emisión que se incluirán en el cálculo. Estos se clasifican en:

- a. Alcance 1: Emisiones directas de fuentes controladas por la empresa como combustión en calderas, hornos, vehículos.
- b. Alcance 2: Emisiones indirectas asociadas a la generación de electricidad.
- c. Alcance 3: Otras emisiones indirectas que pertenecen o son controladas por otras organizaciones.

### 5.1.2 *Recolección de datos*

Se debe recopilar toda la información sobre las actividades que generan emisiones, como el consumo de energía, materias primas utilizadas y los procesos productivos. Incluye los datos sobre el uso de combustibles fósiles y de electricidad.

### 5.1.3 *Aplicación de factores de emisión*

Estos factores son valores que indican la cantidad de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emitido por unidad de actividad. Se utilizan para convertir los datos recopilados en emisiones totales. Por ejemplo, si el consumo de electricidad es conocido, se multiplica por el factor correspondiente para obtener las emisiones asociadas.

### 5.1.4 *Cálculo de las emisiones*

La huella de carbono se calcula realizando la sumatoria de las emisiones del Alcance 1, el Alcance 2 y el Alcance 3:

$$\text{Huella de Carbo} = \text{Emisiones Alcance 1} + \text{Emisiones Alcance 2} + \text{Emisiones Alcance 3}$$

Si bien, el cálculo es la sumatoria, para cálculos que incluso se presentan en los Reportes de Sostenibilidad de la cementera YURA, se emplea solo los Alcances 1+2.

**Tabla 6** Actividades emisoras de GEI

<b>ALCANCE 1</b>	Consumo de combustibles en instalaciones fijas
	Consumo de combustibles en vehículos y maquinaria
	Fugas de gases fluorados de los equipos de climatización y/o refrigeración
<b>ALCANCE 2</b>	Consumo de electricidad y otras energías <sup>5</sup>

Nota: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2024

En nuestra tesis nos enfocaremos en parte del alcance 1, es decir en la huella de carbono medida en toneladas de CO<sub>2</sub> que evitaremos emitir al medio ambiente producto del reemplazo de una cantidad de carbón por hidrógeno.

Nuestra tesis no va a desarrollar el “Alcance 2”, consumo de electricidad y otras energías, debido que en la empresa Yura ya se está desarrollando un proyecto que abarca la implementación de paneles solares para generar energía eléctrica para autoconsumo, la potencia entregada por estos paneles solares será, máxima de 31 MW y una potencia nominal de 27 MW. Esta energía que se va a generar está destinada a usarse en el complejo industrial de Yura. Esta información se desprende de las reuniones sostenidas con la empresa.

La presente tesis no evalúa el alcance 3, por que la empresa con la que se desarrolló el presente proyecto no lo considera en su reporte anual de sostenibilidad.

El reemplazo del carbón por hidrógeno en la producción de cemento tiene el potencial de reducir significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Según el promedio del sector, al sustituir 1 kg de carbón por hidrógeno, se evita la emisión de aproximadamente 2.5 kg de CO<sub>2</sub>, ya que la combustión del carbón genera CO<sub>2</sub>, mientras que la combustión del hidrógeno no produce este gas de efecto invernadero (CEMEX, 2025).

Además, se estima que, debido a la mayor eficiencia del hidrógeno, se requieren solo alrededor de 0.33 kg de H<sub>2</sub> para reemplazar 1 kg de carbón. Esto implica que por cada kg de H<sub>2</sub> utilizado en lugar de carbón, se pueden evitar aproximadamente 7.5 kg de CO<sub>2</sub> (CEMEX, 2025)

En el capítulo 4 definimos que la cantidad de carbón a reemplazar es de 2,080 kg diarios lo cual se traduce en la utilización de 756 kg de hidrógeno diario.

Tomando el promedio de la industria de cemento en relación con la cantidad de CO<sub>2</sub> emitido por Kg de Carbón utilizado, así como la emisión de CO<sub>2</sub> evitado por cada kg de H<sub>2</sub> utilizado calculamos que la cantidad de CO<sub>2</sub> evitada en un rango de **5.2 TMD y 5,62 TMD**.

### ***5.1.5 Certificación de la huella de Carbono***

Para la obtención del certificado de mitigación de CO<sub>2</sub>, las empresas deben seguir un procedimiento que incluye:

- a. Verificación externa: un ente acreditado revisará los cálculos y datos proporcionados por la empresa para asegurar la precisión y cumplimiento de los estándares internacionales como la ISO 1064.
- b. Implementación de estrategias: se deben desarrollar planes para reducir las emisiones como mejoras de la eficiencia energética o transición al uso de fuentes renovables. (Yura S.A. & A2G Sostenibilidad y Cambio Climático, 2019)
- c. Registro y publicación: una vez que se verifica la huella de carbono y las estrategias que se han aplicado, se puede registrar en los programas como "Huella de Carbono Perú", donde se otorgan los diplomas y sellos según el nivel alcanzado en la gestión de emisiones

## CAPITULO VI: EVALUACIÓN ECONÓMICA

En capítulos anteriores hemos desarrollado el utilizar Hidrogeno Azul en la fase del proceso de producción de Clinker, como agente reductor.

La empresa donde se va a desarrollar el proyecto esta ubicada en el sur del país en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa.

El proyecto ha calculado la cantidad de carbón a reemplazar 759 TMA. Para lo cual vamos a necesitar construir una planta de producción de 276 TMA de hidrógeno azul.

En el presente capítulo vamos a realizar la evaluación económica de la construcción de la planta de Hidrogeno azul, el cual nos va a proporcionar el hidrogeno azul necesario que utilizaremos para reemplazar el uso de carbono en el proceso de Clinker.

### 6.1 Tasas de interés

Tabla 7 Tasas de interés empleadas

Tasa libre de riesgo	Rf	4.55%
Riesgo de mercado	Rm	11.79%
Premio de mercado	Rm - Rf	7.24%
Boa		0.55
Beta apalancado	B	0.78
Riesgo país	Rp	2.14%
Tasa impositiva	Tx	29.5%

Ke	12.35%
Kd	7%
We	0.62
Wd	0.38

WACC	9.56%
------	-------

Koa	10.66%
-----	--------

EF 2022		
Deuda	D	1,345,407,000
Patrimonio	C	2,231,826,000
Ratio D/C	D/C	0.60

Nota: Elaboración Propia

- Utilizaremos la metodología **CAPM** (Capital Asset Pricing Model) para el cálculo del **WAAC** y evaluar el rendimiento del proyecto.

- La tasa libre de riesgo la obtenemos como el rendimiento de los bonos americanos T-Bonds a 30 años.
- El riesgo de Mercado lo obtenemos como el rendimiento del índice S&P500.
- El Boa del sector lo obtenemos mediante benchmarking con las 20 empresas cementeras que cotizan en la bolsa de Nueva York.
- El Beta lo obtenemos apalancando el Boa considerando la tasa impositiva en el Perú y la relación deuda capital de la empresa.
- Para el riesgo país consideraremos el EMBI para "Perú (Emerging Markets Bond Index) que es un índice elaborado por J.P. Morgan que mide el rendimiento de los bonos emitidos por países emergentes en dólares estadounidenses.
- La relación deuda capital la obtendremos de los últimos Estados financieros auditados de la empresa.
- El costo de la deuda  $K_d$  lo obtenemos últimos Estados financieros auditados de la empresa.

## 6.2 Costos

### 6.2.1 *Cálculo del costo del Gas Natural Necesario*

- Nuestra necesidad de producción Anual es de 276 TM de hidrógeno Azul.
- La ecuación:  $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$  nos muestra que 1 mol de metano  $\text{CH}_4$  produce 4 moles de hidrógeno  $\text{H}_2$  (IEA 2021).
- Tomando en cuenta los pesos moleculares: Metano: 16 g/mol y Hidrógeno: 2 g/mol Deducimos que 16 g de metano producen 8 g de hidrógeno, es decir, cada 2 kg de Metano producen 1 Kg de hidrógeno.

Si consideramos una eficiencia de proceso de 75% a 85% obtenemos un requerimiento de 2.5 a 3 kg de gas natural por kg de hidrógeno producido. (DOE 2020) por lo que para efectos de cálculo consideraremos que cada Kg de Hidrogeno requiere **2.7 Kg** de metano.

Por tanto, nuestra necesidad de 276 TM anuales de hidrógeno azul requiere **745.2 TM** anuales de Metano. Considerando que la densidad del metano (a 15°C y 1 atm) es

0.72 kg/m<sup>3</sup> (EPA 2021) los 745.2 TM de metano se traducen en **1,035,000 m<sup>3</sup>** de Metano anual necesario.

Arequipa tiene un volumen de 26,000,000 m<sup>3</sup>/anual de consumo de Gas natural, reportado por Osinergmin. Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2024). Boletín estadístico trimestral: Tercer trimestre 2024.

**Tabla 8** Costos históricos de Metano

Mes	TC	Precio GNL	Recargo Fise	Transporte virtual	Total Soles	Total Dolares
Ene-21	3.62660	0.67352	0.00701	0.51633	1.19686	0.33
Feb-21	3.64755	0.67336	0.00701	0.51618	1.19655	0.33
Mar-21	3.71035	0.67672	0.00701	0.51651	1.20024	0.32
Abr-21	3.70360	0.69404	0.00719	0.52972	1.23095	0.33
May-21	3.77638	0.69335	0.00719	0.52928	1.22982	0.33
Jun-21	3.91576	0.69453	0.00719	0.53002	1.23174	0.31
Jul-21	3.94450	0.73319	0.00761	0.55965	1.30045	0.33
Ago-21	4.09000	0.73436	0.00761	0.56075	1.30272	0.32
Set-21	4.11064	0.76824	0.00794	0.58677	1.36295	0.33
Oct-21	4.01870	0.76824	0.00794	0.58677	1.36295	0.34
Nov-21	4.02333	0.76752	0.00794	0.58620	1.36166	0.34
Dic-21	4.04232	0.76588	0.00794	0.58468	1.35850	0.34
Ene-22	3.89348	0.80716	0.00789	0.64027	1.45532	0.37
Feb-22	3.79520	0.77584	0.00758	0.61534	1.39876	0.37
Mar-22	3.74291	0.75617	0.00758	0.61522	1.37897	0.37
Abr-22	3.74416	0.70307	0.00728	0.59052	1.30087	0.35
May-22	3.76150	0.71716	0.00728	0.59067	1.31511	0.35
Jun-22	3.75171	0.72238	0.00728	0.59018	1.31984	0.35
Jul-22	3.90705	0.74926	0.00728	0.59033	1.34687	0.34
Ago-22	3.87768	0.71716	0.00728	0.59067	1.31511	0.34
Set-22	3.90132	0.80977	0.00759	0.61554	1.43290	0.37
Oct-22	3.98214	0.81058	0.00759	0.61562	1.43379	0.36
Nov-22	3.88090	0.81121	0.00759	0.61620	1.43500	0.37
Dic-22	3.83455	0.80632	0.00755	0.61249	1.42636	0.37
Ene-23	3.83581	0.83948	0.00755	0.66382	1.51085	0.39
Feb-23	3.84385	0.83997	0.00755	0.66436	1.51188	0.39
Mar-23	3.78230	0.85789	0.00755	0.66448	1.52992	0.40
Abr-23	3.76878	0.85444	0.00724	0.64022	1.50190	0.40
May-23	3.69223	0.82111	0.00736	0.64786	1.47633	0.40
Jun-23	3.65481	0.82281	0.00736	0.64748	1.47765	0.40
Jul-23	3.60585	0.79868	0.00711	0.62558	1.43137	0.40
Ago-23	3.69991	0.79832	0.00711	0.62496	1.43039	0.39
Set-23	3.73305	0.80610	0.00711	0.62507	1.43828	0.39
Oct-23	3.84818	0.81621	0.00711	0.62705	1.45037	0.38
Nov-23	3.76581	0.86404	0.00747	0.65758	1.52909	0.41
Dic-23	3.73811	0.87234	0.00747	0.65785	1.53766	0.41
Ene-24	3.74367	0.87634	0.00747	0.65974	1.54355	0.41
Feb-24	3.83090	0.84838	0.00724	0.63985	1.49547	0.39
Mar-24	3.71295	0.83663	0.00724	0.63996	1.48383	0.40
Abr-24	3.71841	0.85444	0.00724	0.64022	1.50190	0.40
May-24	3.73527	0.84981	0.00724	0.64037	1.49742	0.40
Jun-24	3.78953	0.85034	0.00725	0.64064	1.49823	0.40
Jul-24	3.76950	0.84721	0.00725	0.64049	1.49495	0.40
Ago-24	3.74555	0.84156	0.00725	0.64075	1.48956	0.40
Set-24	3.77214	0.84860	0.00725	0.64060	1.49645	0.40
Oct-24	3.75750	0.85811	0.00734	0.64957	1.51502	0.40
Nov-24	3.78305	0.84514	0.00734	0.64893	1.50141	0.40
Dic-24	3.74016	0.85884	0.00734	0.64946	1.51564	0.41
Ene-25	3.75168	0.86645	0.00734	0.65082	1.52461	0.41
Feb-25	3.70205	0.83593	0.00730	0.64666	1.48989	0.40
Mar-25	3.65719	0.85108	0.00730	0.64673	1.50511	0.41
						<b>0.37</b>

Nota: Petroperú. (2015). Pliegos tarifarios.

Consideraremos el precio promedio del metano en Perú de 0.37 USD /m<sup>3</sup> (Petroperu-2025) por lo que nuestro costo anual en Metano es de **382,950 USD**

### 6.2.2 Otros costos necesarios

**Tabla 9** Porcentajes de los costos empleados

<b>COSTOS</b>	<b>Límite inferior</b>	<b>Promedio</b>	<b>Límite superior</b>	<b>Base</b>
Gas Natural	50.0%	57.5%	65.0%	LCOH
Captura de Carbón (CCS)	15.0%	22.5%	30.0%	LCOH
Capex	15.0%	22.0%	25.0%	LCOH
Opex (sin Gas natural ni CCS)	5.0%	7.5%	10.0%	LCOH
Mantenimiento	2.0%	3.0%	4.0%	CAPEX
Mano de Obra	0.4%	0.7%	1.0%	LCOH

Nota: Elaboración Propia

- El costo de materia prima (gas natural) fluctúa entre el 50% y 65% del LCOH (Global CCS Institute. (2021).
- El costo de captura de carbón (CCS) fluctúa entre el 15% y 30% del LCOH (Global CCS Institute. (2021).
- El CAPEX anual fluctúa entre el 15% y 25% del LCOH (Global CCS Institute. (2021).
- El OPEX fluctúa entre el 5% y 10% del LCOH (Global CCS Institute. (2021).
- El costo de mantenimiento fluctúa entre el 2% y 4% del Capex (Schlissel, Wamsted, Mattei, & Sanzillo, 2022).
- El costo de mano de obra fluctúa entre el 0.4% y 1% del LCOH (Almutairi et al., 2024).

Vamos a homogeneizar los costos en función al LCOH:

**Tabla 10** Homogeneización de los costos

<b>COSTOS</b>	<b>Valor</b>	<b>Referencia</b>
Gas Natural	53.80%	LCOH
Captura de Carbón	15.00%	LCOH
Capex	19.00%	LCOH
Opex (sin Gas natural ni CCS)	6.50%	LCOH
Mantenimiento	2.50%	LCOH
Mano de Obra	3.20%	LCOH

Nota: Elaboración Propia

Como ya poseemos el valor del Costo de Materia prima (gas natural) entonces vamos a reemplazar los valores anuales de los costos restantes.

**Tabla 11** Costos Anuales

<b>COSTOS</b>	<b>K USD</b>
Gas Natural	382.9
Captura de Carbón	99.4
Capex	115.9
Opex (sin Gas natural ni CCS)	33.1
Mantenimiento	13.2
Mano de Obra	17.9

Nota: Elaboración Propia

En nuestro flujo vamos a considerar un incremento de los costos en el orden de 0.5% anual.

### **6.3 Inversión del Proyecto**

El Capex anual es de 115.9 KUSD por lo que es necesario encontrar su Valor inicial, para ello vamos a considerar la tasa de descuento del WACC, así como la vida útil del

proyecto a 20 años para calcular el factor anual a utilizar para hallar el valor inicial de la inversión.

$$\text{Annuity Factor} = \frac{1 - (1 + \text{WACC})^{-\text{Lifetime}}}{\text{WACC}} =$$

El factor anual es de 8,78 lo cual nos brinda una Inversión Inicial de **1,017,219 USD**.

Vamos a desglosar nuestro CAPEX en subpartidas:

**Tabla 12** Capex desglosado

Concepto	Rango		
Reformado de Metano (SMR)	40.0%	<b>45.0%</b>	50.0%
Captura y Compresión de CO <sub>2</sub>	20.0%	<b>25.0%</b>	30.0%
Infraestructura y Balance de Planta	15.0%	<b>17.5%</b>	20.0%
Instalación	5.0%	<b>10.0%</b>	10.0%
Permisos e ingeniería	5.0%	<b>5.0%</b>	10.0%

Nota: Elaboración Propia

- El reformado de Metano fluctúa entre el 40% y 50% de la inversión. (Topsoe, s.f.; GEP, 2023).
- La captura y compresión de CO<sub>2</sub> fluctúa entre el 20% y 30% de la inversión. (Global CCS Institute, 2021; PMC, 2024).
- La Infraestructura y Balance de Planta fluctúa entre el 15% y 20% de la inversión. (GEP, 2023; IRENA, 2020).
- La instalación fluctúa entre el 5% y 10% de la inversión. (Global CCS Institute, 2021).
- Los Permisos y la ingeniería fluctúa entre el 5% y 10% de la inversión. (PMC, 2024).

Para efectos de nuestros cálculos vamos a considerar el porcentaje promedio por lo que nuestra inversión inicial quedaría como:

**Tabla 13** Inversión disgregada

<b>Concepto</b>	<b>Peso</b>	<b>Costo Estimado (USD)</b>
Reformado de Metano (SMR)	<b>45.0%</b>	457,749
Captura y Compresión de CO <sub>2</sub>	<b>25.0%</b>	254,305
Infraestructura y Balance de Planta	<b>17.0%</b>	172,927
Instalación	<b>8.0%</b>	81,378
Permisos e ingeniería	<b>5.0%</b>	50,861
<b>Total CAPEX Aproximado</b>		<b>1,017,219</b>

Nota: Elaboración Propia

## 6.4 Ingresos del Proyecto

Los ingresos que vamos a considerar por el reemplazo de carbón por el hidrógeno azul que produciremos será:

- Carbón que la empresa cementera dejará de utilizar al reemplazarlo por hidrógeno: La utilización de Hidrógeno azul en el proyecto hará posible dejar de utilizar 759 TMA de carbón.
- Bonos por la no emisión de CO<sub>2</sub>: Valorizaremos el ingreso anual por las 2,051.3 TMA que se dejarán de emitir.
- CO<sub>2</sub> capturado por nuestra planta de generación de hidrogeno azul: Capturaremos 2,310 TMA que podemos comercializar a la industria de bebidas en el país.

### 6.4.1 *Carbón que se dejará de utilizar*

- En el capítulo 4 calculamos el carbón que se dejará de utilizar el cual asciende a 2,080 kg diarios o 759.2 TM anuales.
- El precio a considerar será 150 USD/TM (coal-price.com, 2024).

### 6.4.2 *Bonos por la no emisión de CO<sub>2</sub>*

- En el capítulo 5 calculamos el CO<sub>2</sub> que se dejará de emitir el cual asciende a 5,62 TMD o 2,051.3 TM anuales.

- El precio a considerar será 90 USD/TM (coal-price.com, 2024).

#### **6.4.3 *CO2 capturado por la planta de hidrogeno azul que se puede comercializar.***

- La producción de hidrógeno azul genera 9.3 kg de CO<sub>2</sub> por kg de H<sub>2</sub> (Patel et al., 2024).

Nuestra producción de 276 TM anuales de hidrogeno azul generaría 2,566.8 TMA de CO<sub>2</sub>, considerando una eficiencia en el proceso de 90% (Rystad Energy, 2024) la cantidad de CO<sub>2</sub> capturado asciende a 2,310.1 TMA.

- El precio a considerar será 210 USD/TM (IMARC Group, 2024)

**Tabla 14** Ingresos Anuales

	<b>Cantidad (TMA)</b>	<b>Precio Unitario (USD/TMA)</b>	<b>Ingreso Anual (KUSD)</b>
<b>Carbón No Utilizado</b>	759	150	114
<b>CO2 Evitado</b>	2,051	90	185
<b>CO2 Capturado</b>	2,310	210	485

Nota: Elaboración Propia

**Tabla 15** Ingresos Anuales por 20 años

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Ingresos (KUSD)</b>																					
Precio del Carbon		114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Bono Co2		185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Venta Co2		485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485
<b>Total Ingresos</b>	<b>0</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>

Nota: Elaboración Propia

## 6.5 Depreciación y amortización

### Depreciación

Monto Depreciar 966,358 USD

Depreciación en 20 Años

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>Depreciación Anual</b>	0	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318	48,318

### Amortización

Monto Amortizar 50,861 USD

Amortización en 4 Años

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>Amortización Anual</b>	0	12,715	12,715	12,715	12,715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 6.6 Servicio de la deuda

Monto de Deuda (USD)	382,579
Tasa	7.0%
Plazo (años)	10
Cuotas	Constantes y anuales
Porcentaje de Deuda	38%

Nota: Elaboración Propia

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Servicio de Deuda Neto (USD)</b>											
Desembolso Deuda	382,579										
Amortización Deuda		-27,690	-29,628	-31,702	-33,922	-36,296	-38,837	-41,555	-44,464	-47,577	-50,907
Intereses * (1 - t)		-18,880	-17,514	-16,052	-14,487	-12,813	-11,022	-9,105	-7,054	-4,860	-2,512
<b>Servicio de Deuda Neto</b>	<b>382,579</b>	<b>-46,570</b>	<b>-47,142</b>	<b>-47,754</b>	<b>-48,409</b>	<b>-49,109</b>	<b>-49,859</b>	<b>-50,661</b>	<b>-51,519</b>	<b>-52,437</b>	<b>-53,419</b>

## 6.7 LCOH

	V Presente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Produccion H2 (TMA)</b>	<b>2,422</b>	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
Costos (KUSD)																					
Materia Prima	<b>3,474</b>	383	385	387	389	391	393	394	396	398	400	402	404	406	409	411	413	415	417	419	421
Operativo	<b>300</b>	33	33	33	34	34	34	34	34	34	35	35	35	35	35	36	36	36	36	36	36
Captura CO2	<b>901</b>	99	100	100	101	101	102	102	103	103	104	104	105	105	106	107	107	108	108	109	109
Mantenimiento	<b>120</b>	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15
Mano obra	<b>162</b>	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20
WAAC	9.56%																				
V presente OPEX	<b>4,958</b>																				
V presente Capex	<b>1,017</b>																				
<b>Vp Capex + Vp Opex</b>	<b>5,975</b>																				
<b>LCOH</b>	$\frac{\text{VP Capex} + \text{VP Opex}}{\text{VP Produccion H2}}$																				
<b>LCOH</b>	<b>2.47</b>	USD/kg																			

## 6.8 Flujo Económico

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>Ingresos (KUSD)</b>																						
Precio del Carbon	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	
Bono Co2	0	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	
Venta Co2	0	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	
<b>Total Ingresos</b>	<b>0</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	
Costo Materia Prima	0	383	385	387	389	391	393	394	396	398	400	402	404	406	409	411	413	415	417	419	421	
Costo Operativo	0	33	33	33	34	34	34	34	34	34	35	35	35	35	35	36	36	36	36	36	36	
Costos de Captura	0	99	100	100	101	101	102	102	103	103	104	104	105	105	106	107	107	108	108	109	109	
Costos de mantenimiento	0	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15	
Costo Mano obra	0	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20	
Otros																						
<b>Total Costos</b>	<b>0</b>	<b>546</b>	<b>549</b>	<b>552</b>	<b>555</b>	<b>557</b>	<b>560</b>	<b>563</b>	<b>566</b>	<b>569</b>	<b>572</b>	<b>574</b>	<b>577</b>	<b>580</b>	<b>583</b>	<b>586</b>	<b>589</b>	<b>592</b>	<b>595</b>	<b>598</b>	<b>601</b>	
<b>EBITDA</b>	<b>0</b>	<b>237</b>	<b>234</b>	<b>232</b>	<b>229</b>	<b>226</b>	<b>223</b>	<b>221</b>	<b>218</b>	<b>215</b>	<b>212</b>	<b>209</b>	<b>206</b>	<b>203</b>	<b>201</b>	<b>198</b>	<b>195</b>	<b>192</b>	<b>189</b>	<b>186</b>	<b>183</b>	
Depreciación	0	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	
Amortización	0	-13	-13	-13	-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
EBT	0	176	173	171	168	178	175	172	169	167	164	161	158	155	152	149	146	143	140	137	135	
IR	0	-53	-52	-51	-50	-53	-53	-52	-51	-50	-49	-48	-47	-47	-46	-45	-44	-43	-42	-41	-40	
<b>Net Income</b>	<b>0</b>	<b>123</b>	<b>121</b>	<b>119</b>	<b>118</b>	<b>124</b>	<b>123</b>	<b>121</b>	<b>119</b>	<b>117</b>	<b>115</b>	<b>113</b>	<b>111</b>	<b>109</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>102</b>	<b>100</b>	<b>98</b>	<b>96</b>	<b>94</b>	
Depreciación	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	
Amortización	0	13	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Flujo de Caja Operativo</b>	<b>0</b>	<b>184</b>	<b>182</b>	<b>180</b>	<b>179</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>169</b>	<b>167</b>	<b>165</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>142</b>	
Inversion	-1,017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Flujo de Caja Economico</b>	<b>-1,017</b>	<b>184</b>	<b>182</b>	<b>180</b>	<b>179</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>169</b>	<b>167</b>	<b>165</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>142</b>	
TIRe		<b>16.1%</b>																				
VANe		<b>363.17</b>																				

## 6.9 Flujo Financiero

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Ingresos (KUSD)</b>																					
Precio del Carbon	0	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Bono Co2	0	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Venta Co2	0	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485	485
<b>Total Ingresos</b>	<b>0</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>
Costo Materia Prima	0	383	385	387	389	391	393	394	396	398	400	402	404	406	409	411	413	415	417	419	421
Costo Operativo	0	33	33	33	34	34	34	34	34	34	35	35	35	35	35	36	36	36	36	36	36
Costos de Captura	0	99	100	100	101	101	102	102	103	103	104	104	105	105	106	107	107	108	108	109	109
Costos de mantenimiento	0	13	13	13	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	15
Costo Mano obra	0	18	18	18	18	18	18	18	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	20	20
Otros																					
<b>Total Costos</b>	<b>0</b>	<b>546</b>	<b>549</b>	<b>552</b>	<b>555</b>	<b>557</b>	<b>560</b>	<b>563</b>	<b>566</b>	<b>569</b>	<b>572</b>	<b>574</b>	<b>577</b>	<b>580</b>	<b>583</b>	<b>586</b>	<b>589</b>	<b>592</b>	<b>595</b>	<b>598</b>	<b>601</b>
<b>EBITDA</b>	<b>0</b>	<b>237</b>	<b>234</b>	<b>232</b>	<b>229</b>	<b>226</b>	<b>223</b>	<b>221</b>	<b>218</b>	<b>215</b>	<b>212</b>	<b>209</b>	<b>206</b>	<b>203</b>	<b>201</b>	<b>198</b>	<b>195</b>	<b>192</b>	<b>189</b>	<b>186</b>	<b>183</b>
Depreciación	0	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48	-48
Amortización	0	-13	-13	-13	-13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBT	0	176	173	171	168	178	175	172	169	167	164	161	158	155	152	149	146	143	140	137	135
IR	0	-53	-52	-51	-50	-53	-53	-52	-51	-50	-49	-48	-47	-47	-46	-45	-44	-43	-42	-41	-40
<b>Net Income</b>	<b>0</b>	<b>123</b>	<b>121</b>	<b>119</b>	<b>118</b>	<b>124</b>	<b>123</b>	<b>121</b>	<b>119</b>	<b>117</b>	<b>115</b>	<b>113</b>	<b>111</b>	<b>109</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>102</b>	<b>100</b>	<b>98</b>	<b>96</b>	<b>94</b>
Depreciación	0	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Amortización	0	13	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Flujo de Caja Operativo</b>	<b>0</b>	<b>184</b>	<b>182</b>	<b>180</b>	<b>179</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>169</b>	<b>167</b>	<b>165</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>142</b>
Inversion	-1,017	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Flujo de Caja Economico</b>	<b>-1,017</b>	<b>184</b>	<b>182</b>	<b>180</b>	<b>179</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>169</b>	<b>167</b>	<b>165</b>	<b>163</b>	<b>161</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>142</b>
<b>Servicio de Deuda Neto</b>																					
Desembolso Deuda	383	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Deuda	0	-28	-30	-32	-34	-36	-39	-42	-44	-48	-51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses *(1 - t)	0	-19	-18	-16	-14	-13	-11	-9	-7	-5	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Servicio de Deuda Neto</b>	<b>383</b>	<b>-47</b>	<b>-47</b>	<b>-48</b>	<b>-48</b>	<b>-49</b>	<b>-50</b>	<b>-51</b>	<b>-52</b>	<b>-52</b>	<b>-53</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Flujo de Caja Financiero</b>																					
<b>Del Accionista</b>	<b>-635</b>	<b>138</b>	<b>135</b>	<b>133</b>	<b>130</b>	<b>124</b>	<b>121</b>	<b>118</b>	<b>115</b>	<b>112</b>	<b>110</b>	<b>161</b>	<b>159</b>	<b>157</b>	<b>155</b>	<b>153</b>	<b>151</b>	<b>149</b>	<b>147</b>	<b>145</b>	<b>142</b>
<b>TIRf</b>	<b>20.3%</b>																				
<b>VANf</b>	<b>539.85</b>																				

## 6.10 Análisis Sensibilidad

### 6.10.1 Sensibilidad respecto al costo

Consideraremos el costo de materia prima (gas natural) el cual representa más del 57% de LCOH como costo representativo.

**Tabla 16** Incremento costo materia prima

<b>Incremento Costo MP</b>	<b>Costo Gas Natural (USD /m3)</b>	<b>VANE</b>
0.0%	0.37	363
5.0%	0.39	251
10.0%	0.41	138
15.0%	0.43	25
16.1%	0.43	0
20.0%	0.44	-87
25.0%	0.46	-200

Nota: Elaboración Propia

Observamos que un incremento del 16.1% en el costo de materia prima (USD/m3) hace que nuestro VANE sea Cero.

### 6.10.2 Sensibilidad respecto a los ingresos

Analizaremos que porcentaje de disminución porcentual de cada ingreso genera que nuestro VANE sea Cero.

**Tabla 17** Reducción porcentual de los ingresos que hacen en forma individual que el VANE sea cero.

	<b>Precio Unitario (USD/TMA)</b>	<b>Precio Unitario Limite (USD/TMA)</b>	<b>Disminución %</b>
<b>Carbón No Utilizado</b>	150	66	56%
<b>CO2 Evitado</b>	90	59	35%
<b>CO2 Capturado</b>	210	182	13%

Nota: Elaboración Propia

- Observamos que una disminución en 56% del precio de venta del carbón que dejamos de utilizar hace que nuestro VANE sea CERO
- Observamos que una disminución en 35% del precio del BONO de CO2 en el mercado hace que nuestro VANE sea CERO
- Observamos que una disminución en 13% del precio de venta del CO2 capturado hace que nuestro VANE sea CERO

### **6.10.3 Sensibilidad respecto al LCOH**

Analizaremos que porcentaje de incremento porcentual del LCOH genera que nuestro VANE sea Cero.

**Tabla 18** Incremento porcentual del LCOH

<b>Incremento del LCOH ( %)</b>	<b>LCOH (USD/kg)</b>	<b>VANE (KUSD)</b>
0.00%	2.470	363
2.00%	2.519	281
4.00%	2.569	199
6.00%	2.618	117
8.00%	2.668	35
8.85%	2.689	0
10.00%	2.717	-47
12.00%	2.766	-129
14.00%	2.816	-211
16.00%	2.865	-293

Nota: Elaboración Propia

- Observamos que un incremento en 8.85% del LCOH hace que nuestro VANE sea CERO
- El incremento del LCOH se interpreta como un incremento de costos anuales, así como la inversión manteniendo la producción de hidrógeno azul constante.
- Para que se use el Hidrogeno verde y el proyecto se desarrolle con este producto y no con el Hidrogeno Azul. EL valor del LCOH verde debe de estar por debajo de 2.689 USD/kg. Con este valor se podría de usar el Hidrogeno verde y no el azul.

### **6.11 Análisis financiero**

- El Flujo económico nos muestra una VANE positivo (363 KUSD) lo cual indica que como propiamente negocio el proyecto es viable.
- El TIRE (16.1%) es mayor al Koa (10.66%) lo cual indica que el proyecto genera rentabilidad para el accionista.
- El Flujo Financiero nos muestra una VANF positivo (540 KUSD) lo cual indica que el apalancamiento favorece la generación del valor para el accionista.
- El TIRF (20.3%) es mayor al WACC (9.56%) lo cual indica que el proyecto genera retornos suficientes para cubrir los costos de financiamiento y generar excedentes para los accionistas.
- Debemos tener especial cuidado con el incremento de Costos de la materia prima (gas natural) ya que un incremento del 16.1% de su precio de adquisición hace de nuestro VANE sea Cero.
- En el mediano plazo una reducción del LCOH hidrogeno verde a valores por debajo a 2.689 USD/kg haría viable la utilización de esta tecnología para la obtención del hidrógeno necesario.

## CAPITULO VII: CONCLUSIONES

- La producción de Clinker es el mayor responsable de las altas emisiones de CO<sub>2</sub>eq en una planta cementera. El 40% de estas emisiones son producidas en la combustión para los hornos y el 60% son producto de las reacciones químicas que se dan en el proceso de clinkerización.
- Un posible uso del hidrógeno pudiera ser el utilizarlo como combustible para los hornos, sin embargo, es potencial el daño en los hornos y en los ladrillos refractarios de estos hornos. Además de la posible alteración del equilibrio para mantener las condiciones de combustión cercanas a las del carbón, lo que podría originar afectación a la calidad del cemento. En ese sentido actualmente NO es conveniente el uso de hidrógeno como combustible para los hornos.
- La utilización de 756 kg diario de hidrógeno azul en el horno (proceso de clinkerización) evita la emisión de 5.62 TMD de CO<sub>2</sub>.
- La evaluación económica indica que el proyecto es rentable (VANE 363 KUSD) para el accionista aun si es que se opta por no apalancarse.
- Nuestro LCOH de 2.47 USD/kg, el cual está en el rango de promedio de la industria nos indica que tanto la inversión como los costos incurridos en planta de hidrógeno azul son realistas.
- Si bien el hidrógeno verde, generado a partir de fuentes de energía renovables, es ideal desde una perspectiva ambiental, el hidrógeno azul (producido a partir de gas natural con captura de carbono) es significativamente más escalable y asequible. Mientras la tecnología va avanzando, se tiene que establecer una ruta de tránsito, el uso de hidrogeno azul puede ayudar al tránsito hacia el uso de hidrogeno con cero emisiones.
- Una reducción del LCOH del hidrógeno verde a valores por debajo de 2.689 USD/kg haría viable su utilización en el proyecto.
- El costo nivelado del hidrógeno (LCOH<sub>2</sub>) azul es actualmente menor que el del hidrógeno verde, y se espera que esta diferencia se mantenga aproximadamente hasta el 2050.
- El consumo de Gas Natural calculado para este proyecto es de 1,035,000 m<sup>3</sup>/ anual. Esta cantidad de requerimiento versus el total consumo anual de la región de Arequipa

representa un porcentaje muy bajo, 3.98%, el consumo anual de Gas natural en la región de Arequipa es de 26 MM m<sup>3</sup>/anual, no representa un volumen ancla para impulsar conexiones de Gas por la zona.

- Ya existen experiencias reales de uso de hidrógeno en cementeras a nivel mundial. No obstante, aún no ha alcanzado una estandarización en su uso, por lo que cada empresa ha implementado distintas soluciones.
- El hidrógeno azul representa una opción viable y sostenible que puede ser implementada en cualquier planta cementera del mundo, especialmente en países con reservas gas natural y/o infraestructura existente para su procesamiento y distribución. Su uso no solo es técnicamente posible, sino que también contribuye significativamente a la reducción de emisiones, lo que lo convierte en una solución aplicable a nivel global para avanzar hacia una industria cementera más limpia.
- Existe la necesidad de desarrollar mercados para el CO<sub>2</sub> capturado, lo cual es clave para la viabilidad económica del hidrógeno azul respecto a los hidrógenos de altas emisiones.
- Dado el alto costo del hidrógeno verde, se ha identificado que el hidrógeno azul puede desempeñar un rol estratégico como vector energético durante la transición hacia una economía baja en carbono.

## BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022). Informe sobre las reservas de hidrocarburos en Perú. <https://www.anh.gob.pe/informes/reservas2022>

Agencia SINC. (2023). El hidrógeno: del elemento primordial a fuente de energía. <https://www.agenciasinc.es/Agenda/El-hidrogeno-del-elemento-primordial-a-fuente-de-energia>

Aguado Molina, J. A., Pérez Rodríguez, J. A., & García Sánchez, F. (2021). Hidrógeno y su almacenamiento. [https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/27268/Aguado\\_Molina\\_2021\\_Hidrogeno\\_y\\_su\\_almacenamiento.pdf](https://ruc.udc.es/dspace/bitstream/handle/2183/27268/Aguado_Molina_2021_Hidrogeno_y_su_almacenamiento.pdf)

Almutairi, K., et al. (2024). Evaluation of green and blue hydrogen production potential in Saudi Arabia. King Fahd University of Petroleum and Minerals. <https://pure.kfupm.edu.sa/en/publications/evaluation-of-green-and-blue-hydrogen-production-potential-in-sau>

América Economía (2024). Descarbonización del cemento en construcción. <https://www.americaeconomia.com/negocios-e-industrias/descarbonizacion-del-cemento-en-construccion>

ARRAM Consultores. (2023). Los colores del hidrógeno. <https://arram.net/es/comunicacion/blog/colores-del-hidrogeno>

Asociación Cementera del Perú (Asocem). (s.f.). ¿Cuál es el proceso de fabricación del cemento? <https://www.asocem.org.pe/productos-a/cual-es-el-proceso-de-fabricacion-del-cemento>

Asociación Cementera del Perú (Asocem). (s.f.). El Proceso de Fabricación del cemento. <https://www.asocem.org.pe/archivo/files/Plantilla%20-Fabricacion%20del%20cemento.pdf>

Asociación Nacional de Cemento [ANC]. (2024). Sostenibilidad en la industria cementera. <https://anc.org.pe/sostenibilidad-industria-cementera>

Asociación Nacional de Cemento [ANC]. (2024). Sostenibilidad y responsabilidad corporativa en la industria cementera. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1785/oj?locale=es>

Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento / Banco Mundial (2024). Estado y tendencias de Precio del carbono.

Banco Mundial. (2023). Impacto económico del cambio hacia energías renovables. [https://www.ceoe.es/sites/ceoe-corporativo/files/content/file/2024/09/02/110/informe\\_directiva\\_2024\\_1785\\_emisiones\\_industriales\\_2024\\_07\\_1.pdf](https://www.ceoe.es/sites/ceoe-corporativo/files/content/file/2024/09/02/110/informe_directiva_2024_1785_emisiones_industriales_2024_07_1.pdf)

Banco Mundial. (2023). Informe sobre transición energética y dependencia del petróleo. <https://worldbank.org/transicion-energetica>

BBVA. (2024). BBVA y Cementos Avellaneda formalizan un financiamiento sostenible a largo plazo por 10.350 millones de pesos. <https://www.bbva.com/es/ar/sostenibilidad/bbva-y-cementos-avellaneda-formalizan-un-financiamiento-sostenible-a-largo-plazo-por-10-350-millones-de-pesos/>

Bhatty, J. I. (2019). Cement and Concrete Research. Elsevier.

Bittencourt, J. (2004). Fusión nuclear y energía solar. Editorial Científica.

Cement Sustainability Initiative [CSI]. (2023). Uso del hidrógeno verde en la industria cementera. [http://www.cepcos.es/noticia.asp?id\\_rep=2584](http://www.cepcos.es/noticia.asp?id_rep=2584)

Cement Sustainability Initiative [CSI]. (2023). Impacto del hidrógeno en la reducción de emisiones en el sector cementero. <https://csi.org/hidrogeno-reduccion-emisiones>

CEMEX. (2023). CEMEX introducirá tecnología de hidrógeno para reducir emisiones de CO<sub>2</sub> en cuatro plantas de cemento en México. <https://www.cdt.cl/cemex-introducir-tecnologia-de-hidrogeno-para-reducir-emisiones-de-co2-en-cuatro-plantas-de-cemento-en-mexico/>

CEMEX Energía. (2023). Combustibles.

CEMEX Nicaragua. (2023). Como hacemos cemento.

Centro Hormigón. (2023). Fabricación de cemento con dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de alta pureza, hidrógeno verde y oxígeno como subproductos. <https://centrohormigon.uc.cl/actualidad/reportajes/709-fabricacion-de-cemento-con-dioxido-de-carbono-co2-de-alta-pureza-hidrogeno-verde-y-oxigeno-como-subproductos-es-posible>

Cheng, Y., Liu, H., & Zhang, X. (2020). Gasification of Coal and Biomass. Wiley.

Cienciabit. (2019, 30 de mayo). Descomposición Térmica del Carbonato de Calcio. <https://cienciabit.com/wp51/blog/2019/05/30/descomposicion-termica-del-carbonato-de-calcio/>

Clickmica. (2024). ¿Cuáles son los colores del hidrógeno? <https://clickmica.fundaciondescubre.es/conoce/100-preguntas-100-respuestas/cuales-son-los-colores-del-hidrogeno/>

CNH2. (2024). ¿Qué es el hidrógeno? <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>

Coal-price.com. (s.f.). Coal prices in Peru. <https://coal-price.com/chart/peru.html>

Diario Gestión. (2023). Anuncio del ministro sobre nuevas reservas de gas natural. <https://www.gestion.pe/economia/nuevas-reservas-gas-natural>

Domingues et al., 2024. Análisis tecnoeconómico de las técnicas de descarbonización del cemento: Enriquecimiento con oxígeno vs. Combustible de hidrógeno.

Ennomotive. (s.f.). Producción de cemento: Cómo reducir las emisiones de CO2.

El Periódico de la Energía. (2024). El lento pero firme camino del hidrógeno renovable en la transición energética. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-lento-pero-firme-camino-del-hidrogeno-renovable-en-la-transicion-energetica/>

Endress+Hauser. (s.f.). Producción de hidrógeno azul. <https://www.mx.endress.com/es/sostenibilidad-soluciones/produccion-de-hidrogeno/produccion-de-hidrogeno-azul#toc10>

FICEM. (s.f.). Producción de cemento.

FICEM. (2021). El hidrógeno verde como vector energético para la carbono-neutralidad en la industria del cemento. Obras Urbanas. <https://obrasurbanas.es/el-hidrogeno-verde-como-vector-energetico-para-la-carbono-neutralidad-en-la-industria-del-cemento/>

Fundación Descubre. (2023). Los colores del hidrógeno. <https://fundaciondescubre.es/recursos/los-colores-del-hidrogeno/>

Fundación Naturgy. (2024). El transporte internacional de hidrógeno: La importancia del amoníaco - Energia360. <https://energia360.info/index.php/noticias/hidrogeno/la-importancia-del-amoniaco-en-el-transporte-de-hidrogeno>

Fundación Naturgy. (2024). La importancia del amoníaco en el transporte de hidrógeno - Energia360. <https://energia360.info/index.php/noticias/hidrogeno/la-importancia-del-amoniaco-en-el-transporte-de-hidrogeno>

García, M., López, A., & Torres, S. (2021). Optimización del uso energético en procesos industriales. Journal of Cleaner Production.

Genia Bioenergy. (2024). Cómo se realiza el transporte del hidrógeno verde. <https://geniabienergy.com/el-transporte-del-hidrogeno-verde/>

Genia Bioenergy. (2024). El papel del amoníaco frente a la demanda de hidrógeno verde. <https://geniabienergy.com/amoniaco-en-la-demanda-de-hidrogeno-verde/>

GEP. (2023). Green & blue hydrogen: Current levelized cost of production. <https://www.gep.com/blog/strategy/Green-and-blue-hydrogen-current-levelized-cost-of-production-and-outlook>

Gerens. (2023). ¿Queda gas natural en el Perú para 20 años? Pero falta inversión para explorar y asegurar más reservas. <https://gerens.pe/blog/queda-gas-natural-en-el-peru-para-20-anos-pero-falta-inversion-para-explorar-y-asegurar-mas-reservas/>

Global CCS Institute. (2021). Blue hydrogen. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/04/Circular-Carbon-Economy-series-Blue-Hydrogen.pdf>

Global Cement and Concrete Association. (2024, November 29). <https://gccassociation.org/key-facts/>

González, R., Martínez, L., & Suárez, H. (2018). Procesos industriales en la fabricación del cemento. Universidad Técnica de Ingeniería.

Good New Energy. (2024). Amoníaco verde, una solución para el almacenamiento y transporte. <https://goodnewenergy.enagas.es/sostenibles/transporte-almacenamiento-con-amoniaco-verde>

Good New Energy. (2021). Del gris al verde, los colores del hidrógeno. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/>

Hidrógeno Verde. (2023). El hidrógeno podría hacer más sostenible la producción de concreto. <https://hidrogeno-verde.es/el-hidrogeno-podria-hacer-mas-sostenible-la-produccion-de-concreto/>

Holcim México. (s.f.). Proceso Del Cemento. <https://www.holcim.com.mx/node/150>

Iberdrola. (2023). Amoníaco verde - Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/amoniaco-verde>

Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI]. (2023). Informe sobre sostenibilidad energética en Perú. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-81092>

Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI]. (2023). Informe sobre cumplimiento de compromisos ambientales en Perú. <https://inei.gob.pe/informe-compromisos-ambientales>

IECA. (s.f.). Proceso de fabricación del cemento. <https://www.ieca.es/proceso-de-fabricacion/>

IMARC Group. (2024). \*Carbon Dioxide Pricing Report 2024: Price Trend, Chart, Market Analysis, News, Demand, Historical and Forecast Data\*. <https://www.imarcgroup.com/carbon-dioxide-pricing-report>

International Energy Agency [IEA]. (2021). Cement technology roadmap 2020. <https://www.iea.org/reports/cement-technology-roadmap-2020>

International Energy Agency [IEA]. (2024). Global Hydrogen Review 2024.

Investing.com. (s.f.). Emisiones de carbono - Datos históricos. <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

IRENA. (2020). Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>

ISO - International Organization for Standardization. (2025). ISO. <https://www.iso.org/>

Jones, A., & Brown, B. (2022). Manual de pre-homogenización de materiales rocosos. Editorial Técnica.

Juangsa et al., (2022). Análisis termodinámico del uso del hidrógeno como combustible alternativo en la producción de cemento.

Kosmatka, S. H., Kerkhoff, B., Panarese, W. C., & Tanesi, J. (2002). Diseño y control de mezclas de concreto. Portland Cement Association.

KPMG (2022). La producción del hidrógeno con tecnologías limpias como medio para acelerar la transformación energética en la región.

LEANpio. (2022). Cómo calcular la huella de carbono en una empresa. <https://www.leanpio.com/es/blog/como-calculiar-huella-carbono-empresas>

Ley de fomento del hidrógeno verde (2024). Ley N° 31992

Lhyfe. (2022). Industria del cemento. <https://es.lhyfe.com/nuestros-clientes/industria/industria-del-cemento/>

López, F., Ramírez, J., & Salas, M. (2023). Interacciones químicas en hornos rotatorios. Cemento y Hormigón.

Ministerio de Energía y Minas. (2023). Reporte anual sobre el estado del gas natural en Perú. <https://www.minem.gob.pe/reportes/gasnatural2023>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2024). Boletín estadístico trimestral: Tercer trimestre 2024. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7621258/6464547-boletin-estadistico-2024-t3.pdf?v=1739371562>

Ministerio del Ambiente del Perú. (2022). Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional. <https://minam.gob.pe/contribucion-determinada>

Ministerio del Ambiente del Perú. (2022). Contribución Determinada a Nivel Nacional. [http://www.cepcos.es/noticia.asp?id\\_rep=2584](http://www.cepcos.es/noticia.asp?id_rep=2584)

Ministerio del Ambiente del Perú. (2022). Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). Fabricación de cemento (combustión). MITECO.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico & Oficina Española de Cambio Climático. (2024). Guía para el cálculo de la huella de carbono y para la elaboración de un plan de mejora de una organización.

[https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia\\_huella\\_carbono\\_tcm30-479093.pdf](https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/guia_huella_carbono_tcm30-479093.pdf)

Naranjo, R. (2022). Uso del Hidrógeno y combustibles alternativos en la industria del cemento. AHK Academy.

National Geographic. (2024). Propiedades del hidrógeno (H). [https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno-h\\_18653](https://www.nationalgeographic.com.es/ciencia/propiedades-hidrogeno-h_18653)

Oficemen. (2017). Proceso de fabricación del cemento (Infográfico). <https://www.oficemen.com/el-cemento/proceso-de-fabricacion/>

Oportunidades para Empresas en Perú a través de la Venta de Bonos de Carbono (2025). <https://www.linkedin.com/pulse/oportunidades-para-empresas-en-per%C3%BA-trav%C3%A9s-de-la-venta-iuiue/>

Patel, G. H., Havukainen, J., Horttanainen, M., Soukka, R., & Tuomaala, M. (2024). Comparative life cycle assessment of hydrogen production: climate change impacts of grey, blue, turquoise, and green hydrogen. Green Chemistry. <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2024/gc/d3gc02410e>

Petroperú. (2025). Pliegos tarifarios. <https://gnsur.petroperu.com.pe/conocenos/la-compania/regulacion-del-mercado-energetico-en-peru/pliegos-tarifarios/>

Pérez Sosa, F. A., Lara Gómez, G., & Tercero Gómez Bobadilla, A. (2014). Responsabilidad social corporativa y sostenibilidad financiera en la industria del cemento en México. Revista CIMEXUS, 9(1), 110-113. <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5426011.pdf>

Perú Energía. (2023). Exploración, ampliación de reservas e infraestructura de transporte: Tareas pendientes para el desarrollo del gas natural. Perú Energía.

<https://peruenergia.com.pe/informe-infogas-exploracion-ampliacion-de-reservas-e-infraestructura-de-transporte-tareas-pendientes-para-el-desarrollo-del-gas-natural/>

Pisciotta et al., (2022). Estado actual de la calefacción industrial y oportunidades para la descarbonización.

PMC. (2024). Technological evolution of large-scale blue hydrogen production. <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC11227542/>

Pope, E. (2024). Decarbonization of Cement 2025-2035: Technologies, market forecasts, and players: IDTechEX. <https://www.idtechex.com/en/research-report/decarbonization-of-cement-2025/1050>

Química.es. (s.f.). Hidrógeno. <https://www.quimica.es/enciclopedia/Hidr%C3%B3geno.html>

Rodríguez, P., & Pérez, J. (2019). Tecnologías de homogenización en la producción de clínker. Instituto de Ingeniería Química.

RTVE. (2022). ¿Sabías que el hidrógeno puede tener distintos colores? <https://www.rtve.es/television/20220712/sabias-hidrogeno-puede-tener-distintos-colores-energia-renovables/2388123.shtml>

Rystad Energy. (2024, Marzo 15). Production of blue hydrogen using CCS. Rystad Energy. <https://www.rystadenergy.com/insights/production-of-blue-hydrogen-using-ccs>

Sánchez, A., & López, R. (2020). *La importancia de la homogeneización en la producción de materiales de construcción*. Ciencia y Tecnología de los Materiales, 28(3), 112-125.

Schlissel, D., Wamsted, D., Mattei, S., & Sanzillo, T. (2022). Costs of blue hydrogen production too high without fiscal life support. Institute for Energy Economics and

Financial Analysis (IEEFA). Retrieved from <https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/02/Costs-of-Blue-Hydrogen-Production-Too-High-Without-Fiscal-Life-Support-February-2022.pdf>

Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [UNFCCC]. (2023). Informe de la COP 28: Acuerdos sobre energías renovables. <https://unfccc.int/cop28/informe>

Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [UNFCCC]. (2023). Resultados de la COP28 en Dubái. <https://www.grupoecoindustria.com/es/aprobada-la-modificacion-de-la-directiva-de-emisiones-industriales-ippc/>

Smith, J. (2020). Optimización de procesos de trituración en la industria minera. Editorial Minera.

Tecpa, & Tecpa. (2025). Métodos de producción de hidrógeno: tecnologías y eficiencia. : <https://www.tecpa.es/tecnologias-produccion-hidrogeno/>

Thermo Fisher Scientific. (s.f.). El proceso de fabricación del cemento. Thermo Fisher Scientific.

Total Energies. (2023). Hidrógeno: los colores del gas incoloro. <https://blog.totalenergies.es/hidrogeno-colores-del-gas-incoloro/>

Topsoe. (s.f.). Blue hydrogen – Levelized cost. Retrieved from <https://www.topsoe.com/blue-hydrogen/levelized-cost>

UNACEM. (2024). 11 años unidos afianzando nuestro compromiso con la sostenibilidad. <https://unacem.pe/compromiso/11-anos-unidos-afianzando-nuestro-compromiso-con-la-sostenibilidad/>

Unión Europea. (2024). Directiva revisada sobre emisiones industriales.

[https://www.ceoe.es/sites/ceoe-corporativo/files/content/file/2024/09/02/110/informe\\_directiva\\_2024\\_1785\\_emisiones\\_industriales\\_2024\\_07\\_1.pdf](https://www.ceoe.es/sites/ceoe-corporativo/files/content/file/2024/09/02/110/informe_directiva_2024_1785_emisiones_industriales_2024_07_1.pdf)

Unión Europea. (2024). Directiva revisada sobre emisiones industriales.

<https://europa.eu/directiva-emisiones-industriales>

United Nations (2024, enero 18). Plan de acción de hidrógeno verde. :

<https://sdgs.un.org/partnerships/plan-de-accion-de-hidrogeno-verde>

Vineet. (2024, February 22). Hydrogen Production: A Cost Analysis of Blue vs. Green Methods. Fin-Wiser Store. <https://fin-wiser.com/2024/02/22/hydrogen-production-a-cost-analysis-of-blue-vs-green-methods/>

Vikström, A. Separate Calcination in Cement Clinker Production. Master's Thesis, Umeå University, Umeå, Sweden, 2021. <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1562287/FULLTEXT01.pdf>

Yura S.A. & A2GSostenibilidad y Cambio Climático. (2019). Huella de Carbono de product. :. <https://www.yura.com.pe/wp-content/uploads/2.-Huella-de-Carbono-Producto-Yura-SA.pdf>

Zhang, L., Wang, Y., & Li, J. (2021). Chemical Engineering Journal. Elsevier.

Zhang, Y., Wang, J., & Liu, H. (2022). Reducción de emisiones en la producción de cemento. Environmental Science & Technology.