



Reporte Final – Componente II

Establecimiento de un Hub Marítimo de Hidrógeno Verde y sus Derivados en Panamá

14 Octubre 2024



Maritime & Transport Business Solutions

Dirección [Wijnhaven 3E,
P.O. BOX 601
3011 WG Rotterdam
Países Bajos

Teléfono +31 (0)10 286 59 40

e-mail info@mtbs.nl

internet www.mtbs.nl

Título del documento Reporte Preliminar – Componente II

Estatus del Documento Final

Fecha 14 Octubre 2024

Nombre del proyecto Establecimiento de un Hub Marítimo de Hidrógeno Verde y sus Derivados en Panamá

Referencia MTBS 827078

Cliente Grupo del Banco Mundial

Referencia Cliente 0002003211

AVISO DE DERECHOS DE AUTOR Y CONFIDENCIALIDAD

Este informe es exclusivamente para el uso del Cliente y no debe ser copiado o distribuido fuera de la organización del Cliente. El reporte contiene información confidencial que no debe hacerse pública. La publicación podría perjudicar los intereses de las partes involucradas.

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

Este documento está destinado únicamente para el uso del Cliente. Puede contener información confidencial o privilegiada. Maritime & Transport Business Solutions B.V. (MTBS) no realiza declaraciones ni garantías sobre la precisión o propiedad de este documento y su información para cualquier propósito. Pueden ocurrir errores u omisiones. Por lo tanto, MTBS renuncia a cualquier garantía, ya sea expresa o implícita, en relación con cualquier asunto relacionado con este servicio y toda la información proporcionada, incluyendo, pero no limitándose a, la apropiación para cualquier propósito en particular. En ningún caso, MTBS será responsable de daños indirectos, especiales, incidentales o consecuentes derivados de cualquier uso o dependencia de información contenida aquí. MTBS tampoco asume ninguna responsabilidad por la falta o demora en la actualización o eliminación de la información contenida en este documento.

Índice

Resumen Ejecutivo	6
Introducción	6
Concepto Técnico	6
Ambiental, Social y Gobernanza	11
Viabilidad Financiera y Económica	12
Hoja de Ruta	14
Conclusión	17
1	Introducción
1.1	Introducción General
1.2	Objetivos de la Asignación
1.3	Objetivos del Reporte Final – Componente II
1.4	Guía de Lectura
1.5	Metodología
1.6	Plan de Trabajo
2	Concepto Técnico
2.1	Introducción
2.2	Proyecciones de Demanda
2.3	Diseño Conceptual
3	Ambiental, Social y Gobernanza
3.1	Introducción
3.2	Requisitos de Seguridad
3.3	Impacto Ambiental y Social
3.4	Certificación de Hidrógeno Verde y Derivados
3.5	Marco político, regulaciones y gobernanza
4	Estimación de Costos
4.1	Introducción
4.2	CAPEX
4.3	OPEX
5	Viabilidad Financiera
5.1	Introducción
5.2	Metodología y Supuestos
5.3	Ubicación de Producción Local en Coclé
5.4	Balboa
5.5	Colón
6	Viabilidad Económica
6.1	Introducción
6.2	Metodología y Supuestos
6.3	Coclé
6.4	Balboa
6.5	Colón
7	Hoja de Ruta
7.1	Introducción
7.2	Hoja de Ruta de Producción Local en Coclé
7.3	Hoja de Ruta del Bunkering Hub en Balboa

7.4	Hoja de Ruta Bunkering Hub en Colón	107
	Anexos	112
	Anexo I: Volumen de compra garantizado	113
	Anexo II: Ilustración de Economías de Escala y Cálculos de Huella Espacial para Instalaciones de Producción	114
	Anexo III: Buque de centro de distribución flotante	116

Página Intencionalmente en blanco

Resumen Ejecutivo

Introducción

En este reporte final del componente II se han ejecutado dos estudios de prefactibilidad para un hub de suministro de hidrógeno verde y e-fuels en los puertos de Colón y Balboa. Otro estudio de prefactibilidad se ha realizado para la producción local de hidrógeno verde y e-fuels en el área de Coclé.

El propósito de este informe es analizar la viabilidad de establecer una hub regional de producción de e-amoníaco en Coclé, junto con centros de distribución marítima de combustibles verdes en Colón y Balboa. Para lograrlo, se detallan los aspectos técnicos de cada ubicación, se evalúan consideraciones ambientales, sociales y de gobernanza, se proporcionan estimaciones de costos y se realiza un análisis de viabilidad financiera y económica. Finalmente, el informe traza la hoja de ruta para la implementación de estos proyectos.

Este informe cubre los siguientes elementos:

- Demanda de mercado para combustibles de cero o bajas emisiones.
- Potencial de producción, almacenamiento, suministro y/o exportación de energía.
- Requisitos espaciales y de infraestructura para nuevas construcciones y remodelaciones.
- Requisitos de seguridad.
- Impactos ambientales y sociales.
- Certificación de hidrógeno verde y sus derivados.
- Marco político, regulaciones y gobernanza, y tiempo requeridos en el proceso.
- Inversiones de capital y gastos operativos.
- Viabilidad financiera y económica.
- Hoja de ruta.

Este informe debe leerse junto con el informe del Componente I, que cubre el análisis de la demanda, los precios internacionales, la alineación con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, sugerencias de ubicación, un estudio tecno-económico, entre otros.

Concepto Técnico

El concepto técnico se basa en un boceto conceptual general que cubre los requisitos espaciales para establecer la producción, almacenamiento y suministro marítimo de bunkering de cero o bajas emisiones en el hub de distribución.

La cadena de productos derivados del hidrógeno consiste en importaciones desde otro país como Chile o Colombia al hub de distribución y la obtención de derivados del hidrógeno en una área de producción local en Coclé.

Coclé

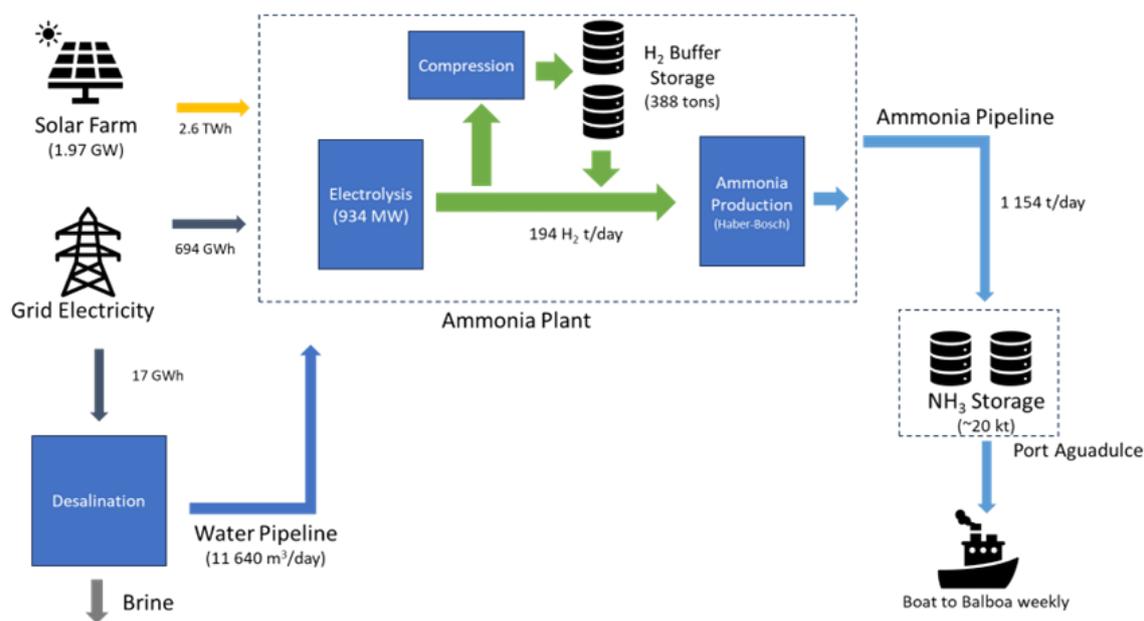
En Coclé, se planea la producción local de energía verde a través de una gran planta de paneles solares. Cerca de la planta solar, se desarrollará un electrolizador para producir hidrógeno y se considera una planta de producción de amoníaco para producir amoníaco verde y/o metanol. La planta de producción local utilizará la infraestructura marítima definida bajo un nuevo puerto en Aguadulce, construido y desarrollado por un tercero. Por lo tanto, las inversiones en infraestructura relacionadas con la exportación de amoníaco/metanol se limitan a los tanques en tierra, las tuberías y los brazos de carga, y la instalación de una pequeña terminal marítima para cargar barcasas de búnker.

El boceto conceptual de la producción local en Coclé se presenta en la siguiente ilustración. La instalación para la producción local consiste en:

- Planta de paneles solares de 1.97 GW (aproximadamente 64 km²).

- Planta de producción de hidrógeno con electrolizador alcalino de 943 MW y una capacidad de 194 toneladas por día y un tamaño de 0.1 km².
- Almacenamiento de hidrógeno con unidades de almacenamiento vertical subterráneo Ardents de aproximadamente 388 toneladas cada una con un tamaño de 22,500 m².
- Planta de producción de amoníaco de 1,154 toneladas de amoníaco por día con un tamaño de 3,600 m².
- Instalación de almacenamiento de amoníaco de aproximadamente 20 k toneladas de amoníaco en el puerto de Coclé con un tamaño de 531 m².
- Oleoducto de amoníaco de 25 km entre la planta de producción en Coclé y el puerto de Aguadulce.
- Planta desalinizadora de 11,640 m³/día y tuberías de aproximadamente 10 km.
- Conectividad de la terminal portuaria con un oleoducto de 7 km para amoníaco/metanol.

Representación Esquemática de la Planta de Producción Local en Coclé



Fuente: Consultor

Es de notar que el boceto del diseño técnico se basa en una planta solar, ya que la energía eólica no es efectiva en la región. Con 64 km² de terreno para paneles solares, el proyecto se dimensiona como una de las plantas solares más grandes del mundo. Debido a la falta de alternativas, la planta solar tiene una tasa de limitación del 20% en promedio, lo que tiene un impacto proporcional en el costo nivelado de la electricidad.

Esquema Conceptual del Diseño de la Planta de Producción Local



Fuente: Consultor, basado en Google Earth

Se proyecta que los costos totales de inversión de la planta de e-amoniaco en Coclé ascenderán a 2,682 M USD, y se llevará a cabo en los años 2032, 2033 y 2034.

Ítem	Unidad	Monto
Generación de energías renovables	USD	756,480,000
electrolizador	USD	504,159,259
Desalinización	USD	20,856,720
Planta de amoníaco	USD	308,457,864
Compra de terrenos	USD	128,253,262
Equipos terminales	USD	40,000,000
Costes adicionales	USD	878,704,628
Total	USD	2,682,645,863

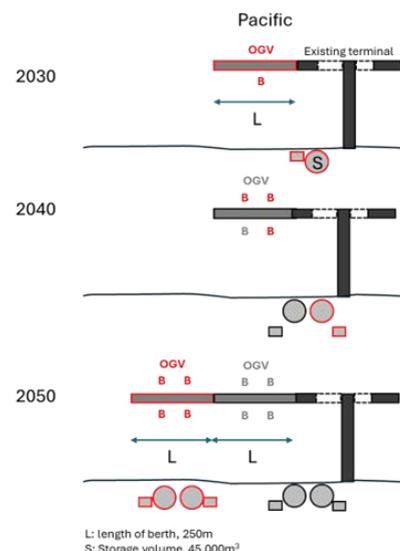
Balboa

La configuración del hub de distribución elegida para Balboa presenta un diseño del muelle con una extensión del diseño existente para incluir un atracadero exclusivo. Este diseño permite el manejo de líquidos de e-amoniaco y e-metanol. En la ilustración, el contorno rojo indica obras construidas en el año de la proyección, mientras que el contorno negro indica infraestructura construida en una etapa anterior. OGV y B representan Ocean Going Vessel y Barge respectivamente. Los círculos indican tanques de 45,000 m³, con bloques asociados que representan los componentes del Balance de Planta. Cada atracadero tiene una longitud de 250 m y podrá acomodar operaciones tanto internas (barcazas) como externas (OGV + barcazas), similares a las operaciones actuales de buques de combustible fósil. La figura también ilustra la posibilidad de atracar dos barcazas en un atracadero OGV cuando el buque no está en funcionamiento. Para el análisis no se han considerado las transferencias de barco a barco.

Configuración de diseño adoptada para el *Brownfield Bunkering* en Balboa. Ejemplo en la Terminal de Isla Melones



Fuente: Consultor



Se proyecta que los costos generales de inversión para el desarrollo *brownfield* en Balboa ascenderán a 475 M USD, de los cuales 184 M USD se asignarán para el desarrollo en 2030, 127 M USD en 2040 y 164 M USD en 2050.

CAPEX	Unidad	2030	2040	2050	Total
Total	USD	184,008,220	126,800,000	164,318,970	475,127,190

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Colón

La configuración del centro de distribución elegida para Colón presenta un diseño del muelle incorporando un nuevo embarcadero con un atracadero exclusivo. Debido a la profundidad de la zona, se prevén trabajos de dragado para establecer un círculo de maniobra y un bolsillo de atraque para una navegación segura. Esta configuración permite el manejo de líquidos tanto de amoníaco como de metanol. En la figura proporcionada, el contorno rojo representa obras construidas en el año proyectado, mientras que el contorno negro representa infraestructura construida en etapas anteriores. OGV y B significan Ocean Going Vessel y Barge respectivamente. Los círculos representan tanques de 45.000 m³, con bloques asociados que indican los componentes del Balance de Planta. Cada atracadero, que abarca 250 m, facilitará las operaciones tanto internas (barcazas) como externas (OGV + barcazas), reflejando la configuración actual para las operaciones de buques de combustible fósil. Además, la figura ilustra la posibilidad de atracar dos barcazas en un atracadero de OGV durante el tiempo de inactividad del buque. Las transferencias de barco a barco no se han tenido en cuenta en la evaluación.

Configuración de Diseño Adoptada para el Greenfield Terminal en Colón. Ejemplo en el Terminal PPC.



Fuente: Consultor

Se proyecta que los costos totales de inversión para el desarrollo *greenfield* en Colón ascenderán a 313 M USD, de los cuales 195 M USD se asignarán para el desarrollo en 2030, 23 M USD en 2040 y 95 M USD en 2050.

CAPEX	Unidad	2030	2040	2050	Total
Total	USD	195,072,594	22,600,000	95,000,000	312,672,594

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Ambiental, Social y Gobernanza

Para garantizar la integración exitosa de un centro de combustible de cero o bajas emisiones, se debe considerar detenidamente el manejo seguro de combustibles como el hidrógeno verde y el amoníaco, así como sus impactos ambientales y sociales, y los aspectos de gobernanza relacionados con la certificación del hidrógeno y el marco político. Se deben realizar estudios de seguridad integrales, incluida la Identificación de peligros (HAZID), el Estudio de peligros y operabilidad (HAZOP) y el Análisis de capa de protección (LOPA), en las instalaciones de procesamiento para garantizar operaciones seguras.

En cuanto a la seguridad, el cumplimiento de diversas normas de seguridad, como la US OSHS 1910.111 para el almacenamiento y manipulación de amoníaco anhidro y la 1910.103 para el hidrógeno, es importante tanto para los procesos de producción como para los de almacenamiento. Además, se deben arraigar protocolos y procedimientos de seguridad sólidos en la cultura de la planta para minimizar el riesgo de eventos no deseados. También se deben considerar medidas como zonas de exclusión y cortafuegos durante la fase de diseño para garantizar la protección de las poblaciones locales frente a posibles peores escenarios.

Requerimientos de Seguridad

Descripción	Principales Riesgos	Implicaciones de Manejo
Hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> Extremadamente inflamable y explosivo, incluso en bajas concentraciones. Incoloro e inodoro, lo que dificulta la detección de fugas/acumulación. Las llamas son casi invisibles a la luz del día 	<ul style="list-style-type: none"> Asegúrese de que los tanques estén en buenas condiciones, que se eviten las fugas y que el gas no se pueda acumular en espacios confinados (como los techos, ya que el gas es más ligero que el aire). Equipo eléctrico clasificado ATEX que se utilizará Las medidas de seguridad, como muros cortafuegos y alarmas de seguridad, son cruciales para garantizar un manejo seguro; se requiere detección térmica de incendios. La manipulación segura requiere equipos de protección personal (EPI) adecuados
Amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> Altamente tóxico para el medio ambiente acuático y los seres humanos. Explosivo e inflamable 	<ul style="list-style-type: none"> Como producto comercializado a nivel mundial, existen regulaciones para el almacenamiento y manejo de amoníaco en barcos y tierra. Asegúrese de que los tanques estén en buenas condiciones, que se eviten las fugas y que el gas no se acumule en espacios confinados. Es posible que se requiera un bund alrededor de los recipientes de almacenamiento. El manejo seguro requiere EPI apropiado

Fuente: Consultor

Al considerar el impacto local, el desarrollo solar propuesto en Coclé genera preocupaciones sobre los posibles impactos ambientales a pesar de su idoneidad para la energía solar. Las plantas solares pueden inducir variaciones de temperatura localizadas, alterando las temperaturas de la superficie y potencialmente perturbando los ecosistemas. La escala del parque solar propuesto, que ocupa el 1.3% de la tierra de la región, plantea desafíos importantes ya que invade áreas agrícolas valiosas y podría alterar los patrones de uso de la tierra existentes. Además, la fase de construcción conlleva riesgos como la compactación del suelo, la pérdida de hábitat y la deforestación, lo que exacerba aún más las preocupaciones ambientales. El impacto del proyecto se extiende más allá de las actividades terrestres, ya que la construcción propuesta de un nuevo puerto introduce riesgos adicionales que incluyen contaminación y alteración del hábitat. Para abordar los riesgos relacionados con el agua, se propone una planta desalinizadora para satisfacer las necesidades de agua de la planta de electrólisis. Además, la construcción y operación de los oleoductos propuestos, incluido un oleoducto de amoníaco, presenta importantes riesgos ambientales, como la destrucción del hábitat, las fugas y la contaminación, especialmente en las zonas costeras. Una planificación cuidadosa y estrategias de mitigación son esenciales para minimizar la huella ambiental y salvaguardar los ecosistemas locales durante todo el ciclo de vida del proyecto.

Otro aspecto son los esquemas de certificación. Estos esquemas son clave para establecer confianza entre las partes interesadas, facilitando la incorporación al mercado y la inversión en tecnologías de hidrógeno. A medida que el mundo avanza hacia una economía baja en carbono, se hace necesario garantizar la sostenibilidad de los métodos de producción de hidrógeno. Estos esquemas incorporan criterios ambientales, promoviendo tecnologías de producción más limpias y sustentables. Al proporcionar un marco común para evaluar la calidad, la sostenibilidad y la seguridad del hidrógeno, facilitan el comercio y la colaboración internacionales. A pesar de la falta de una norma universalmente aceptada, varios países y regiones han desarrollado sus propias normas y esquemas de certificación. En América Latina y el Caribe se ha propuesto CertHiLAC para asegurar la trazabilidad de los productos y promover la sostenibilidad ambiental en la producción de hidrógeno. Al alinearse con los estándares regionales e internacionales, estos esquemas son fundamentales para impulsar la innovación y fomentar la adopción del hidrógeno verde en todas las industrias, incluido el sector marítimo, impulsando así los esfuerzos globales de descarbonización.

Además, el establecimiento exitoso de proyectos de suministro de e-fuels en Panamá depende de un marco político y regulatorio sólido que promueva una economía del hidrógeno y ofrezca incentivos para dichos proyectos. El respaldo político es clave, al igual que el surgimiento de estructuras de gobernanza apropiadas. Es significativa la Resolución No. 70, aprobada por el Gobierno panameño, que establece la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados y el Comité Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá. Este comité coordina esfuerzos entre varios sectores involucrados en la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

Las medidas políticas y regulatorias existentes apoyan el desarrollo de proyectos de abastecimiento de combustible verde, y la Estrategia Nacional del Hidrógeno describe objetivos para descarbonizar el sector marítimo. Si bien faltan regulaciones específicas para proyectos de hidrógeno, los incentivos existentes para la energía renovable y las asociaciones público-privadas ofrecen vías para financiar tales iniciativas. Los Certificados de Desarrollo Industrial brindan beneficios financieros adicionales para proyectos elegibles, incluidos aquellos relacionados con el centro de abastecimiento de combustible verde.

Se recomienda continuar con el apoyo político para mantener el liderazgo de Panamá en la transición energética de la región. El desarrollo regulatorio futuro debería centrarse en regulaciones integrales específicas para proyectos de hidrógeno, que abarquen estándares de seguridad y estrategias de comunicación para promover la aceptación pública. Además, las regulaciones para el amoníaco y el metanol como combustibles para el abastecimiento de combustible son esenciales, ya que abordan las preocupaciones de seguridad y respaldan el desarrollo de infraestructura en los puertos. En general, el apoyo político sostenido y las medidas regulatorias sólidas son cruciales para el desarrollo exitoso del *hub* de hidrógeno verde de Panamá y el logro de objetivos de abastecimiento de e-fuels.

Viabilidad Financiera y Económica

El análisis de viabilidad financiera y económica implica evaluar tres proyectos distintos: la planta de producción en Coclé, el centro de distribución en Balboa y el centro de distribución en Colón. Cada proyecto se evalúa individualmente, centrándose en su potencial para servir como modelo de prefactibilidad para establecer un centro de cero o bajas emisiones.

Análisis financiero

El análisis de prefactibilidad financiera de Coclé arroja un VPN negativo de (2,302) M USD y una TIR negativa de (2.25%) (con un WACC de 8.00%), lo que indica que las inversiones realizadas no se compensan con los ingresos generados. Para explorar el potencial de viabilidad, realizamos un análisis de sensibilidad, evaluando el impacto de los distintos valores de WACC y CAPEX bajo supuestos específicos. Suponiendo un caso de negocio factible (VPN=0), determinamos el multiplicador del precio de venta del e-amoníaco. En consecuencia, la brecha sustancial entre los precios de venta requeridos y esperados resalta la necesidad de un paquete de subsidios significativo para que este proyecto sea financieramente viable. Como resultado, el aspecto de producción local de este centro de abastecimiento de combustible ecológico lo convierte en una empresa poco atractiva.

Para el centro de distribución de Balboa, el proyecto presenta un caso de negocio ligeramente negativo con un VPN de (24) M USD, lo que indica que los ingresos generados son insuficientes para cubrir los gastos. El proyecto arroja una TIR del 10,1% (con un WACC del 11.0%). Para evaluar el potencial de viabilidad, llevamos a cabo un análisis de sensibilidad, evaluando el impacto de los distintos valores de WACC y CAPEX en el VPN bajo supuestos específicos. Si el VPN es igual o superior a cero, el caso de negocio

se considera factible. Observamos que para un WACC de sólo 10.00%, el VPN es igual a 4 M USD, lo que indica un caso de negocio factible. Con una reducción del 90% en CAPEX (por ejemplo, a través de subsidios) y un WACC del 11.00%, el VPN también es positivo. Por lo tanto, el análisis de sensibilidad indica que la propuesta de negocio puede ser factible con subsidios de CAPEX o con un WACC ligeramente más bajo. Estos son ajustes relativamente menores a los insumos y potencialmente podrían ser respaldados por incentivos gubernamentales.

Para el centro de distribución de Colón, el proyecto arroja un caso de negocio negativo con un VPN de (151) M USD, lo que significa que los ingresos generados no alcanzan para cubrir los gastos. La TIR del proyecto se sitúa en el 2.5% (con un WACC del 11.0%). Realizamos un análisis de sensibilidad similar al de Balboa. Sin embargo, este análisis para Colón demuestra que el caso de negocio no es factible mediante ajustes menores a los insumos. En consecuencia, el centro de distribución en Colón, que forma parte de este centro de abastecimiento de e-fuels, se considera poco atractivo desde la perspectiva del sector privado.

Resultados de viabilidad financiera

Ítem	Unidad	Umbral	Coclé	Balboa	Colón
VPN (2032, 8.0% WACC)	USD M	0	(2,302)	(24)	(151)
Periodo de Retorno (Desde principio de Operaciones)	Años	10	n.a.	14	30
IRR	%	8.0%	(2.25%)	10.1%	2.5%

Componente	Unidad	Coclé		Balboa		Colón	
		Absoluto	Valor Presente	Absoluto	Valor Presente	Absoluto	Valor Presente
Ingresos	USD M	9,557	124	3,270	422	985	124
OPEX	USD M	(7,853)	(70)	(922)	(131)	(429)	(70)
CAPEX	USD M	(3,617)	(210)	(875)	(277)	(629)	(210)
Impuesto	USD M	(42)	(7)	(489)	(53)	(84)	(7)
Valor Residual	USD M	852	13	474	16	377	13
Flujo de Caja Libre	USD M	(1,102)	(151)	1,457	(24)	221	(151)

Fuente: Consultor

Análisis Económico

Además del análisis de viabilidad financiera, también realizamos un análisis económico. El Análisis de Costo-Beneficio Económico (ACBE) tiene como objetivo evaluar los costos y beneficios económicos de la implementación del proyecto en comparación con el escenario de no implementación. La ACBE sirve para complementar los análisis financieros presentados anteriormente al proporcionar una descripción general de los impactos económicos del proyecto dentro de la región de alcance. La premisa del análisis es comparar los efectos económicos de implementar el escenario del proyecto ("Caso de Proyecto") con el escenario de no implementarlo ("Caso Sin Proyecto"). Utilizamos una tasa de descuento social del 6.0%.

Para la producción local de e-amoniaco en Coclé, la ECBA revela un Valor Actual Neto Económico (VNE) negativo de USD (104.1) M, lo que indica una pérdida económica neta esperada para la economía local. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) se sitúa en 5.7%, considerando una tasa de descuento social del 6.0%.

En cuanto al centro de distribución en Balboa, los resultados de la ECBA demuestran un ENPV positivo de USD 426.6 M, lo que sugiere que se prevé que el proyecto genere un beneficio económico neto para la economía local. La TIRE se calcula en 14.1%.

Sin embargo, para el centro de distribución en Colón, los resultados de la ECBA muestran un ENPV negativo de (32.3) M USD, lo que indica que no se espera que el proyecto genere un beneficio económico neto para la economía local. La TIRE se asume en 5,0%.

Viabilidad Económica

M USD	Coclé	Balboa	Colón
VP Costos Económicos	(5,449.4)	(505.8)	(310.3)
VP Beneficios Económicos	5,345.3	932.4	278.0
VP Flujo de Caja Económico	(104.1)	426.6	(32.3)
TIR Económica (%)	5.7%	14.1%	5.0%
Tasa de Descuento Social (%)	6.0%	6.0%	6.0%

Fuente: Consultor

Los análisis financieros y económicos indican que la planta de producción local de e-amoniaco en Coclé para el mercado marítimo es financiera y económicamente inviable en base a los costos y precios previstos dentro de la región. Dado que se prevé que el e-amoniaco se convierta en un producto básico global, los precios de venta esperados, fijados por países de producción de bajo costo como Chile y Colombia, son insuficientes para cubrir las inversiones realizadas. Sin embargo, si los precios de venta aumentan por encima de los precios de costo regionales, la viabilidad de la planta mejorará (como se determina en detalle en el análisis de sensibilidad).

Además, la construcción de un centro de distribución en Balboa promete viabilidad financiera, particularmente con el apoyo gubernamental potencial. El proyecto también demuestra viabilidad económica al fomentar la creación de empleo e ingresos adicionales a través del sistema tributario. Anticipamos que a medida que avance la transición hacia los e-fuels, el desarrollo proyectos *brownfields* podría incorporarse estratégicamente a la Estrategia Nacional.

Por el contrario, la construcción de un *greenfield hub* en Colón se considera financieramente y económicamente inviable debido a la demanda insuficiente para respaldar dicho desarrollo. Esto sugiere que la probabilidad de que se construyan nuevas instalaciones es baja e indica que la opción preferida debería ser un desarrollo *brownfield*.

Hoja de Ruta

La hoja de ruta describe el cronograma previsto para el desarrollo en cada ubicación seleccionada. En definitiva, el tiempo de preparación para desarrollar dichos sistemas es considerable y se requiere una planificación temprana. Deberían realizarse estudios técnicos más detallados, EIA y estudios de viabilidad antes de que se puedan iniciar los procedimientos de licitación. Una vez que estos estén bien previstos, el procedimiento de licitación podría comenzar en 2028 con el objetivo de iniciar la construcción en 2032. Cabe señalar que la hoja de ruta para la producción local y la exportación en Coclé debería coincidir con la planificación del desarrollo del nuevo puerto en Aguadulce. El Capítulo 7 proporciona un desglose más completo de esta hoja de ruta. Dentro de este cronograma, se pueden identificar dos hitos importantes: el inicio del proceso de licitación y el inicio de las actividades de construcción.

Coclé

	Año 2024		Año 2025				Año 2026				Año 2027				Año 2028				Año 2029				Año 2030				Año 2031				Año 2032				Año 2033				Año 2034				Año 2035			
	Trimestre	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																																							
Decisiones y Compromisos																																														
Estudios de Viabilidad																																														
Evaluación de Impacto Ambiental																																														
Planeación																																														
Procedimiento de Licitación																																														
Detalle de Ingeniería y Diseño																																														
Adquisiciones																																														
Construcción																																														
Puesta en Marcha																																														
Operaciones																																														

Balboa

	Año		2024				2025				2026				2027				2028				2029				2030			
	Trimestre		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																						
Decisiones y Compromisos																														
Estrategia de Participación con el Sector Privado																														
Estudios de Viabilidad																														
Evaluación de Impacto Ambiental																														
Planeación																														
Detalle de Ingeniería y Diseño																														
Adquisiciones																														
Construcción																														
Puesta en Marcha																														
Operaciones																														

Colón

	Año		2024				2025				2026				2027				2028				2029				2030				2031				2032			
	Trimestre		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																														
Decisiones y Compromisos																																						
Estrategia de Participación con el Sector Privado																																						
Estudios de Viabilidad																																						
Evaluación de Impacto Ambiental																																						
Planeación																																						
Procedimiento de Licitación																																						
Detalle de Ingeniería y Diseño																																						
Adquisiciones																																						
Construcción																																						
Puesta en Marcha																																						
Operaciones																																						

Conclusión

En conclusión, aunque la producción local de e-amoniaco en Panamá enfrenta importantes desafíos en cuanto a su viabilidad comercial, principalmente debido a los mayores costos de producción y a un acceso menos favorable a los recursos de energía renovable en comparación con países como Chile, Colombia y Brasil, el país puede mantener su posición estratégica como un importante centro de abastecimiento marino. El desarrollo de este hub podría realizarse con un costo estimado de aproximadamente 184 millones, siempre y cuando se sigan varias recomendaciones estratégicas.

En primer lugar, se debe enfocar claramente en el desarrollo de un proyecto *brownfield* debido a su rentabilidad y a la capacidad de aprovechar las sinergias con la infraestructura existente. Este enfoque es más competitivo y llevaría a Panamá a lograr un caso de negocio viable para combustibles alternativos como el e-amoniaco. En segundo lugar, se recomienda que el gobierno asuma un papel fundamental, subsidiando parcialmente las inversiones necesarias, promoviendo la participación del sector privado y aliviando parte de las presiones financieras en esta industria emergente.

Además de estas medidas financieras, es fundamental recopilar información de mercado detallada para entender mejor las dinámicas locales y globales, asegurando que Panamá siga siendo competitiva. También es esencial crear conciencia en los sectores público y privado sobre el hecho de que la transición energética global también incluirá al sector marítimo. Informar y educar a las partes interesadas será clave para obtener el apoyo necesario en dirección a reformas y soluciones basadas en combustibles alternativos, garantizando el futuro de Panamá como un actor estratégico en el suministro de *bunkering* durante la transición energética.

1 Introducción

1.1 Introducción General

Nos complace presentar el Informe Final – Componente II para el Establecimiento de un Centro de Bunkering Marítimo de Hidrógeno Verde y Derivados en Panamá en nombre de Maritime & Transport Business Solutions BV (MTBS) y con el apoyo de PRDW Aldunate Vásquez Ingenieros SPA (PRDW) y Ricardo-AEA Limited (Ricardo) como subconsultores internacionales.

El 17 de octubre de 2023, el Grupo del Banco Mundial (“BM”, el Cliente) contrató a Maritime & Transport Business Solutions BV (“MTBS”) para llevar a cabo la siguiente Asignación (“Asignación”):

Establecimiento de un Hub Marítimo de Hidrógeno Verde y Derivados en Panamá

La reunión oficial de inicio de esta Asignación se llevó a cabo el lunes 30 de octubre de 2023. El Componente I de este estudio finalizó el viernes 29 de marzo de 2024. Este informe se entregó el lunes 14 de octubre de 2024.

1.2 Objetivos de la Asignación

El objetivo de esta asignación se detalla en los Términos de Referencia de la siguiente manera:

Objetivo:

El objetivo es apoyar la preparación y diseño de un plan maestro conceptual para posicionar a Panamá como un Hub de hidrógeno verde y derivados, y llevar a cabo estudios de prefactibilidad desde una perspectiva técnica, de seguridad medioambiental/social, regulatoria, financiera y económica en las regiones de Balboa y Colón para la actividad de *bunkering* de hidrógeno verde y sus derivados.

Para alcanzar este objetivo, los Términos de Referencia establecen las siguientes tareas divididas en el Componente I y el Componente II:

Componente I:

Primero, se llevará a cabo un **plan maestro conceptual** para un Hub de hidrógeno verde y sus derivados en Panamá, basado en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y sus Derivados en Panamá. Este plan maestro formulará cómo Panamá puede utilizar su posición privilegiada en ambos océanos conectados por el Canal de Panamá para convertirse en un importante hub de *bunkering* para buques. El consorcio MTBS apoyará la preparación y diseño de un plan maestro para un Hub de hidrógeno verde y sus derivados. En particular, durante la preparación y diseño del plan maestro, entregaremos varias tareas de apoyo y análisis, agrupadas aquí en el Componente I. El análisis y los estudios a entregar se clasifican, por lo tanto, como parte del plan maestro conceptual.

Componente I	
1.1	Demanda potencial de amoníaco verde, e-metanol e hidrógeno verde para los barcos que transitan por el Canal de Panamá y sus proyecciones de crecimiento para 2030, 2040 y 2050. Este análisis también incluirá las necesidades de infraestructura para desarrollar las instalaciones de abastecimiento de combustible verde para cubrir la demanda para 2030, 2040 y 2050.
1.2	Se necesitan inversiones en infraestructura para establecer un centro marítimo de abastecimiento de combustible verde de hidrógeno verde y derivados, incluido un análisis económico, financiero y de riesgos de estas

Componente I

	infraestructuras. Además, este análisis también incluirá la identificación de recomendaciones de políticas e incentivos financieros para reducir la brecha de viabilidad de un proyecto financiable para financiar la infraestructura requerida.
1.3	Impactos socioeconómicos y ambientales por la reducción de emisiones, con foco en sus beneficios sociales y su impulso en la economía panameña.
1.4	Estudio de referencia del suministro internacional de amoníaco verde y e-metanol para bunkering verde, que incluye un mapeo de las partes interesadas y sus objetivos a medio y largo plazo. Este estudio también incluirá un sondeo de mercado con los principales actores del sector privado, particularmente los principales desarrolladores de proyectos y potenciales compradores que operan en el Canal de Panamá, así como la identificación de los países desde los cuales es más conveniente importar GH, amoníaco. y/o metanol verde.
1.5	Mapeo y análisis de stakeholders de los sectores de bunkering marítimo y portuario y de la industria del hidrógeno verde y sus derivados.
1.6	Análisis de la operación del Canal de Panamá, autoridad/competencias y regulaciones requeridas y requisitos de seguridad que pueden impactar el uso de amoníaco verde, e-metanol e hidrógeno verde para los barcos que transitan por el Canal de Panamá.
1.7	Análisis de nicho de mercado para la prestación de servicios de transporte marítimo descarbonizado, considerando los usuarios del Canal de Panamá.
1.8	Análisis de precios de proveedores de hidrógeno verde y derivados para buques de bunkering verde en Panamá, incluyendo la necesidad de regular a estos proveedores para obtener precios de suministro competitivos.
1.9	En alineación con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, definición de escenarios y proyecciones para definir el alcance del plan maestro.
2.0	Estudio de viabilidad tecnoeconómica de la producción y uso de amoníaco verde y e-metanol en comparación con otras opciones de combustible para permitir definir rutas de implementación efectivas.
2.1	Evaluar la infraestructura existente y requerida para el despacho de combustible marítimo limpio (amoníaco o metanol) a través de bunkering verde y concesiones de almacenamiento de combustible existentes, considerando la posibilidad de reconversión de la infraestructura de almacenamiento y transporte de GLP.
2.2	Viabilidad tecnoeconómica de la producción y transformación de GH a sus principales derivados en Panamá para el sector marítimo.
2.3	Desarrollar la renderización de la infraestructura requerida para implementar el plan maestro del Eje de Hidrógeno Verde y Derivados.

Componente II

En segundo lugar, se llevarán a cabo **estudios de prefactibilidad** en las regiones de Colón y Balboa. Se analizarán dos regiones portuarias, el Puerto de Colón y el Puerto de Balboa, para determinar si son ubicaciones estratégicas para la implementación de un Hub de *bunkering* de hidrógeno verde y/o sus derivados. Para respaldar estos proyectos, desarrollaremos para cada ubicación una evaluación de prefactibilidad, y basándonos en los resultados de la evaluación, esbozaremos una hoja de ruta realista con recomendaciones específicas para el desarrollo de proyectos piloto de inversión en cada ubicación.

Componente II

1.1	Demanda del mercado de e-fuels de bajas o cero emisiones de carbono.
1.2	Potencial de producción, almacenamiento, suministro y/o exportación de energía.

1.3	Requisitos espaciales y de infraestructura para nuevas construcciones y modernizaciones.
1.4	Requerimientos de seguridad.
1.5	Impactos ambientales y sociales.
1.6	Certificación de hidrógeno verde y derivados.
1.7	Marco político, regulaciones y gobernanza, y requisitos de tiempo procesal.
1.8	Inversiones en capital y gastos operativos.
1.9	Viabilidad financiera y económica.

1.3 Objetivos del Reporte Final – Componente II

El propósito de este informe es describir la viabilidad de establecer una instalación regional de producción de e-amoniaco en Coclé, junto con centros de distribución de combustible de baja o cero emisiones en Colón y Balboa. Esto se logra detallando los aspectos técnicos de cada ubicación, evaluando consideraciones ambientales, sociales y de gobernanza, proporcionando estimaciones de costos y realizando análisis de viabilidad financiera y económica. Finalmente, el informe traza la hoja de ruta de implementación para estos distintos proyectos.

1.4 Guía de Lectura

Este informe está estructurado de la siguiente manera:

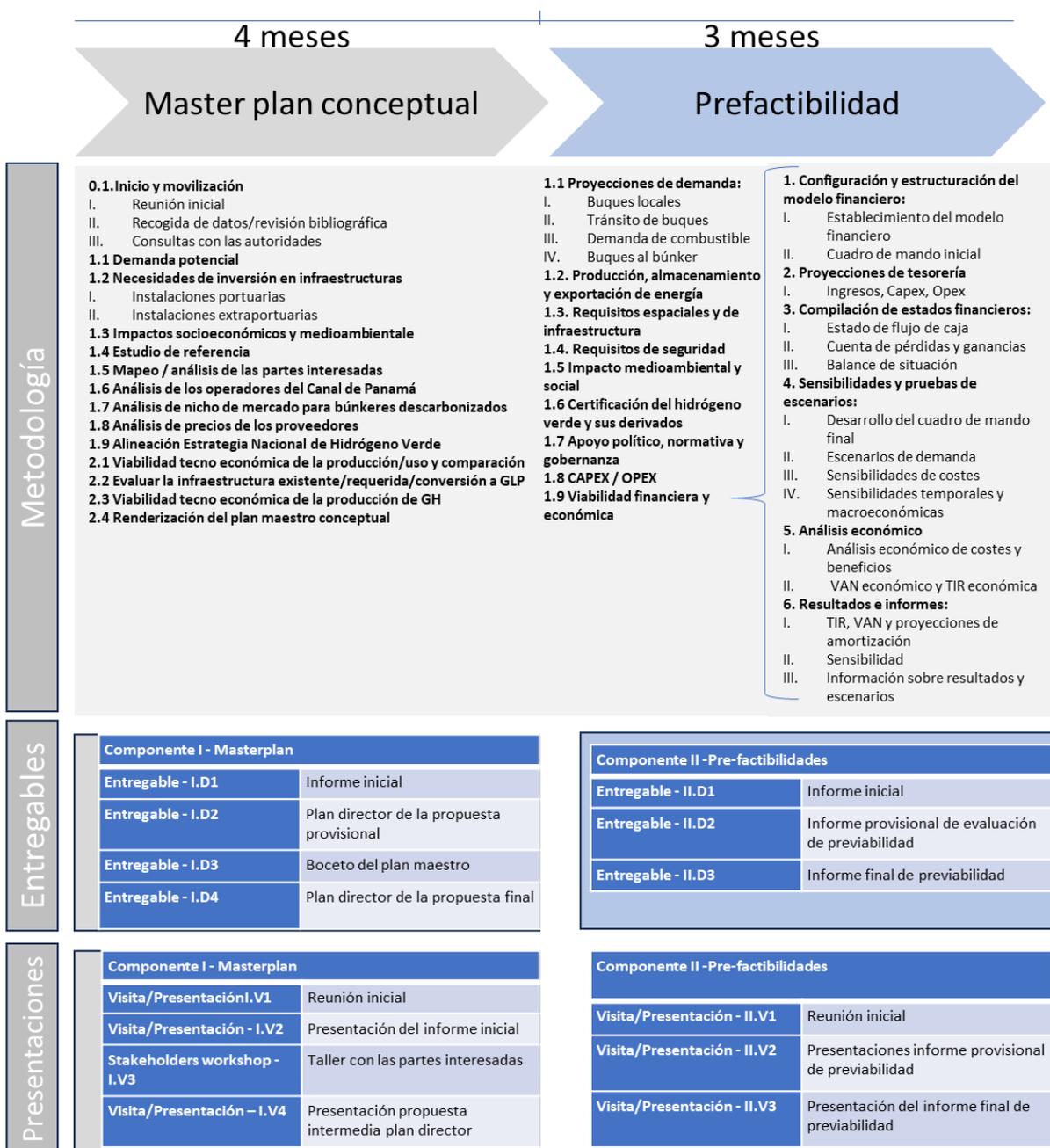
- Capítulo 2 describe las proyecciones de demanda de hidrógeno verde, amoniaco verde y metanol. A partir de esto, se detallará el diseño conceptual de la planta en Coclé y la infraestructura de soporte, así como los centros de distribución.
- Capítulo 3 detalla las consideraciones relacionadas con la seguridad y el manejo, los impactos ambientales y sociales del desarrollo propuesto y los aspectos de gobernanza relacionados con la certificación del hidrógeno y el apoyo político.
- Capítulo 4 presenta los gastos de capital (CAPEX) y gastos operativos (OPEX) para la planta ubicada en Coclé, así como para los centros de distribución ubicados en Balboa y Colón.
- Capítulo 5 resume el análisis de viabilidad financiera de los tres proyectos distintos.
- Capítulo 6 describe el análisis de viabilidad económica de cada proyecto.
- Capítulo 7 detalla la hoja de ruta de implementación, incluido el cronograma esperado.

1.5 Metodología

El proyecto resume en dos componentes:

- **Componente I** : Establecer un plan maestro conceptual para la introducción de e-fuels en Panamá.
- **Componente II** : Estudios de prefactibilidad para proyectos conceptuales de suministro de e-fuels para las regiones de Colón y Balboa.

El proyecto se ilustra en el siguiente diagrama:



1.6 Plan de Trabajo

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los entregables que se prepararán y entregarán.

Tabla 1-1: Entregable y formato

Componente	Entregable	Formato	Fecha
Componente I – Plan Maestro			
Entregable - I.D1	Informe de inicio	MS Word	Viernes 10 de noviembre de 2023 - (Finalizado)
Entregable - I.D2	Informe inicial de Plan maestro	MS Word	Viernes 19 de enero de 2024 - (Finalizado)
Entregable - I.D3	Diseño del Plan maestro	PDF	Lunes 30 de septiembre de 2024 - (Finalizado)
Entregable - I.D4	Reporte Final del Plan Maestro	MS Word	Viernes 29 de marzo de 2024 - (Finalizado)
Componente II -Análisis de Viabilidad			
Entregable - II.D1	Informe de inicio	MS Word	Viernes 29 de marzo de 2024 - (Finalizado)
Entregable - II.D2	Reporte Preliminar de evaluación de viabilidad	MS Word	Miércoles 29 de mayo de 2024 – (Finalizado)
Entregable - II.D3	Informe final de viabilidad	MS Word	Lunes 14 de octubre de 2024 - (Finalizado)

Tabla 1-2: Presentación y formato

Componente	Entregable	Formato	Fecha
Componente I - Plan Maestro			
Visita/Presentación - I.V1	Reunión inicial	PowerPoint	Lunes 30 de octubre de 2023 - (Finalizado)
Visita/Presentación - I.V2	Presentación del informe inicial	PowerPoint	Lunes 13 de noviembre de 2023 - (Finalizado)
Taller de partes interesadas - I.V3	Taller de partes interesadas	PowerPoint	Lunes 13 de noviembre de 2023 - (Finalizado)
Visita/Presentación – I.V4	Presentación plan maestro de propuesta inicial	PowerPoint	Martes 20 de febrero de 2024 - (Finalizado)
Componente II - Prefactibilidades			
Visita/Presentación - II.V1	Reunión inicial	PowerPoint	Martes 20 de febrero de 2024 - (Finalizado)
Visita/Presentación - II.V2	Presentación de reporte preliminar de viabilidad	PowerPoint	Jueves 29 de agosto de 2024 - (Finalizado)
Visita/Presentación - II.V3	Presentación del informe final de viabilidad	PowerPoint	Jueves 29 de agosto de 2024 - (Finalizado)

2 Concepto Técnico

2.1 Introducción

La siguiente sección describirá las proyecciones de demanda de hidrógeno verde, amoníaco verde y metanol. A partir de esto, se detallará el diseño conceptual de la planta y la infraestructura de soporte.

2.2 Proyecciones de Demanda

La demanda del mercado está alineada con el análisis de demanda del plan maestro (componente I). Consiste en analizar las embarcaciones locales y de tránsito, su nivel de preparación tecnológica para adoptar nuevos combustibles y la participación de cada sector en la que abastecerán de combustible en los puertos de Panamá. La demanda se dividirá en hidrógeno verde, amoníaco verde y metanol verde.

2.2.1 Producción Local

Estimamos un período de 10 años desde la planificación previa hasta la puesta en marcha, con el objetivo de iniciar la producción en Coclé alrededor de 2035. Además, anticipamos que la capacidad de producción local en la Región del Canal de Panamá podría no satisfacer completamente la demanda. Por lo tanto, determinamos el volumen mínimo de producción equilibrando los costos de inversión y las eficiencias de producción de e-amoniaco. Hemos evaluado la demanda potencial de compra de las líneas navieras y hemos realizado un ejercicio de dimensionamiento para garantizar la viabilidad. Del ejercicio de dimensionamiento, que se puede encontrar el Anexo I, la demanda anual de amoníaco se calcula en aproximadamente 400 k toneladas.

Según nuestras proyecciones de demanda, se prevé que la región del Canal de Panamá requerirá aproximadamente 1,670 k toneladas de e-amoniaco para 2035. A través de nuestro ejercicio de dimensionamiento, hemos determinado que se espera que aproximadamente el 25% de esta demanda tenga acuerdos de compra. Este ejercicio de dimensionamiento se alinea con la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que apunta a producir 500 k toneladas de hidrógeno verde y/o derivados localmente para 2030 y 2 M de toneladas para 2040. Nuestra producción local proyectada de e-amoniaco para combustibles marinos representa aproximadamente el 20% de la derivados totales producidos en 2040.

Descripción		Unidades
Demanda de e-Amoníaco en la Región del Canal de Panamá en 2035	1,670	kt/ año
Requerimiento de producción local de e-amoniaco (~25% de la demanda de 2035)	400	kt/ año
Requisito de producción local de hidrógeno verde	71	kt/ año

2.2.2 Importación de Combustibles

Del Informe del Componente I, se espera que la demanda de amoníaco en 2030 sea de aproximadamente 0.28 millones de toneladas, aumentando a 1.66 millones de toneladas en 2035 y alcanzando los 6.0 millones de toneladas en 2050, lo que equivaldrá al 44.0% de mercado de suministro de combustible (bunkering), según lo proyectado por la Agencia Internacional de Energía (AIE).

En cuanto al metanol, se espera que la demanda en 2030 sea de aproximadamente 45 mil toneladas, aumentando a 121 mil toneladas en 2035 y alcanzando 386 mil toneladas en 2050, lo que equivaldrá al 3.0% de la cuota total de mercado del bunkering.

La distribución muestra que, para ambos e-combustibles, el 80.0% del bunkering será demandado en la Costa del Pacífico (Balboa), mientras que el 20.0% restante será demandado en la Costa del Atlántico (Colón). Las tablas a continuación muestran la demanda estimada para el lado del Pacífico y el lado del Atlántico.

Tabla 2-1: Demandas estimadas de combustibles verdes para bunkering en la entrada del Pacífico del Canal de Panamá.

	Unidad	2030	2040	2050
Pacífico				
Total de e-combustibles suministrados	ton VLSFO	187,916	1,592,469	3,225,201
Amoníaco suministrado	ton NH3	230,897	2,332,272	4,803,731
Metanol suministrado	ton CH3OH	35,659	162,788	309,066

Fuente: Consultant

Tabla 2-2: Estimated demands for green bunker fuels at the Atlantic entrance to the Panama Canal.

	Unidad	2030	2040	2050
Atlántico				
Total de e-combustibles suministrados	ton VLSFO	46,979	398,117	806,300
Amoníaco suministrado	ton NH3	57,724	583,068	1,200,933
Metanol suministrado	ton CH3OH	8,915	40,697	77,266

Fuente: Consultant

2.3 Diseño Conceptual

Esta sección redactará los requisitos conceptuales y de alto nivel de ubicación y espacio para establecer la producción, almacenamiento y suministro de búnkeres de carbono cero.

2.3.1 Ubicación de Producción Local

Determinantes

La introducción de una nueva instalación de producción de hidrógeno puede aportar una amplia gama de beneficios a las comunidades e industrias circundantes. Dependiendo de la ubicación, existen varios factores que pueden atribuirse al éxito y la aceptación de una instalación de producción.

El área de Coclé es una región mayoritariamente agrícola de Panamá con una diversidad económica que incluye un sector industrial que produce y exporta sal, cemento y minerales. Por lo tanto, el desarrollo de una instalación de producción de hidrógeno podría diversificar aún más la región y mejorar su seguridad económica. En este sentido, y con la creación de nuevos empleos y cadenas de suministro, los locales podrían beneficiarse directa y directamente:

- Nuevos empleos otorgados a locales calificados.
- Los nuevos puestos de trabajo creados atraen a la zona a profesionales debidamente cualificados. Es probable que estos profesionales vivan o se queden localmente, lo que significa que gastarán dinero en el área y estimularán la economía local.
- La necesidad de nuevos profesionales para apoyar la cadena de suministro podría presentar oportunidades para el desarrollo y/o mejora de los institutos académicos locales, brindando mejores oportunidades futuras a los niños locales.

La mejora de las habilidades de la fuerza laboral también puede reducir el tamaño de la economía informal, permitiendo que una mayor parte de la población acceda al sistema de protección social que no estaba disponible en la economía informal, como atención médica, pensiones y prestaciones por desempleo.

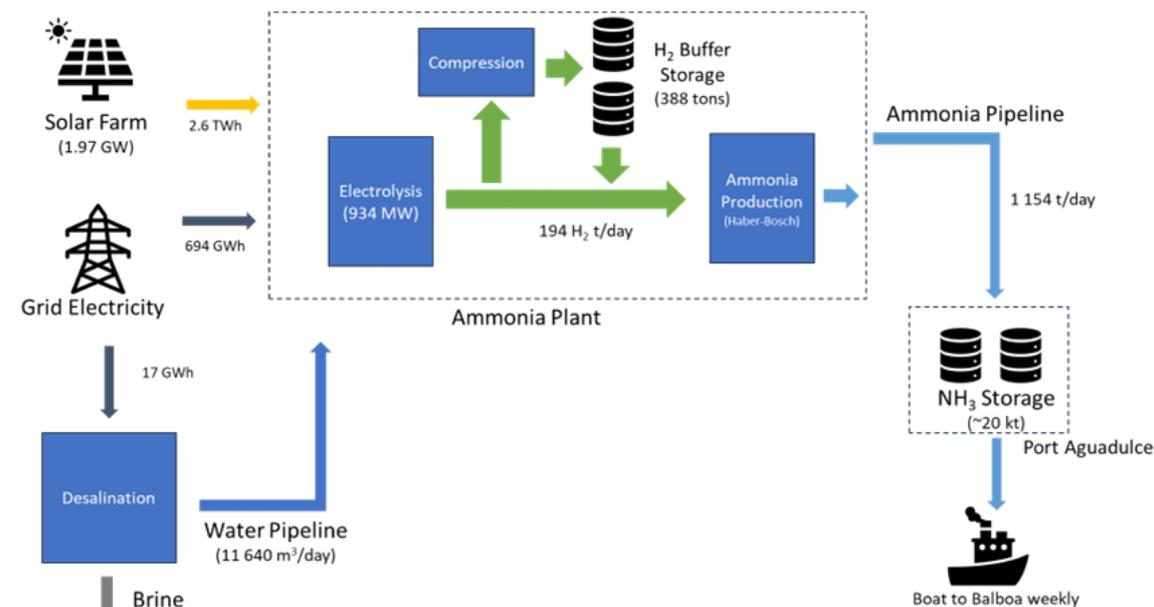
Otro factor clave existe en el desarrollo de la industria local de energía renovable. La instalación propuesta en Coclé incluiría un parque solar ubicado en el mismo lugar y conectado al electrolizador. Por lo tanto, su desarrollo y la posterior presencia de cadenas de suministro de energía renovable y conjuntos de habilidades podrían colocar al área en una buena posición para desarrollos futuros que podrían beneficiar directamente a la comunidad. Coclé, a partir de 2020, tiene acceso a la electricidad de aproximadamente el 95,3%, aunque las estadísticas de 2013 muestran que solo el 80% de la población de Coclé tiene acceso a la electricidad, por lo tanto, nuevos desarrollos renovables podrían permitir que una mayor parte de la población tenga acceso a la electricidad¹.

Además, el desarrollo de una nueva granja solar y una instalación de producción de hidrógeno podría exigir la mejora de la infraestructura existente o la construcción de nueva infraestructura e introducir la oportunidad de mejorar y descarbonizar las rutas de transporte utilizando hidrógeno producido localmente.

Requerimientos de Espacio e Infraestructura

A continuación, se analizarán los requisitos de infraestructura para producir y suministrar e-amoniaco. La siguiente figura es una representación esquemática de la planta de producción local en Coclé. A esto le sigue una descripción de la infraestructura y la metodología de dimensionamiento.

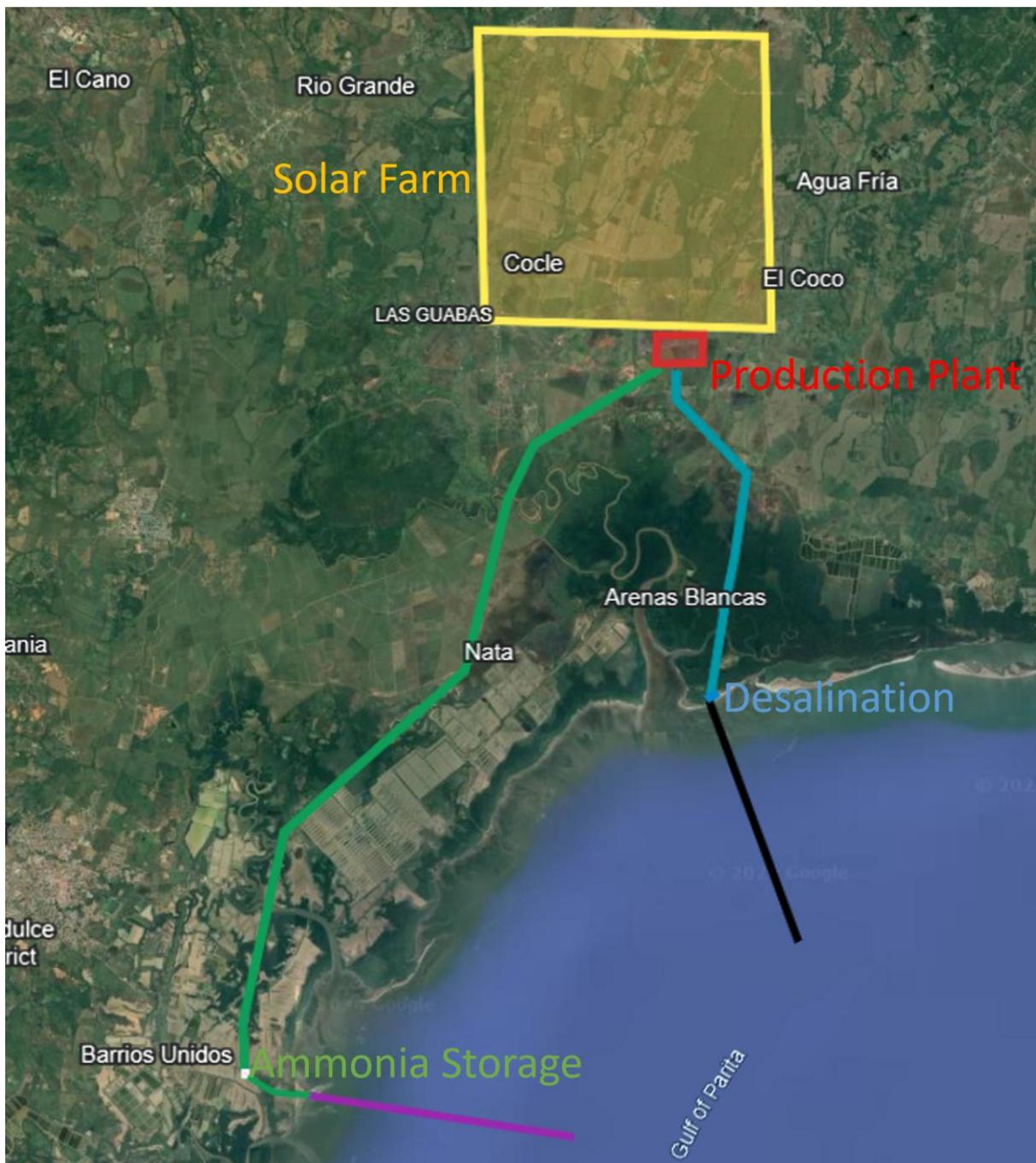
Figura 2-1: Representación Esquemática de la Planta de Producción Local en Coclé



Fuente: Consultor

¹Acceso a la electricidad (% de la población) - Panamá | Datos (bancomundial.org)

Figura 2-2: Diseño conceptual de las instalaciones de producción local



Fuente: Consultor, basado en Google Earth

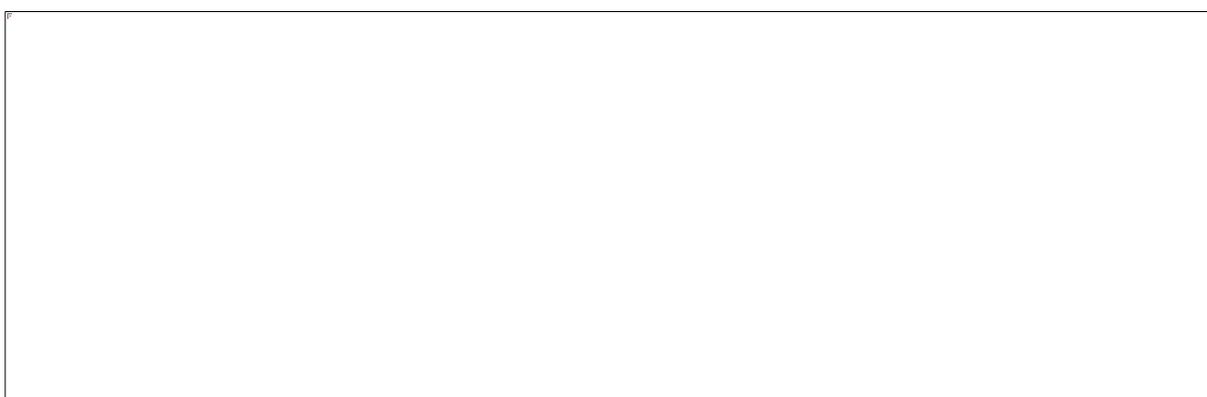
Energía Renovable

Como se determina en la sección 7.2 del Informe del Componente I, la energía eólica y solar son los recursos de energía renovable más económicos para producir hidrógeno de bajo costo. Sin embargo, se determinó que el viento no es un recurso energético renovable apropiado debido a la alta estacionalidad del rendimiento. La energía solar es comparativamente más estable con un menor grado de estacionalidad y se puede confiar en ella durante todo el año. También se requiere una conexión a la red para garantizar la producción durante los meses de bajo rendimiento solar.

El estudio de costo nivelado de la electricidad de Wood Mackenzie para América Latina muestra que la energía solar fotovoltaica de seguimiento competirá con la fotovoltaica fija en 2035 en términos de costo (27 USD/MWh), al tiempo que ofrece un factor de capacidad más alto que se calcula en una media del 18.9% en 10 años. Por lo tanto, se recomienda el seguimiento solar. El costo nivelado también se alinea con el estudio de IRENA sobre CAPEX BAJO de 415 USD/kW que esperaríamos debido a las economías de escala que se lograrán con este proyecto.

El parque solar está ubicado en Coclé, cerca de un parque solar existente, lo que implica una mayor probabilidad de obtener el consentimiento de planificación. El parque solar tiene un tamaño de 1,97 GW (alrededor de 64 km²). Así sería una de las plantas solares más grandes del mundo². El tamaño de la granja es un factor de 2.11 sobre la capacidad del electrolizador, que es el tamaño óptimo para permitir un factor de carga solar anual del 32 % y minimizar la necesidad de recurrir a la red, que calculamos en un 8 % anual. Por tanto, el factor de carga total del electrolizador es de media del 40%.

Figura 2-3: Consumo de energía del electrolizador y cortes solares (datos 2023)



Fuente: Consultor

No se considera que el almacenamiento de energía en baterías capture el exceso de energía solar por encima del electrolizador debido a un modelo de negocio limitado. Durante los meses de abril a mayo y de septiembre a diciembre, la batería podría utilizar electricidad que de otro modo estaría restringida, aumentando la proporción de energía renovable. Sin embargo, durante los meses de enero a abril toda la demanda de hidrógeno es atendida efectivamente por el parque solar y no se requiere una batería. Además, durante los meses de junio a agosto hay poco o ningún exceso de energía que pueda arbitrarse diariamente, por lo que la batería estaría prácticamente inactiva, como se ve en el gráfico anterior. El mercado eléctrico de Panamá se basa en un modelo de comprador único que limita un modelo de negocio para el arbitraje energético. Si se creara un mercado spot para la energía renovable, entonces los operadores de almacenamiento de energía en baterías podrían utilizar la batería durante todo el año vendiendo el exceso de electricidad en los períodos pico o comprando electricidad renovable de bajo costo en períodos de baja demanda que podría ser utilizada posteriormente por el electrolizador.

Asumimos un costo promedio de electricidad de la red de 63 USD/MWh proveniente del promedio estimado entre 2024 y 2034 por el plan de expansión del sistema interconectado nacional³. También asumimos 8 USD/MWh adicionales para los costos sistémicos promedio por el uso de la red⁴.

Una política de medición neta introducida en 2016 permite que el exceso de energía solar exportada a la red se devuelva como créditos de kWh hasta un límite del 25% del consumo de energía del sitio. Esta política tendría un impacto positivo en la economía del proyecto al reducir el costo de la electricidad de la red. Sin embargo, no incluimos esta política en nuestros cálculos, ya que

² [Masdar launches world's largest single-site solar project in the UAE \(power-technology.com\)](https://www.power-technology.com/news/2023/09/05/masdar-launches-worlds-largest-single-site-solar-project-in-the-uae/)

³ <https://etesa.com.pa/es/plan-expansion-del-sistema-interconectado-naciona>

⁴ <https://www.irena.org/publications/2018/May/Renewables-Readiness-Assessment-Panama-EN>

nuestra planta estará operativa a partir de 2035, cuando el mercado solar estará más maduro y, por lo tanto, la política y su existencia durante los 30 años de vida útil de la planta son menos seguras.

Debido a la falta de alternativas, la planta solar tiene una tasa de reducción del 20% en promedio y esto tiene un impacto proporcional en el costo nivelado de la electricidad.

Desalinización

Una planta desalinizadora está ubicada en la costa y el agua se canaliza a 10 km hasta el lugar de producción. Esto produciría 11,640 m³/día de agua para la producción de hidrógeno. La planta desalinizadora funcionará con 17 GWh de electricidad de la red. La salida de descarga de salmuera se propone a una longitud de 7,5 km a una profundidad de 17 m en el Golfo de Parita para mitigar los impactos de la salmuera en la vida marina local⁵. Una solución alternativa podría ser suministrar la salmuera a la cercana industria de producción de sal ubicada en Aguadulce.

Planta de producción de hidrógeno

Se propone un electrolizador alcalino de 934 MW para el elemento de producción de hidrógeno de la planta integrada verticalmente. Se seleccionó la tecnología alcalina debido a sus bajos costos de inversión de capital. Una limitación de los alcalinos es la capacidad de responder a las variaciones de carga. Sin embargo, asumimos que los datos de captura de imágenes meteorológicas y del cielo han mejorado el pronóstico del rendimiento de las plantas fotovoltaicas a corto plazo para una aceleración proactiva. Cualquier laguna de respuesta se llena con la energía de la red eléctrica. Un estudio previo a la alimentación determinaría cuál es la mejor opción tecnológica de electrolizador a seguir. La producción de hidrógeno prevista es de 194 toneladas por día, y el suministro de energía se describe en la sección de energías renovables.

Compresión y almacenamiento de hidrógeno

Un compresor está dimensionado para poder suministrar el hidrógeno producido directamente al almacenamiento intermedio. Las unidades de almacenamiento son esenciales para cerrar la disparidad entre el perfil de producción de energía solar e hidrógeno y el perfil de uso continuo de las plantas de amoníaco.

Las unidades de almacenamiento se basan en la solución de almacenamiento de hidrógeno de eje vertical de *Ardent Underground*⁶. Cada uno puede contener hasta 500 toneladas de hidrógeno. El almacenamiento tiene un tamaño para dos días de reserva de materia prima de hidrógeno para la planta de amoníaco.

Planta de producción de amoníaco

La planta de producción de amoníaco está diseñada para funcionar de forma continua, excepto un tiempo de inactividad del 5 % asociado con el mantenimiento planificado. Este es el mejor modo de operación para una planta de este tipo debido a su inflexibilidad y al beneficio de maximizar su utilización. La producción diaria de la planta es de 1,154 toneladas de amoníaco al día, lo que la convierte en una planta grande con economías de escala.

No se recomienda reducir el tamaño (en términos de volúmenes producidos), ya que el efecto de las economías de escala significa que tamaños más pequeños significarán un CAPEX significativamente mayor (consulte el Apéndice para ver el gráfico sobre economías de escala). Reducir la capacidad de la planta disminuiría la viabilidad económica potencial del proyecto.

Tubería de amoníaco

Un oleoducto de 25 kilómetros discurre desde la planta de producción de Coclé hasta el puerto de Aguadulce. Cruzaría el río Grande, discurriría por tierras de cultivo, salinas y matorral a lo largo de su recorrido.

⁵ <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC6959559/>

⁶ https://www.ammoniaenergy.org/wp-content/uploads/2021/09/Ardent-Underground-Overview_AEA_Roundtable_August_2021_Final.pdf

Almacenamiento de amoníaco

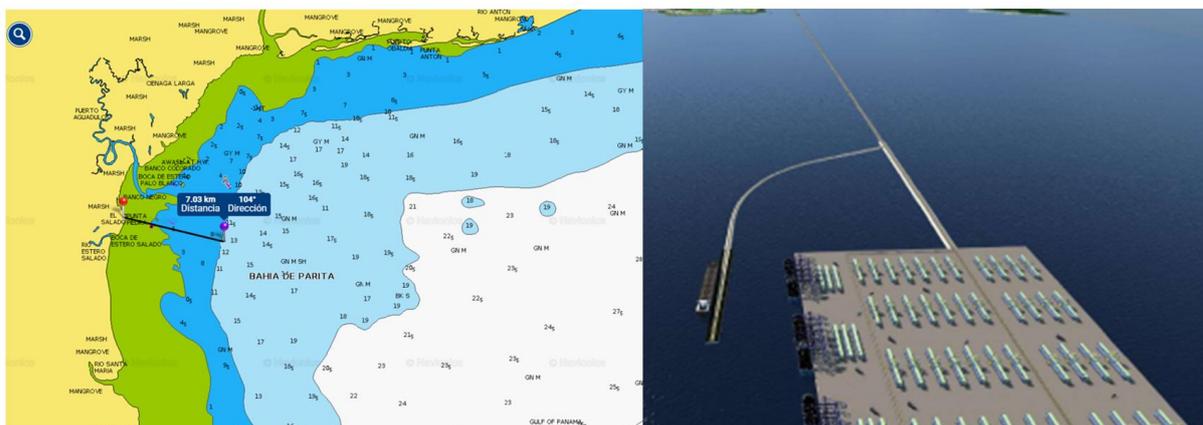
La mayor parte del almacenamiento de amoníaco estaría ubicado en la costa, en la base del embarcadero; consulte el Apéndice para ver un ejemplo de almacenamiento de amoníaco en un puerto. La capacidad de almacenamiento es de unas 20 kt de amoníaco. Para esta capacidad se dimensiona un tanque cilíndrico de 26 diámetros, que cubre 531 m². Se supone que la licuefacción del amoníaco en el punto de almacenamiento se realiza mediante electricidad de la red.

Infraestructura terminal

Para la infraestructura de la terminal marítima, se considera la construcción de un nuevo puerto en Aguadulce. Se espera que sea construido por un tercero. Por lo tanto, la infraestructura relacionada con la exportación de amoníaco/metanol está relacionada únicamente con los tanques en tierra, las tuberías y los brazos de carga. En la siguiente figura se presenta una representación del puerto. La longitud estimada de los racks de tuberías es de 7km que es la extensión del caballete de acceso al puerto desde tierra hasta el área operativa.

La infraestructura para amoníaco se construirá en una sola fase y podrá operarse con una capacidad máxima de 400,000 toneladas. La estimación de CAPEX incluyó: unidades de carga, plataformas, Duques de alba de amarre y pecho, caballete de acceso y atraques, ducto, balance de planta y tanques.

Figura 2-4: Plano Conceptual Terminal Portuaria Multipropósito de Aguadulce



Fuente: NAVIONICS y República de Panamá

Requerimiento Espacial

La siguiente tabla detalla los requisitos espaciales estimados para los diversos activos importantes de las plantas de producción.

Tabla 2-3: Requisito espacial – Coclé

Descripción	Valor	Unidad
Producción de energía renovable	64	km ²
Producción de hidrógeno	0.1	km ²
Producción de amoníaco	60 x 60	m
Almacenamiento de hidrógeno	150 x 150	m
Almacenamiento de amoníaco	531	m ²

Fuente: Consultor

* Consulte el Apéndice para conocer los supuestos

2.3.2 Balboa

Las siguientes secciones, tanto para Balboa como para Colón, se basan en el Capítulo 9 del informe de la Propuesta Final para el Plan Maestro presentado el 29 de marzo, pero están más detalladas. Para una buena comprensión se sugiere al lector revisar el informe antes mencionado.

Para el sitio de Balboa, la instalación de depósito de amoníaco está planificada como un proyecto en una de las islas dedicadas al abastecimiento de combustible en el Pacífico.

Determinantes

Los principales impulsores del desarrollo portuario de Balboa son:

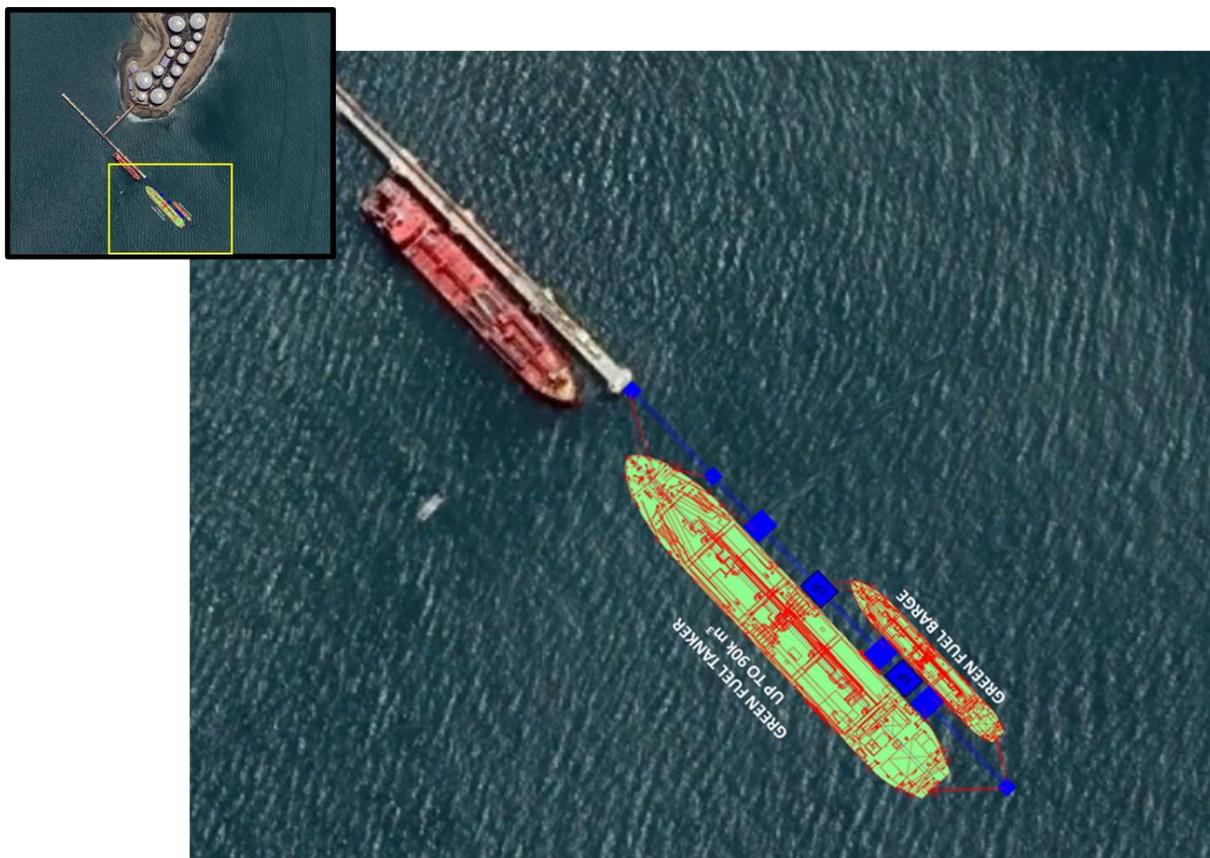
- La demanda esperada, baja para los primeros años, y la disponibilidad de capacidad en la terminal insular.
- La experiencia y práctica relacionada con el actual bunkering de combustibles fósiles. Esto es particularmente relevante en términos de los diseños que tienen los principales centros de abastecimiento de combustible, particularmente las islas Melones y Taboguilla.
- Características y dimensiones de barcasas y buques bunker tanto de amoníaco como de metanol.
- Cuestiones de seguridad, principalmente en términos de la toxicidad del amoníaco y los efectos sobre las personas y el medio ambiente en caso de fugas.
- La disponibilidad de suelo y su compatibilidad con base en el uso de suelo en el área de Balboa.

Requerimientos de Espacio e Infraestructura

De la discusión en etapas anteriores del proyecto, vale la pena señalar las siguientes observaciones:

- Todas las configuraciones típicas para el abastecimiento de combustible líquido se implementan en Panamá. Preliminarmente estas terminales podrían servir al petrolero oceánico de diseño de este proyecto. Sin embargo, las instalaciones de la parte superior deberán analizarse con mayor detalle para verificar la idoneidad de las tuberías y equipos de almacenamiento existentes y la disponibilidad de espacio.
- Se prefiere una configuración de embarcadero cercano a la costa, ya que optimiza la cantidad de obras marinas del proyecto.
- Lo más importante es que los embarcaderos cercanos a la costa se operan con éxito en el mercado de abastecimiento de combustible en Panamá. Por ejemplo, Melones Oil Terminal y Decal operan terminales con un diseño de embarcadero mejorado, que permite la operación simultánea del buque cisterna de importación y del buque de abastecimiento de combustible.
- Para un proyecto *brownfield*, la infraestructura requerida corresponde a una extensión de la misma configuración con un atracadero dedicado o simplemente la adición de un nuevo conjunto de tuberías y brazos de carga en la misma plataforma de carga de la terminal existente. La primera alternativa se muestra a continuación.
- Con esta configuración se pueden manejar líquidos tanto de amoníaco como de metanol.
- La definición final del proyecto *brownfield*, ya sea con un nuevo conjunto de tuberías y una instalación compartida o con un atracadero exclusivo, depende de la demanda real esperada.

Figure 2-5: Configuración de diseño adoptada para el *Brownfield Bunkering* en Balboa. Ejemplo en Terminal Isla Melones.



Fuente: Consultor

En la siguiente tabla se presenta la estimación de los atraques y sus longitudes.

Tabla 2-4: Rangos de requisitos de ocupación y atraque para las proyecciones del escenario base en la entrada del Pacífico al Canal de Panamá

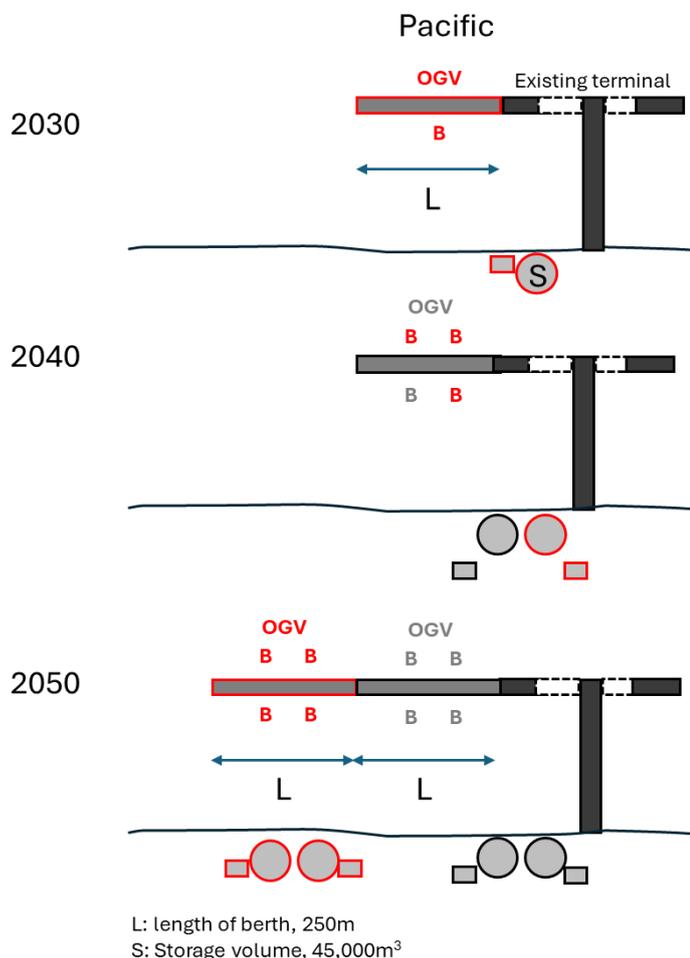
Ítem	Atraques requeridos, longitud del atraque y ocupación estimada del atraque	
Descarga + carga	Pacífico, Balboa	
proyección 2030	2 literas	proyección 2030
		17% de ocupación
proyección 2040	4 literas	proyección 2040
		81% ocupación
proyección 2050	8 literas	proyección 2050
		83% ocupación

Fuente: Consultor

En la siguiente figura se muestra una representación de la infraestructura portuaria requerida. El contorno rojo hace referencia a obras construidas en el año de la proyección. El contorno negro significa que la infraestructura se construyó en una etapa anterior.

OGV y B significan Ocean Going Vessel y Barge respectivamente. Los círculos están referidos a tanques de 45,000 m³ y los bloques al lado de cada tanque están asociados al Balance de Planta relacionado con los tanques.

Figura 2-6: Esquema de terminales marítimas para abastecimiento de combustible según diferentes proyecciones en el escenario base



Fuente: Consultor

El número y longitud del atraque indicado en la imagen anterior está relacionado en la Tabla 2-4. La longitud de cada atracadero es de 250 m y será operado tanto desde el atracadero interno (barcazas) como desde el externo (barcazas OGV+), tal como operan actualmente los buques de bunkering fósiles. Como se indica en la figura, es posible atracar dos barcazas en un atracadero OGV cuando el buque no está en operación. Para la evaluación no se habían considerado transferencias de barco a barco.

2.3.3 Colón

Determinantes

Los principales impulsores del desarrollo portuario de Colón son:

- Analizamos ubicaciones tanto *greenfield* como de *brownfield* en el Informe del Componente I. Se espera que el desarrollo *brownfield* en Balboa se realice a través de proveedores de búnker existentes debido a su ubicación ideal en islas costeras de la bahía. Para el área de Colón, se seleccionó un área totalmente nueva porque está interesada en ver la diferencia entre terrenos *brownfield* y *greenfield*. La ubicación seleccionada para Colón es PPC Ubicación Norte. El terminal se parecería a la figura siguiente.
- Dada la profundidad de la zona, se prevén obras de dragado para crear un círculo de maniobra y un bolsillo de atraque para una navegación segura.
- Características y dimensiones de barcazas y buques bunker tanto de amoníaco como de metanol.
- Cuestiones de seguridad, principalmente en términos de la toxicidad del amoníaco y los efectos sobre las personas y el medio ambiente en caso de fugas.

- La disponibilidad de suelo y su compatibilidad con el uso del suelo en la zona de Colón.

Figura 2-7: Configuración de diseño adoptada para la terminal *Greenfield* en Colón. Ejemplo en terminal PPC.



Fuente: Consultor

Requerimientos de Espacio e Infraestructura

De la discusión en etapas anteriores del proyecto, vale la pena señalar las siguientes observaciones:

- Todas las configuraciones típicas para el abastecimiento de combustible líquido se implementan en Panamá. Preliminarmente estas terminales podrían servir al petrolero oceánico de diseño de este proyecto. Sin embargo, las instalaciones de la parte superior deberán analizarse con mayor detalle para verificar la idoneidad de las tuberías y equipos de almacenamiento existentes y la disponibilidad de espacio.
- Se prefiere una configuración de embarcadero cercano a la costa, ya que optimiza la cantidad de obras marinas del proyecto.
- Lo más importante es que los embarcaderos cercanos a la costa se operan con éxito en el mercado de abastecimiento de combustible en Panamá. Por ejemplo, Melones Oil Terminal y Decal operan terminales con un diseño de embarcadero mejorado, que permite la operación simultánea del buque cisterna de importación y del buque de abastecimiento de combustible.
- Para un proyecto totalmente nuevo, la infraestructura requerida corresponde a un nuevo embarcadero con un atracadero exclusivo.
- Con esta configuración se pueden manejar líquidos tanto de amoníaco como de metanol.

En la siguiente tabla se presenta la estimación de los atraques y sus longitudes.

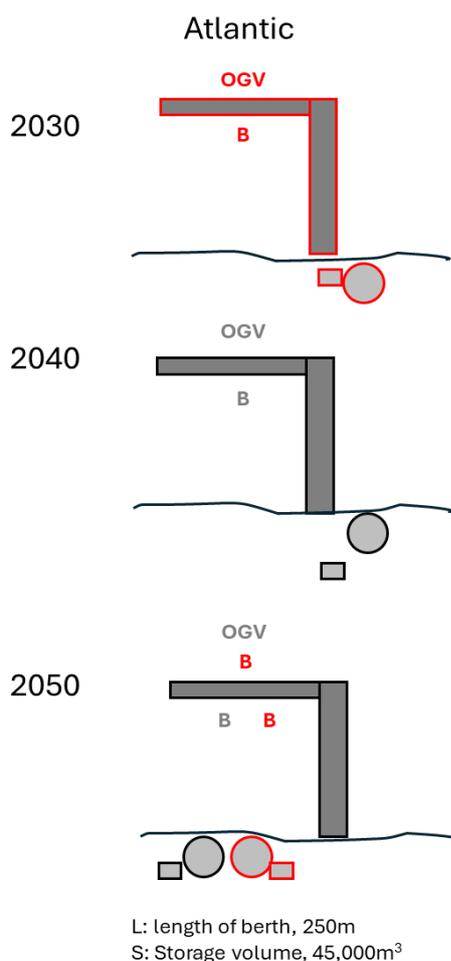
Tabla 2-5: Rangos de ocupación y requisitos de atraque para proyecciones del escenario base en la entrada atlántica del Canal de Panamá

Artículo	Atraques requeridos, longitud del atraque y ocupación estimada del atraque	
Descarga + carga	Atlántico, Colón	
proyección 2030	2 literas	proyección 2030
		4% de ocupación
proyección 2040	2 literas	proyección 2040
		40% de ocupación
proyección 2050	3 literas	proyección 2050
		55% de ocupación

Fuente: Consultor

En la siguiente ilustración se muestra una representación de la infraestructura portuaria requerida con la misma nomenclatura que Figura 2-7.

Figura 2-8: Esquema de terminales marítimas para abastecimiento de combustible en diferentes proyecciones en el escenario base



Fuente: Consultor

El número y longitud del atraque indicado en la imagen anterior está ilustrada en la Tabla 2-5. La longitud de cada atraque es de 250 m y serán operados tanto desde el atraque interno (barcazas) como desde el externo (barcazas OGV+) ya que actualmente operan con búnker fósil. Para la evaluación no se habían considerado transferencias de barco a barco.

3 Ambiental, Social y Gobernanza

3.1 Introducción

La siguiente sección describirá consideraciones relacionadas con la seguridad y el manejo, los impactos ambientales y sociales del desarrollo propuesto y los aspectos de gobernanza relacionados con la certificación del hidrógeno y el apoyo político.

3.2 Requisitos de Seguridad

Esta sección trata sobre los requisitos generales de seguridad que se requerirán para producir, almacenar, suministrar y/o exportar de manera segura combustibles sin emisiones de carbono en una ubicación portuaria.

3.2.1 General

Al igual que con los combustibles marinos fósiles, el manejo de combustibles de cero o bajas emisiones, incluidos el hidrógeno verde y el amoníaco, requiere regulaciones industriales y capacitación adecuadas para poder llevarse a cabo de manera segura y evitando daños a las personas y al medio ambiente. La siguiente tabla describe los principales peligros relacionados con el hidrógeno y el amoníaco, así como las implicaciones del manejo de estos combustibles.

Tabla 3-1: Requerimientos de seguridad

Descripción	Principales Riesgos	Implicaciones en monitoreo
Hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> Extremadamente inflamable y explosivo, incluso en bajas concentraciones. Incoloro e inodoro, lo que dificulta la detección de fugas/acumulación. Las llamas son casi invisibles a la luz del día 	<ul style="list-style-type: none"> Asegúrese de que los tanques estén en buenas condiciones, que se eviten las fugas y que el gas no se pueda acumular en espacios confinados (como los techos, ya que el gas es más ligero que el aire). Equipo eléctrico clasificado ATEX que se utilizará Las medidas de seguridad, como muros cortafuegos y alarmas de seguridad, son cruciales para garantizar un manejo seguro; se requiere detección térmica de incendios. La manipulación segura requiere equipos de protección personal (EPI) adecuados
Amoníaco	<ul style="list-style-type: none"> Altamente tóxico para el medio ambiente acuático y los seres humanos. Explosivo e inflamable 	<ul style="list-style-type: none"> Como producto comercializado a nivel mundial, existen regulaciones para el almacenamiento y manejo de amoníaco en barcos y tierra. Asegúrese de que los tanques estén en buenas condiciones, que se eviten las fugas y que el gas no se acumule en espacios confinados. Es posible que se requiera un bund alrededor de los recipientes de almacenamiento. El manejo seguro requiere EPI apropiado

Fuente: Consultor

Se deben realizar varios estudios de seguridad en la instalación de procesamiento para garantizar operaciones seguras. Esto incluye y no se limita a:

- Identificación de peligros (HAZID)
- Estudio de peligros y operabilidad (HAZOP)

- Análisis de capa de protección (LOPA)

Se deben cumplir varias normas de seguridad que cubren tanto la producción como el almacenamiento de hidrógeno y amoníaco, por ejemplo, la US OSHS 1910.111 – Almacenamiento y manipulación de amoníaco anhidro y la 1910.103 – Hidrógeno. Además de esto, se deben incorporar protocolos y procedimientos de seguridad adecuados en el cultivo de la planta para minimizar el riesgo de que ocurra un evento no deseado. Será necesario considerar zonas de exclusión y muros cortafuegos en etapas de diseño posteriores para garantizar que las poblaciones locales estén protegidas de los peores escenarios.

3.2.2 Manejo de Amoniaco

La seguridad es un tema importante al manipular amoníaco. Según DNV-GL⁷, las principales consideraciones son:

- Toxicidad: Este es posiblemente el principal peligro. Las concentraciones del 0.36% podrían causar un 1% de muertes con 30 minutos de exposición, mientras que las concentraciones del 5.5% podrían causar un 50% de muertes después de 5 minutos de exposición.
- Inflamabilidad: Baja en comparación con otras fuentes de combustible como el metano (GNL) y el propano (GLP), debido a su bajo límite de inflamabilidad del 15% en el aire. Comparado con su toxicidad, el riesgo de explosión es pequeño.
- Baja temperatura: Menos desafiante que el GNL o el hidrógeno, ya que no es necesario mantenerlo a temperaturas criogénicas.

Para minimizar situaciones peligrosas, se deben considerar en el diseño zonas controladas que proporcionen una distancia de seguridad de posibles fuentes de ignición y emisiones de alta concentración. PIANC define las siguientes zonas controladas:

- Zona Peligrosa: contiene equipos o sistemas eléctricos instalados que requieren estándares de construcción especiales o especificaciones de temperatura en superficies expuestas a mezclas inflamables.
- Zona de Seguridad: sólo se permite personal y actividades dedicadas y esenciales durante la operación. Se pueden definir otras zonas de seguridad en función de los riesgos tóxicos y los límites de toxicidad asociados.

3.2.3 Amoniaco en el Medio Marítimo

Dado que el amoníaco (NH₃) es un producto comercializado a nivel mundial, existen regulaciones y conocimientos de la industria sobre el almacenamiento y manipulación del amoníaco en los barcos. El amoníaco es significativamente tóxico tanto para los humanos como para la vida acuática y plantea un riesgo de inflamabilidad y explosividad. Se están desarrollando regulaciones para barcos propulsados por amoníaco en las sociedades de clase y se han encargado más de 100 barcos listos para usar amoníaco. El primer buque preparado para amoníaco se entregó en febrero de 2022. Las emisiones de escape requerirán un tratamiento posterior debido al riesgo de compuestos de nitrógeno. Sin embargo, la reducción catalítica selectiva será sencilla, ya que el compuesto principal de los sistemas SCR es el amoníaco, que se puede añadir fácilmente al escape. Las normas relacionadas con el abastecimiento de amoníaco están en desarrollo, y el primer abastecimiento se llevará a cabo en Singapur en marzo de 2024. Dado este progreso, se espera que se implementen estándares y procedimientos integrales en Panamá antes de que comience la distribución en Panamá. Es probable que los requisitos tengan similitudes con los del GNL, pero sin duda serán más desafiantes que los de los combustibles marinos líquidos existentes. Al igual que con la planta de producción de Coclé, el almacenamiento de amoníaco en el muelle necesitará una evaluación de seguridad exhaustiva, cumpliendo con los mismos estándares.

Según PIANC⁸, se debe realizar un proceso de identificación de peligros (HAZID) para enumerar todos los peligros involucrados en la terminal marítima. El resultado esperado es establecer criterios de riesgo y objetivos de seguridad, así como demostrar la ausencia de fallas fatales para el proyecto.

⁷DNV-GL, amoníaco como combustible marino, 2020

⁸PIANC, MarCom Working Group Report N° 153B – 2022, as part of the future stages of engineering

Según DNV⁹, Pronóstico de hidrógeno para 2050, 2022 En caso de incidentes de fuga de amoníaco, las medidas de mitigación incluirían la detección de liberación de amoníaco y el cierre de emergencia de los sistemas de ventilación y amoníaco. Otras especificaciones implican la disponibilidad de máscaras respiratorias de emergencia y rutas de escape claras.

Además, PIANC define las siguientes zonas marítimas:

- Área de Monitoreo y Seguridad: un área alrededor de la instalación y la embarcación donde se monitorea el tráfico de embarcaciones y otras actividades para mitigar los efectos dañinos.
- Zona de exclusión marina (MEZ): definida en función del tráfico de paso y la distancia entre el canal de navegación y las embarcaciones amarradas en los atracaderos o instalaciones de almacenamiento flotante. La MEZ normalmente la define la Autoridad Portuaria.
- Zona externa: proporciona una zona de amortiguamiento entre una terminal y los sitios vecinos, áreas residenciales y áreas públicas.

3.3 Impacto Ambiental y Social

Esta tarea tiene como objetivo minimizar los impactos ambientales y sociales de la cadena de suministro de combustible búnker sin emisiones de carbono para cada ubicación portuaria. Se abordarán y describirán a nivel conceptual los siguientes temas:

- Impacto localizado del aumento de la energía solar
- Biodiversidad
- Deforestación

También se señala que una transición a combustibles con bajas o cero emisiones de carbono probablemente tendrá impactos sociales positivos para las comunidades circundantes. También se pueden obtener beneficios de la creación de una base de conocimientos y se puede educar y formar a personas del sector empresarial. En términos más generales, dado que Panamá importa la mayor parte de su combustible marino, la producción local conducirá a un resultado económico neto positivo.

3.3.1 Impacto de la Plana de Producción

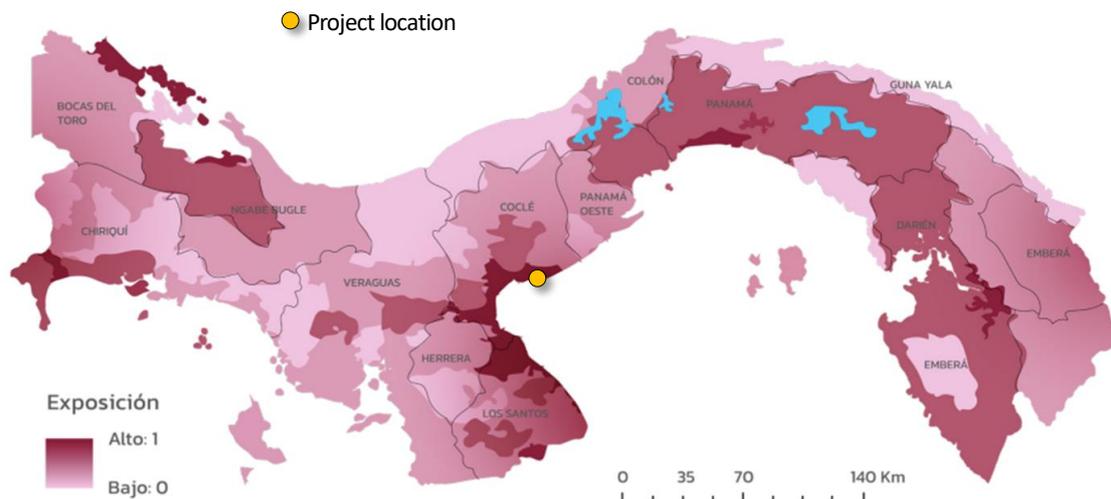
Coclé es una región relativamente seca según el mapa de zonas ecológicas de Holdridge, un esquema bioclimático global para la clasificación de geografías, lo que la hace muy adecuada para las energías renovables debido a los impactos potenciales relativamente menores sobre la biodiversidad.¹⁰ Coclé se encuentra en una zona de alta sensibilidad climática y al borde de una zona de sensibilidad climática severa, como se muestra en la siguiente figura. La sensibilidad climática es un término utilizado por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) para describir en qué medida el aumento de las emisiones afectará la temperatura de la Tierra¹¹.

⁹ DNV, Hydrogen Forecast to 2050, 2022.

¹⁰ Zonas de vida de Holdridge | Zonas de vida de Holdridge | Portal STRI GIS (arcgis.com)

¹¹ archive.ipcc.ch/ipccreports/tar/wg1/355.htm

Figura 3-1: Mapa de la Zona Ecológica de Holdridge



Fuente: Cuarto reporte nacional de Panamá sobre cambio climático

Aunque Coclé ha sido destacado como un lugar ideal para la energía solar, esto no disminuye ninguno de los posibles impactos ambientales posteriores que podrían ocurrir en el área directa de construcción y operación. Las plantas solares pueden, con el tiempo, provocar variaciones localizadas de temperatura: las zonas sombreadas se vuelven mucho más frías, mientras que otras superficies se calientan debido al exceso de radiación que no absorben los propios paneles solares. Los paneles solares solo absorben aproximadamente el 15% de la radiación, y el exceso se dispersa en la atmósfera, lo que potencialmente puede afectar directamente la temperatura del suelo y del aire. Los impactos de la construcción de la propia granja podrían causar daños considerables.

El desarrollo solar propuesto en Coclé requerirá aproximadamente 64 km² y, dado que la Provincia de Coclé mide 4.947 km², esto ocuparía el 1.3% del territorio de la región. Coclé es principalmente una zona agrícola, por lo tanto, la construcción de una granja solar de este tamaño ocuparía tierras agrícolas valiosas y dañaría/limitaría el caso de uso de las tierras ocupadas en sí. Vale la pena señalar que, con 1.97 GW, este desarrollo se ubicaría entre los 5 principales parques solares más grandes del mundo en marzo de 2024, y todos, excepto uno de los diez principales parques solares, se construirán en zonas desérticas. Hay pocos estudios de caso que evidencien el verdadero impacto ambiental causado por desarrollos de tal escala, particularmente porque el parque solar más grande que existirá en América del Sur en 2024 tendrá 864W, la planta de energía solar de Sao Gonçalo en el noreste de Brasil^{12,13}.

Para la fase de construcción de cualquier desarrollo renovable, es inevitable que se produzca algún nivel de impacto en el área directa. La maquinaria pesada y, a menudo, la preparación del terreno para la implementación, pueden influir en la agricultura y el suelo en las zonas cercanas y circundantes. A menudo se eliminan árboles para ganar el espacio requerido, y la nueva infraestructura puede causar compactación del suelo, cambio en los canales de drenaje, transferencia accidental de escombros a áreas vecinas y erosión acelerada. Como se mencionó anteriormente, una de las principales exportaciones y economía de Coclé radica en su agricultura y minería de sal y minerales, por lo tanto, cualquier construcción cercana necesitaría garantizar que sus operaciones no causen impacto a las operaciones circundantes, por ejemplo, levantamiento de escombros que cause problemas de visibilidad, contaminación acústica, congestión vial, etc.

¹² The 15 largest solar farms in the world 2024 | Eco Experts (theecoexperts.co.uk)

¹³ Enel Green Power's 256 MW Sao Goncalo III solar farm is officially in operation - New Energy Events

La construcción de nuevas centrales eléctricas requiere costosas mejoras en la infraestructura de transmisión y las conexiones a la red, con los consiguientes impactos ambientales. El proceso de construcción puede impactar el suelo a través del desplazamiento y compactación que impacta aún más los canales de drenaje y por lo tanto aumenta la erosión. Además, Coclé es una región densamente boscosa en Panamá, con bosques naturales que cubren más del 55% de su superficie terrestre. Desde 2010, la región ha perdido 1.97 mha de bosque natural. Dependiendo de la ubicación exacta de la instalación de producción y del parque solar ubicado en el mismo lugar, el riesgo potencial de contribuir a la deforestación durante el período de construcción es un riesgo alto.¹⁴ Si se pierden tierras de cultivo debido a la granja solar, existe el riesgo de que se deforeste para compensar el déficit de la agricultura local, aunque puede haber oportunidades para el creciente mercado de la energía agrivoltaica. La pérdida directa de hábitat y la subsiguiente pérdida/desplazamiento de especies también deben ser monitoreadas de cerca durante cualquier desarrollo.

Para construir un parque solar de este tamaño, será necesario mejorar las carreteras locales y los puntos de acceso para componentes, maquinaria y trabajadores. Como resultado, las áreas de tierra no urbanizadas tendrán que convertirse en carreteras, y la excavación de terrenos y la colocación de hormigón para crear carreteras pueden destruir hábitats y desplazar la flora y la fauna locales. Si bien la fase de construcción de una instalación de producción de energía solar y de hidrógeno presenta los mayores riesgos para el medio ambiente, el funcionamiento continuo también habrá provocado un aumento del tráfico y habrá urbanizado en cierta medida una zona rural. Los factores antropogénicos asociados con la urbanización, incluso si se trata de una carretera escasamente utilizada, pueden impedir las rutas de migración de la vida silvestre y obligar a las especies a reubicarse, lo que puede ser mortal y alterar la competencia de las especies localizadas. Dada la falta de infraestructura portuaria significativa en las cercanías, este proyecto propone el desarrollo de un nuevo puerto en Puerto Aguadulce para transportar componentes para un proyecto de esta escala por barco. El desarrollo de este nuevo puerto requeriría el establecimiento de nueva infraestructura que introduce riesgos ambientales, incluida la contaminación lumínica y acústica, la contaminación del mar por desechos, así como el daño potencial al fondo marino en caso de que fuera necesario dragar para dar cabida a buques más grandes para el transporte de amoníaco a Balboa. Sin embargo, si esto no fuera posible, es posible que la multitud de componentes tuvieran que ser conducidos por carretera desde Balboa, una distancia de unos 150 kilómetros, lo que podría provocar tráfico y contaminación.

Para mitigar el riesgo y garantizar que no haya consecuencias no deseadas en la comunidad cercana y la industria agrícola en relación con la pérdida de agua, hemos incorporado una planta desalinizadora que proporciona los requisitos de agua a la planta de electrólisis.

Además del propio parque solar, la construcción y los riesgos asociados con dos nuevos gasoductos propuestos podrían ser importantes desde el punto de vista medioambiental. El ducto de amoníaco propuesto se extendería aproximadamente 24 kilómetros a través de una mezcla de tierras boscosas y agrícolas, lo que podría requerir deforestación, el desarrollo de nuevas carreteras y el uso de maquinaria pesada. El proceso de construcción de colocación de un oleoducto causará daños importantes al propio terreno, además de matar o desplazar especies. Además del proceso de construcción, las tuberías presentan riesgos de fugas, que tendrán distintos impactos dependiendo de la ubicación de la fuga. Por ejemplo, el impacto de las fugas de amoníaco en aguas costeras supone un impacto mayor que el de una fuga en agua dulce, ya que es más tóxico para el agua de mar. Cuando el amoníaco se disuelve en agua, se convierte en hidróxido de amonio, una sustancia altamente tóxica para la vida marina, y esta toxicidad aumenta cuando el pH del agua de mar es más bajo. Los hábitats intermareales están expuestos al amoníaco gaseoso durante la marea baja y al amoníaco disuelto durante la marea alta, dependiendo de la ubicación y el momento de la fuga. Los niveles elevados de amoníaco en el suelo, el mar, los ríos o los lagos pueden dañar significativamente las tierras agrícolas, los bosques, las masas de agua y otra vegetación cercanas. Este daño como resultado del amoníaco que contribuye directamente a la acidificación y eutrofización de los ambientes locales, si no se gestiona, la eutrofización, puede conducir a zonas muertas enteras. La implementación de cualquier nuevo oleoducto debe garantizar que esté bien planificado y se coloque en una ruta que conduzca al menor impacto posible.

¹⁴ Coclé, Panamá Tasas y estadísticas de deforestación | GFW (globalforestwatch.org)

3.4 Certificación de Hidrógeno Verde y Derivados

3.4.1 Introducción

Los esquemas de certificación desempeñan un papel vital en la generación de confianza entre las partes interesadas, incluidos consumidores, inversores y autoridades reguladoras. Al brindar garantías de que el hidrógeno cumple con estándares específicos, estos esquemas ayudan a fomentar la aceptación del mercado y la inversión en tecnologías de hidrógeno, impulsando el crecimiento y la innovación de la industria. A medida que el mundo avanza hacia una economía baja en carbono, es primordial garantizar la sostenibilidad de los métodos de producción de hidrógeno. Los esquemas de certificación incorporan criterios relacionados con el desempeño ambiental, como las emisiones de carbono que promueven la adopción de tecnologías de producción de hidrógeno más limpias y sostenibles. Estos esquemas facilitan el comercio y la colaboración internacionales al proporcionar un lenguaje y un marco común para evaluar los criterios de calidad, sostenibilidad y seguridad del hidrógeno. Esta armonización de estándares reduce las barreras al comercio transfronterizo y promueve la colaboración en la investigación, el desarrollo y el despliegue de tecnologías de hidrógeno, lo cual es particularmente relevante para Panamá, ya que apunta a establecer un Centro de Hidrógeno para América Latina que se conecte con otras partes del mundo. En esta sección, exploraremos las complejidades de los esquemas de certificación de hidrógeno verde y bajo en carbono, examinando sus criterios, iniciativas internacionales, desafíos, estudios de casos y perspectivas para América Latina.

3.4.2 Intensidad de Carbono

La intensidad de carbono de la producción de hidrógeno puede variar ampliamente según los métodos y tecnologías de producción utilizados. Actualmente uno de los métodos más comunes de producción de hidrógeno es el reformado de metano con vapor (SMR), que normalmente utiliza gas natural como materia prima y tiene como producto final lo que se conoce como hidrógeno gris. Si bien SMR es actualmente el método económicamente más viable para producir hidrógeno, dicho hidrógeno gris está asociado con importantes emisiones de CO₂. Por cada kilogramo de hidrógeno gris producido mediante SMR, se pueden emitir aproximadamente entre 9 y 12 kilogramos de CO₂, lo que lo convierte en un proceso intensivo en carbono. (IEA, 2019). Otro método de producción de hidrógeno con uso intensivo de carbono es la gasificación del carbón. El hidrógeno producido mediante este método a menudo se denomina hidrógeno negro. Este proceso implica hacer reaccionar carbón con oxígeno y vapor para producir hidrógeno, con una mediana de emisiones directas de CO₂ de 20,8 kg CO₂-eq/kg H₂¹⁵. La alta huella de carbono de la gasificación del carbón la convierte en una opción menos deseable desde una perspectiva ambiental.

En el otro extremo del espectro, el hidrógeno se puede producir con emisiones mínimas de carbono mediante electrólisis alimentada por fuentes de energía renovables. Cuando la electricidad utilizada proviene de fuentes renovables como la eólica, solar o hidroeléctrica, el proceso a menudo puede tener una intensidad de carbono de menos de 1 kg CO₂e/kg H₂. Aunque el hidrógeno verde es actualmente más caro que el hidrógeno gris, es muy prometedor para el futuro de una transición energética sostenible, incluida la descarbonización del sector marítimo.

3.4.3 Estándares y esquemas de certificación de hidrógeno verde y bajo en carbono

Mientras la comunidad global busca mitigar el cambio climático, la intensidad de carbono de la producción de hidrógeno se ha convertido en un factor crítico en la transición energética. Para garantizar que el hidrógeno contribuya eficazmente a los esfuerzos de descarbonización necesarios para lograr los objetivos climáticos, varios países y regiones han desarrollado estándares y esquemas de certificación de intensidad de carbono del hidrógeno. Los estándares de hidrógeno verde definen los criterios para que el hidrógeno sea clasificado como renovable, centrándose en los umbrales mínimos de reducción de emisiones de GEI y el uso de fuentes de energía renovables para su producción. Los esquemas de certificación, por otro lado, son mecanismos que verifican y aseguran el cumplimiento de estos estándares a través de sistemas de verificación y seguimiento de terceros, como Garantías de Origen (GO). Estas certificaciones, como CertifHy en Europa o la propuesta CertHILAC en América Latina y el Caribe, brindan transparencia, ayudan a generar confianza en el mercado y promueven la atracción de inversiones al confirmar el origen renovable del hidrógeno certificado. En conjunto, estos estándares y esquemas de certificación son cruciales para promover una economía sostenible del hidrógeno, reducir las emisiones de carbono y respaldar el cumplimiento normativo y el crecimiento del mercado.

¹⁵ (AIE, 2023)

Varios países han tomado medidas proactivas para establecer estándares y esquemas de certificación del hidrógeno. En 2023, más de 35 países¹⁶ firmó la Declaración de Intención de la COP28 sobre el Reconocimiento Mutuo de Esquemas de Certificación de Hidrógeno y Derivados de Hidrógeno Renovables y Bajos en Carbono¹⁷. Esta declaración tiene como objetivo facilitar un mercado mundial del hidrógeno trabajando hacia el reconocimiento mutuo de los esquemas de certificación de hidrógeno. Sin embargo, hasta el momento no existe un estándar internacional universalmente aceptado para el hidrógeno con bajas emisiones de carbono, aunque los participantes han acordado monitorear anualmente el progreso de la cooperación hacia el reconocimiento mutuo de los esquemas de certificación. Si bien varios países y geografías, como la Unión Europea, el Reino Unido y Estados Unidos, han proporcionado sus propias definiciones, persiste la falta de consenso sobre una definición unificada.

El gobierno del Reino Unido ha demostrado un fuerte compromiso con la descarbonización de la economía y el logro de Net Zero para 2050. Una parte clave de esta estrategia es el desarrollo y la implementación del Sistema de Certificación de Hidrógeno Bajo en Carbono del Reino Unido. El plan, que se lanzará en 2025, se basa en el Estándar de hidrógeno con bajas emisiones de carbono, que define que el hidrógeno con bajas emisiones de carbono debe poder reportar una intensidad de carbono de 20 gCO₂e/MJ LHV (2,4 kgCO₂e/kg H₂) o menos. Inicialmente será voluntario y pretende extenderse a todo el Reino Unido. El esquema utiliza una cadena de custodia de equilibrio de masa y está diseñado para permitir una mayor inversión, innovación y crecimiento en el sector del hidrógeno bajo en carbono del Reino Unido. El cumplimiento del Estándar de Hidrógeno Bajo en Carbono es un requisito previo para acceder a programas de financiación gubernamental como el Fondo Neto de Hidrógeno Cero (NZHF) y el Modelo de Negocio de Producción de Hidrógeno (HPBM). Estos programas brindan apoyo financiero para ayudar a aumentar la producción de hidrógeno e integrarlo en el sistema energético^{18 19}.

La Unión Europea también está avanzando en estándares para el hidrógeno renovable, incluidos combustibles líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y combustibles de carbono reciclado. Por ejemplo, en la Directiva sobre Energías Renovables III (RED III) de la UE se mantiene la definición de RED II para el hidrógeno verde, que entra en la categoría de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO) y requiere una reducción de las emisiones de GEI de al menos el 70% cuando en comparación con el hidrógeno basado en combustibles fósiles; que es 28,20 gCO₂eq/MJ LHV de hidrógeno (3,38 kgCO₂e/kgH₂) o menos. RED III también exige que el hidrógeno verde pueda calificar para créditos y subsidios de energía renovable, fomentando así la inversión en la producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono y una mayor penetración de las energías renovables mediante el principio de adicionalidad. En el caso del hidrógeno bajo en carbono, la RED III lo define como hidrógeno con una reducción de emisiones de GEI de al menos un 50% respecto a los métodos convencionales de producción de hidrógeno, como el SMR sin captura ni almacenamiento de carbono²⁰.

En Europa ya existen esquemas de garantía de origen para la electricidad renovable, lo cual es obligatorio según la actual Directiva Europea de Energías Renovables, que favorece la implementación de certificados de garantía de origen para el hidrógeno verde. CertifHy es una iniciativa europea que ha desarrollado un esquema de certificación de hidrógeno de alta calidad que aborda la divulgación al consumidor en la UE, cumpliendo al mismo tiempo con los objetivos establecidos en la Directiva de Energías Renovables. Esto se inició a petición de la Comisión Europea y está financiado por Clean Hydrogen Partnership. Este esquema de certificación otorga un valor comercializable al hidrógeno renovable y no renovable. CertifHy, que comenzó en 2014, se encuentra ahora en su tercera fase de implementación y se han establecido etiquetas de hidrógeno verde y bajo en carbono. CertifHy define el hidrógeno bajo en carbono como aquel que tiene al menos una reducción del 60% en las emisiones de GEI en comparación con el hidrógeno gris producido mediante SMR sin captura y almacenamiento de carbono (CAC). Aunque RED II puede parecer más estricto en cuanto a criterios de reducción de emisiones, CertifHy se centra específicamente en certificar el origen renovable

¹⁶Antigua y Barbuda, Alemania, Armenia, Australia, Bélgica, Brasil, Brunei, Canadá, Chile, Egipto, Francia, Alemania, Ghana, Hungría, India, Italia, Japón, Malasia, Mauritania, Marruecos, Moldavia, Namibia, Nigeria, Noruega, Países Bajos, Omán, Papua Nueva Guinea, Paraguay, Portugal, Sierra Leona, Singapur, República de Corea (ROK), Emiratos Árabes Unidos, Reino Unido, Ucrania, Uruguay, Estados Unidos de América y Yemen.

¹⁷COP28, 2023

¹⁸DESNZ, 2022

¹⁹UV SUD, 2024

²⁰European Commission, 2023b

del hidrógeno, garantizando la transparencia y credibilidad en el mercado del hidrógeno, lo que promueve la generación de confianza entre las partes interesadas, incluidos consumidores, inversores y autoridades reguladoras. .

Incluso dentro de la UE, algunos Estados miembros como Alemania han desarrollado normas de certificación adicionales. La norma TÜV SÜD CMS 70 es una norma de certificación alemana que define el hidrógeno verde como hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables y/o residuos. El estándar certifica hidrógeno verde que puede rastrearse hasta fuentes claramente identificables y cuantificables considerando los requisitos de las materias primas, la elegibilidad de los procesos de producción, los ahorros de GEI, las líneas base de emisiones y las condiciones de entrega. Esta organización también proporciona una prueba de origen garantizada junto con la certificación de Hidrógeno Verde.

La Organización del Hidrógeno Verde (GH2), una organización suiza sin fines de lucro, ha establecido su propio Estándar de Hidrógeno Verde. Según su definición, el hidrógeno verde se produce mediante la electrólisis del agua utilizando 100% o casi 100% de energía renovable, lo que genera mínimas emisiones de GEI. Este enfoque se basa en tecnologías renovables, incluidas, entre otras, la energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, undimotriz y otras fuentes de energía oceánica, con el objetivo de ampliar la escala de producción de hidrógeno verde. Un aspecto innovador del Estándar de Hidrógeno Verde GH2 es que las iniciativas de hidrógeno verde con la etiqueta “GH2 Green Hydrogen” tendrán la oportunidad de adquirir e intercambiar certificados de origen GH2 por hidrógeno verde y sus derivados, como combustibles marítimos bajos en carbono como el amoníaco verde. y metanol²¹. Este estándar se basa en la metodología propuesta por la Asociación Internacional para el Hidrógeno y las Pilas de Combustible en la Economía (IPHE).

Figura 1-2 Pasos emprendidos para la Certificación de Hidrógeno Verde



Fuente: Organización del Hidrógeno Verde, 2023

²¹La Organización GH2, 2022

La evaluación abarca las emisiones de alcance 1 derivadas de actividades de producción como el tratamiento de agua y la desalinización, así como las emisiones de alcance 2 procedentes de la generación de electricidad renovable in situ o de la electricidad comprada. Opera según un marco de certificación específico para proyectos, que comprende siete principios clave: soberanía y subsidiariedad, proporcionalidad, armonización, consulta, transparencia, verificación independiente, inquietudes y apelaciones, y mejora continua de los estándares.

En los últimos años, Estados Unidos ha dado pasos importantes para definir y promover estándares para la producción limpia de hidrógeno. Estos esfuerzos son cruciales para establecer un marco sólido y transparente que respalde los mercados nacionales e internacionales del hidrógeno. El Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) ha estado a la vanguardia de esta iniciativa, proponiendo directrices y estándares integrales destinados a reducir la intensidad de carbono de la producción de hidrógeno. El Estándar de Producción Limpia de Hidrógeno (CHPS) propuesto por el DOE es fundamental para la estrategia de Estados Unidos para el hidrógeno limpio. Esta norma definió inicialmente el hidrógeno limpio como hidrógeno producido con una intensidad de carbono igual o inferior a 2 gCO₂e/kg H₂ en el lugar de producción. Una guía actualizada publicada en 2023, basada en los factores estatutarios del BIL y los comentarios de las partes interesadas, estableció un objetivo de emisiones de GEI de ≤4,0 gCO₂e/kg H₂ para el ciclo de vida desde el pozo hasta la puerta. Estos umbrales tienen como objetivo garantizar que la producción de hidrógeno reduzca significativamente las emisiones de GEI en comparación con los métodos tradicionales y que la producción a partir de diversas materias primas y utilizando tecnologías de última generación se implemente a escala en todo el país. El CHPS se alinea con el crédito fiscal para la producción de hidrógeno limpio introducido en la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) de 2022. Esta ley proporciona incentivos financieros para las tecnologías de hidrógeno que cumplan con los criterios definidos de intensidad de carbono, promoviendo así el desarrollo y la implementación de métodos de producción de hidrógeno más limpios. Además de los esfuerzos federales, los estados individuales también han implementado estándares para promover el hidrógeno limpio. California, por ejemplo, ha integrado el hidrógeno en su programa Low Carbon Fuel Standard (LCFS). La LCFS requiere una reducción en la intensidad de carbono de los combustibles para el transporte vendidos, suministrados u ofrecidos para la venta en el estado hasta 2030. El hidrógeno utilizado dentro de este marco debe cumplir requisitos específicos de intensidad de carbono para calificar como un combustible bajo en carbono. (California Air Resources Board, 2020). Estas iniciativas apoyan colectivamente el desarrollo de una economía sostenible del hidrógeno, posicionando a Estados Unidos como líder en energía limpia y contribuyendo a los esfuerzos globales de descarbonización.

La siguiente tabla presenta un resumen de algunas de las principales definiciones de hidrógeno verde o bajo en carbono observadas a nivel mundial.

Tabla 3-2 Estándares de hidrógeno verde en todo el mundo

Organización	País	Umbral de emisiones (kg CO ₂ e/kg H ₂)	Comentario
Departamento de Estrategia Empresarial, Energética e Industrial	Reino Unido	≤ 2,4 kg CO ₂ e/kg H ₂	El hidrógeno bajo en carbono debe poder reportar una intensidad de emisión de 20 gCO ₂ e/MJ LHV (2,4 kg CO ₂ e/kg H ₂) o menos.
Comisión Europea: Directiva sobre Energías Renovables III (RED III)	Unión Europea	≤ 3,38 kgCO ₂ e/kgH ₂	La Directiva Europea sobre Energías Renovables establece un objetivo de reducción de emisiones de GEI de al menos un 70% en comparación con los métodos convencionales de producción de hidrógeno, como el SMR sin CCUS.
TÜV SÜD	Alemania	≤ 3,384 kgCO ₂ e/kgH ₂	Al menos una reducción del 70% en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el punto de referencia de los combustibles fósiles de 94 gCO ₂ eq/MJ, lo

CertifHy: Certificación de hidrógeno	Unión Europea	$\leq 4,37 \text{ kgCO}_2\text{e/kg H}_2$	que resulta en un máximo de 28,2 gCO ₂ eq/MJ. Al menos un 60 % menos que el SMR del gas natural, que es de 36,4 gCO ₂ e/MJ LHV (4,37 kgCO ₂ e/kg H ₂) o menos durante los últimos 12 meses.
La Organización del Hidrógeno Verde	Suiza	$\leq 1 \text{ kgCO}_2\text{e/kgH}_2$	Emisiones de GEI de 1 kgCO ₂ e/kgH ₂ o menos tomadas como promedio durante 12 meses utilizando 100% o casi 100% de energía renovable para electrólisis
Departamento de Energía	Estados Unidos	$\leq 2 \text{ kgCO}_2\text{e/kg H}_2$ en el lugar de producción $\leq 4,0 \text{ kgCO}_2\text{e/kg H}_2$ para el ciclo de vida desde el pozo hasta la puerta	Estos han sido establecidos en el Estándar de Producción Limpia de Hidrógeno (CHPS) propuesto por el DOE.

Fuente: (DESNZ, 2022), (U.S. Department of Energy, 2022), (European Commission, 2023b), (Green Hydrogen Organization, 2023), (TÜV SÜD GmbH, 2011)

La siguiente subsección se centrará en CertHiLAC, que es el esquema de certificación propuesto para América Latina y el Caribe al que Panamá se adherirá.

3.4.4 CertHiLAC: Una propuesta de certificación armonizada de hidrógeno para América Latina y el Caribe (LAC)

En cuanto a Panamá, y sus ambiciones de establecer un centro de hidrógeno en América Latina para descarbonizar las operaciones marítimas y otras industrias relacionadas, CertHiLAC es el esquema de certificación más relevante. En 2023, CertHiLAC fue lanzado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Esta iniciativa ha sido respaldada por ministros de energía de numerosos países de la región, incluido Panamá, lo que indica un compromiso colectivo para promover una economía limpia del hidrógeno en la región. CertHiLAC tiene como objetivo garantizar una trazabilidad exhaustiva del producto, proporcionando información detallada sobre la intensidad de carbono, la tecnología de producción y los atributos de sostenibilidad. Su objetivo es facilitar la exportación de hidrógeno limpio a los mercados internacionales, promoviendo la sostenibilidad ambiental y social en la producción de hidrógeno en toda la región.

CertHiLAC adopta inicialmente un enfoque voluntario, ofreciendo una herramienta flexible para verificar el cumplimiento de futuras regulaciones. Prioriza la presentación de informes transparentes de atributos esenciales sobre el etiquetado rígido de productos. Los atributos de la certificación abarcan fuentes de energía, emisiones de gases de efecto invernadero, impacto social y uso sostenible del agua. Se proponen dos categorías de certificación para CertHiLAC, diseñadas para atender las necesidades específicas de la región de ALC y los mercados de la Unión Europea. La "Certificación H₂ para la Región LAC" se centra en estándares regionales y condiciones de mercado, promoviendo la adopción local y la integración del hidrógeno. Por el contrario, la "Certificación H₂ para los mercados de la UE" cumple con los estrictos requisitos reglamentarios de la UE, lo que permite la exportación de hidrógeno limpio a Europa. Ambas categorías enfatizan la transparencia, la responsabilidad de las emisiones y el cumplimiento de los estándares relevantes, asegurando la credibilidad y sostenibilidad del hidrógeno certificado. A continuación, se proporciona una descripción más clara de cada categoría de certificación:

- **Certificación H₂ para la Región LAC:**

Esta categoría de certificación está diseñada específicamente para la región de ALC, teniendo en cuenta sus características distintivas y requisitos regulatorios. Se centra en las emisiones producidas durante todo el ciclo de vida de la producción de hidrógeno, incluida la contabilidad de las emisiones de GEI procedentes de la producción, el transporte y el almacenamiento. El proceso de certificación se adhiere a los estándares y marcos regulatorios locales, garantizando que el hidrógeno cumpla con los criterios ambientales y de sostenibilidad establecidos por las autoridades regionales. Esta certificación proporciona detalles completos sobre los atributos del hidrógeno, como la intensidad de carbono, la tecnología de producción y los tipos de recursos renovables utilizados. Esta transparencia genera confianza entre los consumidores y partes interesadas locales. Al alinearse con las condiciones y requisitos del mercado local, la certificación tiene como objetivo facilitar la adopción e

integración del hidrógeno en los mercados energéticos regionales, apoyando la cooperación regional y el desarrollo de un mercado sólido para el hidrógeno limpio dentro de la región de ALC.

- **Certificación H2 para los mercados de la UE**

El proceso de certificación está diseñado para cumplir con los marcos regulatorios y directivas de la Unión Europea, incluida la Directiva de Energía Renovable (RED) y otras políticas relevantes de la UE. Esta alineación garantiza que el hidrógeno certificado en esta categoría pueda exportarse y utilizarse en los mercados de la UE. El proceso implica informes detallados sobre las emisiones asociadas a la producción de hidrógeno, que abarcan aspectos como la huella de carbono, las fuentes de energía y las tecnologías de producción utilizadas, para cumplir los objetivos de descarbonización de la UE. Además, la legislación de la UE exige condiciones específicas sobre la adicionalidad de las energías renovables, la correlación temporal con la generación renovable y la correlación geográfica. La certificación garantiza el origen del hidrógeno, confirmando que se produce a partir de fuentes de energía renovables o bajas en carbono. Esto es esencial para cumplir con los criterios de sostenibilidad de la UE, incluida la aceptabilidad según la legislación marítima FuelEU. Al alinearse con los estándares de la UE para hidrógeno limpio, esta certificación facilita la exportación de hidrógeno de la región de ALC a la UE, promoviendo el comercio internacional y la cooperación en el sector del hidrógeno.

Se espera que la implementación de CertHILAC tenga varios impactos significativos en la implementación de la estrategia de hidrógeno de Panamá. CertHILAC proporcionará un punto de referencia para que Panamá desarrolle sus estándares y procesos de certificación nacionales de hidrógeno. Al alinearse con los criterios de certificación regionales, Panamá puede garantizar que su producción de hidrógeno cumpla con los estándares internacionales, facilitando una integración más fácil del mercado y oportunidades de exportación. Es probable que los requisitos de certificación impulsen la innovación y la adopción de tecnologías avanzadas en la producción de hidrógeno. Se incentivará a los productores panameños a invertir en fuentes de energía renovables y tecnologías de captura de carbono para cumplir con los estándares de certificación, lo que conducirá a mejoras generales en la eficiencia de la producción y el desempeño ambiental.

3.4.5 Impactos de los esquemas de certificación de hidrógeno verde en la descarbonización del sector marítimo

Los combustibles basados en hidrógeno, como el amoníaco y el metanol, están surgiendo como alternativas viables a los combustibles fósiles tradicionales, y su aceptabilidad depende en gran medida de su intensidad de carbono. Las normas y los esquemas de certificación para el hidrógeno garantizan la legitimidad y la confianza en el uso de combustibles verdes y bajos en carbono derivados del hidrógeno en el sector marítimo. El hidrógeno certificado con bajas emisiones de carbono, que cumple con estrictas regulaciones ambientales, garantiza impactos de descarbonización efectivos y rastreables en el transporte marítimo.

La OMI tiene como objetivo reducir la intensidad de carbono del transporte marítimo internacional en al menos un 20%, esforzándose por alcanzar el 30%, para 2030, en comparación con 2008, y en al menos un 70%, esforzándose por alcanzar el 80%, para 2040, en comparación con 2008.²² Los combustibles derivados del hidrógeno con bajas emisiones de carbono son cruciales para lograr estos objetivos. Las iniciativas de la OMI, como el Proyecto de Combustibles y Tecnología Futuros para el Transporte Marítimo con Bajas y Nulas Emisiones de Carbono (Proyecto FFT), apoyan la toma de decisiones regulatorias.

La UE apoya la descarbonización marítima a través de iniciativas como el paquete Fit for 55, que busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE en al menos un 55% para 2030 en comparación con los niveles de 1990. Esto incluye la iniciativa FuelEU Maritime, que promueve combustibles alternativos sostenibles en línea con el Pacto Verde Europeo. Tanto la OMI como la UE están adoptando una contabilidad de emisiones de bienestar (WTW), que mide las emisiones de combustible desde la producción hasta el uso, con el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de GEI para alrededor de 2050.

El cumplimiento de las normas sobre hidrógeno con bajas emisiones de carbono es esencial para producir combustibles marítimos con bajas emisiones de carbono, lo que ofrece beneficios e incentivos. La estrategia de la OMI incluye incentivos para la adopción de combustibles verdes derivados del hidrógeno, cruciales para cumplir los objetivos de descarbonización. Regulaciones más estrictas sobre emisiones de GEI, como el Índice de Diseño de Eficiencia Energética (EEDI) y el Indicador de Intensidad de Carbono (CII), facilitan el cumplimiento de los buques que utilizan estos combustibles, evitando sanciones. La OMI también está considerando medidas basadas en el mercado, como el precio del carbono, para hacer más atractivos los

²²(OMI, 2023)

combustibles bajos en carbono. Los puertos pueden ofrecer tarifas reducidas y otros incentivos para los barcos que demuestren menores emisiones, lo que genera ahorros de costos.

Los incentivos financieros para proyectos marítimos sostenibles están aumentando, con bonos verdes, préstamos e iniciativas como los Principios de Poseidón que apoyan a los barcos que utilizan combustibles verdes derivados del hidrógeno. Esto mejora la reputación en el mercado, atrae a clientes preocupados por el medio ambiente y puede generar mayores oportunidades comerciales y tarifas superiores para servicios de envío ecológicos. La adopción de combustibles ecológicos derivados del hidrógeno permite a los propietarios y operadores de buques preparar sus operaciones para el futuro frente a las próximas regulaciones, lo que proporciona una ventaja competitiva a medida que la industria avanza hacia estándares ambientales más estrictos. La estrategia de la OMI ofrece cumplimiento normativo, beneficios financieros y una mejor reputación en el mercado por la adopción de estos combustibles, lo que promueve los objetivos de descarbonización global y al mismo tiempo proporciona beneficios económicos y operativos. A medida que la OMI haga cumplir estrictos objetivos de emisiones, el hidrógeno verde certificado y bajo en carbono será crucial para promover los combustibles marítimos verdes y descarbonizar el sector.

3.5 Marco político, regulaciones y gobernanza

El establecimiento exitoso de proyectos de combustible ecológico en Panamá depende de la presencia de un marco político y regulatorio sólido que promueva una economía del hidrógeno y ofrezca incentivos para dichos proyectos. El apoyo político es vital, y el surgimiento de estructuras de gobernanza apropiadas juega un papel vital en el fomento y avance de los proyectos evaluados en este estudio. Esta sección profundizará en las medidas políticas necesarias, los marcos regulatorios y las estructuras de gobernanza esenciales para el desarrollo de proyectos de abastecimiento de combustible verde, destacando la importancia del respaldo político y los incentivos estratégicos en la promoción de un centro de abastecimiento de combustible verde en Panamá.

El compromiso de Panamá con la energía sostenible se refleja en su panorama regulatorio y de políticas integrales, que respalda el desarrollo y la implementación de proyectos de hidrógeno y combustibles derivados del hidrógeno. La Agenda de Transición Energética de Panamá establece dos estrategias sectoriales para el sector de hidrocarburos, donde establecer a Panamá como un hub energético regional es clave. Dicha estrategia sobre la implementación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno tiene objetivos claros para el abastecimiento de combustibles para 2030, 2040 y 2050, que se tienen en cuenta en los supuestos de este estudio. El Plan Nacional de Energía 2015 – 2050 enfatiza la diversificación de las fuentes de energía, incluidas las energías renovables y el hidrógeno. Como parte del Plan Energético Nacional 2015-2050, el enfoque en el hidrógeno verde subraya el compromiso de Panamá de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y hacer la transición hacia una matriz energética sostenible. El plan incluye explícitamente la expansión de las fuentes de energía renovables y enfatiza la importancia de integrar el hidrógeno verde para garantizar una transición hacia el uso de energía sostenible en todos los sectores, marcando el rumbo para reducciones significativas de las emisiones de carbono en las próximas décadas²³.

Durante 2023, el Gobierno panameño publicó la Resolución No. 70 que es clave para el desarrollo de la economía del hidrógeno y el establecimiento de un centro de abastecimiento de combustible verde en Panamá. Esta resolución estableció dos elementos clave: Primero, aprobó la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados. En segundo lugar, creó el Comité Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá. Esta resolución no solo proporciona una señal del claro apoyo político que tienen los proyectos de hidrógeno verde y derivados, sino que también establece el marco político que se debe desarrollar y proporciona un acuerdo interinstitucional que sentará las bases para una estructura de gobernanza de apoyo.

3.5.1 Estructuras de gobernanza y apoyo político que permitan un entorno para desarrollar un hub de e-fuels

Como se mencionó anteriormente, la Resolución No. 70 del Gobierno de Panamá en su artículo No. 2 establece el Comité Interinstitucional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá. Este Comité tiene como función principal implementar la Estrategia Nacional del Hidrógeno y trabajar para alcanzar los objetivos establecidos²⁴. El Comité Interinstitucional de

²³ (Secretaría Nacional de Energía, 2016) (Secretaría Nacional de Energía, 2024)

²⁴ Artículo 7 de la Resolución N° 70 de 2023

Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá deberá estar integrado por al menos un representante de las siguientes entidades o sectores²⁵.

1. Secretaría Nacional de Energía
2. Secretaría Estratégica para el Desarrollo y la Competitividad
3. Ministerio de Finanzas y Economía
4. Ministerio de Relaciones Exteriores
5. Ministerio de Comercio e Industrias
6. Ministerio de Medio Ambiente
7. Ministerio de Agricultura
8. Autoridad Marítima de Panamá
9. Autoridad para la Atracción de Inversiones y Promoción de Exportaciones
10. Universidad Tecnológica de Panamá
11. El sector eléctrico y de energías renovables de Panamá
12. Las terminales de almacenamiento de combustible
13. El sector logístico portuario de Panamá
14. El sector bancario de Panamá
15. El sindicato de industriales

El establecimiento de este Comité ya indica un fuerte apoyo político, pero también la principal estructura de gobernanza que alinea a todos los sectores involucrados en el desarrollo e implementación de la Estrategia Nacional del Hidrógeno en Panamá. Como se desprende del Comité, en este Comité no solo están involucrados actores del sector energético, sino también actores relevantes del sector marítimo como la Autoridad Marítima de Panamá y representantes de la logística portuaria y de las terminales de almacenamiento. Esto es claramente una señal de que el hub de bunkering verde en Panamá tiene un alto apoyo político, pero también de que ya priorizó dentro de la estructura de gobernanza que debe coordinar a los diferentes sectores que se esforzarán por alcanzar los objetivos establecidos en la Estrategia del Hidrógeno para el sector marítimo, en Panamá.

Adicional a esta estructura de gobernanza, la Secretaría Nacional de Energía²⁶ y la Autoridad del Canal de Panamá han mostrado su apoyo al Plan Maestro en diferentes ocasiones. Desde 2021, el Canal de Panamá inició su proceso para convertirse en carbono neutral hacia 2030, destacando su compromiso con la sostenibilidad y la promoción de energías limpias. Este ha sido un trabajo continuo de la Autoridad del Canal de Panamá e incluir combustibles ecológicos para el abastecimiento de combustible es clave para lograr dichos objetivos.²⁷ En 2023, el Gobierno de Panamá, a través de la Secretaría Nacional de Energía, anunció su apoyo a los resultados de este estudio en la planificación para atraer alrededor de \$500 M USD para el establecimiento de un centro de hidrógeno verde en Panamá, centrándose en el abastecimiento de combustible verde.²⁸ Así lo enfatizaron recientemente en el evento Mundial Hidrógeno 2024 en Rotterdam, donde la Secretaría de Energía de la Nación sostuvo reuniones con más de 26 líderes regionales para establecer alianzas estratégicas para impulsar el desarrollo del hub del hidrógeno en Panamá. Otras iniciativas de apoyo político incluyen la firma de MoU con socios europeos como Eurcolima para crear programas de desarrollo de capacidades y planes de transferencia de conocimientos.

3.5.2 Medidas políticas y regulatorias existentes que impulsan el desarrollo de proyectos de bunkering verde en Panamá

La Estrategia Nacional de Hidrógeno es la principal política que orienta el establecimiento de un centro de abastecimiento de combustible verde en Panamá y describe varias medidas y objetivos específicamente destinados a descarbonizar el sector marítimo. Como se menciona a lo largo del alcance de este estudio, apunta a que el 5% del suministro de combustible de abastecimiento de Panamá para 2030 sea con hidrógeno verde o sus derivados, aumentando al 30% para 2040 y al 40% para 2050. La estrategia incluye el desarrollo de la infraestructura necesaria para la producción, almacenamiento y suministro de

²⁵ (Council of the Cabinet of Panama, 2023):

²⁶ Secretaría Nacional de Energía; SNE

²⁷ (Autoridad del Canal de Panamá, 2021)

²⁸ (Panel Principal Panamá, 2023) Este

hidrógeno verde. Esto incluye fomentar inversiones en instalaciones que puedan manejar la producción y distribución de hidrógeno como combustible de abastecimiento.

Actualmente, no existen regulaciones dirigidas específicamente a apoyar o brindar incentivos directos a la producción y uso de hidrógeno verde en Panamá. No obstante, el Gobierno de Panamá cuenta con algunas regulaciones que otorgan incentivos o brindan esquemas de financiamiento que podrían aplicarse a proyectos de producción de hidrógeno y producción de combustible verde. Estos incentivos y esquemas de financiamiento, que podrían usarse para beneficiar la implementación de proyectos de combustible verde en Panamá, se presentan en las siguientes subsecciones:

3.5.2.1 Incentivos a las energías renovables

El Gobierno de Panamá ha otorgado incentivos a proyectos de energía renovable, que pueden beneficiar la parte de generación eléctrica de un proyecto de electrólisis, para producir hidrógeno verde. La Ley 45 de 2004 inicialmente otorgó incentivos a proyectos de energía renovable, particularmente proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Los incentivos otorgados incluyeron: Exclusión de cargos de distribución de la electricidad producida. No hay impuesto de importación para los equipos necesarios para construir la planta de generación. Créditos Fiscales sobre el impuesto a la renta de hasta el 25% de la inversión directa proporcional a la cantidad de emisiones de CO₂ mitigadas por el proyecto. Emisión de certificados de CO₂ que podrían utilizarse para generar beneficios fiscales. Depreciación acelerada de los activos.

Particularmente para proyectos solares fotovoltaicos, Ley 37 de 2013²⁹ y la Ley 38 de 2016 establece incentivos específicos que incluyen exenciones de impuestos de importación y compra, créditos fiscales en el impuesto a la renta y depreciación acelerada de activos. En el caso de proyectos de energía eólica, la Ley 44 de 2011 otorga incentivos a la construcción y operación de parques eólicos. Los incentivos para los proyectos eólicos incluyen exenciones de impuestos de importación y compra, depreciación acelerada de activos y 15 años de exclusión de cualquier impuesto nacional a los fabricantes de equipos de energía eólica que establezcan sus fábricas en territorio panameño.

Aunque estos incentivos no se aplican directamente a la producción de hidrógeno ni a ningún proyecto de producción de derivados del hidrógeno verde, pueden tener un impacto positivo en los activos de generación de electricidad cuando las plantas de electrólisis utilizan energías renovables dedicadas. Este es el caso de los proyectos propuestos en este estudio, donde se incluye una planta solar fotovoltaica en la evaluación de prefactibilidad. En el caso de proyectos que no tendrían energías renovables dedicadas a la producción de hidrógeno verde, estos incentivos pueden impactar indirectamente la economía de los proyectos de hidrógeno verde y derivados, reflejados en valores LCOE más bajos para la electricidad comprada.

3.5.2.2 Alianzas Público-Privadas: Un mecanismo de financiación atractivo

El marco de Asociación Público-Privada (APP) de Panamá, establecido bajo la Ley 93 del 19 de septiembre de 2019, y regulado adicionalmente por el Decreto Ejecutivo 840 del 31 de diciembre de 2020, proporciona una estructura legal sólida para facilitar y gestionar proyectos de APP. El marco tiene como objetivo atraer inversión privada, estimular el crecimiento económico y mejorar la infraestructura y los servicios públicos aprovechando las fortalezas y recursos de ambas partes para abordar proyectos industriales a gran escala, como el establecimiento de un centro de abastecimiento de combustible verde de hidrógeno y derivados.

La participación del sector privado en estos proyectos aporta no sólo capital sino también experiencia y tecnologías innovadoras. Esta afluencia de recursos y conocimientos privados garantiza que los proyectos no sólo se completen de manera más eficiente, sino que también incorporen soluciones de vanguardia que podrían estar fuera del alcance de las entidades públicas que trabajan de forma aislada. Por ejemplo, las empresas privadas que tienen experiencia en el establecimiento y operación de tecnologías de fabricación de amoníaco o metanol, sistemas de energía renovable y/o plantas de electrólisis, no sólo proporcionarán capacidades técnicas para la implementación de proyectos, sino que esto también se traducirá en una mayor rapidez y eficiencia. desarrollo eficiente del centro de abastecimiento de combustible ecológico. Al facilitar la creación de este centro, las APP pueden ayudar a Panamá a lograr sus objetivos de transición energética y abastecimiento de combustible ecológico. El Gobierno

²⁹Artículo 20

panameño creó este marco para promover un enfoque colaborativo que garantice que el sector industrial de Panamá siga siendo sólido, sostenible y con visión de futuro, impulsando el crecimiento económico y al mismo tiempo logrando sus objetivos ambientales.

3.5.2.3 Certificados de Desarrollo Industrial

Los Certificados de Fomento Industrial, conocidos como Certificados de Fomento Industrial (CFI), son parte de los esfuerzos de Panamá para promover el crecimiento y la competitividad industrial. Estos certificados sirven como un incentivo fiscal para fomentar las inversiones en proyectos industriales, como los relacionados con el Panamá Green Bunkering Hub, al ofrecer beneficios financieros a las empresas elegibles. El marco para estos certificados se describe en la Ley 76 de 2009 y sus reglamentos posteriores y brindan varios incentivos importantes a los proyectos industriales.

Los CFI otorgan un crédito fiscal intransferible que está exento de todo impuesto y no devenga intereses. Este crédito puede ser utilizado por empresas industriales para pagar sus obligaciones como impuestos, tasas y contribuciones nacionales. El valor del crédito equivale al 40% de la inversión realizada en el proyecto. Estos certificados también ofrecen alivio financiero al permitir a las empresas compensar parte de sus costos de inversión con obligaciones fiscales futuras. Esto hace que sea más viable financieramente para las empresas emprender proyectos industriales importantes, como el centro de abastecimiento de combustible ecológico, que implican importantes inversiones.³⁰

Para ser elegible para un Certificado de Desarrollo Industrial, los proyectos deben cumplir criterios específicos. El proyecto destinatario de un CFI debe estar relacionado con actividades industriales que contribuyan al desarrollo económico del país. Los proyectos también deben cumplir un requisito de inversión mínima, garantizando que sólo las empresas industriales importantes califiquen para los incentivos. Si bien el monto exacto puede variar, los proyectos generalmente deben demostrar un compromiso financiero sustancial para ser considerados. Los proyectos elegibles deben cumplir con todas las normas ambientales, de salud y de seguridad pertinentes. Esto asegura que las actividades industriales promovidas sean sostenibles y no impacten negativamente al medio ambiente o la salud pública. Los proyectos deben alinearse con los objetivos económicos nacionales, como mejorar la productividad, la competitividad y crear empleos. El potencial del proyecto para contribuir al crecimiento económico general de Panamá es una consideración clave en el proceso de aprobación³¹. Estos criterios deberían eventualmente ser cumplidos por el proyecto de abastecimiento de combustible ecológico para ser elegible para un CFI.

Dado que el establecimiento de un centro de abastecimiento verde de hidrógeno y derivados en Panamá es de interés nacional, el Gobierno de Panamá podría promover la colaboración entre todos los actores involucrados, particularmente la SNE y el Ministerio de Comercio e Industrias. ; MICI), que son la entidad gubernamental promotora y la entidad gubernamental evaluadora. Estos esfuerzos de coordinación y colaboración entre entidades gubernamentales para permitir la aplicación de CFI a los proyectos de centros de bunkering verde, deberían permitir a los desarrolladores prever la toma de las medidas adecuadas para cumplir con los criterios establecidos por la normativa CFI. Para postularse a una CFI, las empresas deben presentar una solicitud detallada al MICI, incluyendo información sobre el proyecto, la inversión prevista y cómo el proyecto cumple con los criterios de elegibilidad. Luego la solicitud es evaluada por el MICI para asegurar el cumplimiento de todos los requisitos. Esto incluye evaluaciones técnicas y financieras para verificar la viabilidad y el impacto potencial del proyecto. Una vez aprobado, se emite el CFI, lo que permite a la empresa beneficiarse de los créditos fiscales asociados y otros incentivos. El MICI monitorea el avance del proyecto para asegurar el cumplimiento continuo de los términos del certificado³².

Las CFI podrían ser un incentivo vital para promover el desarrollo del centro de abastecimiento de combustible verde de hidrógeno y derivados al proporcionar importantes incentivos fiscales, y el papel del Gobierno a la hora de articular una solicitud exitosa para cumplir con todas las regulaciones es clave para beneficiarse de este incentivo. Este podría ser un incentivo más completo dado que podría cubrir no sólo la parte de generación de electricidad renovable, sino también la producción de hidrógeno verde y las plantas de síntesis de combustible.

³⁰ (Ministry of Commerce and Industries of Panama, 2018) (Ministry of Commerce and Industries of Panama, 2009)

³¹ (Ministry of Commerce and Industries of Panama, 2018) (Ministry of Commerce and Industries of Panama, 2023)

³² (Ministry of Commerce and Industries of Panama, 2023)

3.5.3 Recomendaciones y desarrollo regulatorio futuro

En los próximos años Panamá debe mantener e incrementar su apoyo político al desarrollo de un centro de hidrógeno verde, sus desarrolladores, compradores y operadores. Este compromiso debe seguir alineándose con los objetivos establecidos en la Estrategia Nacional del Hidrógeno. El apoyo político continuo garantizará que Panamá permanezca a la vanguardia de la transición energética de América Latina y el Caribe, aprovechando su ubicación estratégica y la infraestructura existente para crear el centro energético regional en el que aspira convertirse.

Las futuras agendas políticas y gubernamentales deberían priorizar el desarrollo de regulaciones integrales específicas para proyectos de hidrógeno. Estas regulaciones deberían cubrir toda la cadena de valor del hidrógeno, incluida la producción, el almacenamiento, el transporte y el uso. Garantizar normas de seguridad rigurosas es esencial dados los riesgos potenciales del hidrógeno. Algunas de las regulaciones que debería desarrollar el Comité Interinstitucional de Hidrógeno y Derivados de Panamá, tal como lo establece la Resolución 70, podrían incluir protocolos de seguridad industrial; protocolos y normas de seguridad para trabajadores u operadores; normas y reglamentos para tanques de almacenamiento; pautas y protocolos de seguridad del sitio; normas de seguridad para el transporte de hidrógeno; protocolos de respuesta a emergencias; directrices de aplicación para el uso final; y normas y reglamentos de desarrollo de infraestructura. Estos estándares, directrices y regulaciones deben desarrollarse en colaboración con partes interesadas de la industria, instituciones académicas y organismos internacionales para incorporar las mejores prácticas y los últimos avances tecnológicos. Ejemplos de otros países y regiones que ya han establecido este tipo de medidas podrían adoptarse en el panorama panameño. Este enfoque no sólo mejorará la seguridad y la confiabilidad, sino que también atraerá inversores globales al proporcionar un entorno regulatorio estable y predecible.

Un aspecto importante que debe tenerse en cuenta son las estrategias de comunicación adecuadas para crear conciencia sobre el centro de abastecimiento de combustible ecológico y sus beneficios para promover la aceptación pública. Esto es de suma importancia en Panamá dados los recientes acontecimientos de manifestaciones públicas y protestas contra la explotación de una mina de cobre en el Corredor Biológico Mesoamericano. Aunque la producción de hidrógeno verde y el uso de combustibles verdes tienen un impacto positivo en la reducción de GEI y la mitigación del cambio climático, otros aspectos como la seguridad y la toxicidad deben comunicarse y abordarse adecuadamente a la opinión pública. De esta manera, no sólo el apoyo político, sino también popular, abrazará el desarrollo del centro de abastecimiento de combustible verde de Panamá.

Además del hidrógeno, es esencial el desarrollo de medidas regulatorias y de seguridad para la producción y el uso de amoníaco y metanol como combustibles para el abastecimiento de combustible. El amoníaco, con su alta densidad energética y su potencial para sistemas energéticos libres de CO₂, presenta importantes oportunidades, pero también desafíos debido a su toxicidad e inflamabilidad. Las regulaciones deben abordar el manejo, almacenamiento y transferencia seguros de amoníaco para evitar liberaciones accidentales y garantizar procesos de abastecimiento de combustible seguros. Esto incluye el establecimiento de protocolos claros para las transferencias de terminal a barco, de barco a barco y de camión a barco, junto con planes rigurosos de respuesta a emergencias. De manera similar, el metanol, que está ganando terreno como combustible marino debido a sus menores emisiones en comparación con los combustibles convencionales, requiere marcos regulatorios y de seguridad específicos. El punto de inflamación más bajo del metanol requiere medidas adicionales de prevención de incendios y protocolos de seguridad durante las operaciones de almacenamiento y abastecimiento de combustible. El marco regulatorio también debería apoyar la instalación de infraestructura compatible con el metanol en los puertos y fomentar la adopción de motores y sistemas de combustible de metanol en embarcaciones marinas.

En resumen, se necesita un apoyo político sostenido, combinado con sólidas medidas regulatorias y de seguridad, para garantizar el desarrollo exitoso de un centro de hidrógeno verde en Panamá, que permitirá al país alcanzar los objetivos establecidos de abastecimiento de combustible verde para las próximas décadas.

4 Estimación de Costos

4.1 Introducción

Para ambos estudios de viabilidad se requiere un listado de inversiones de capital (CAPEX) en activos para establecer el análisis financiero. Esto incluirá instalaciones extraportuarias (electrólisis, sintetizador de amoníaco, fábrica de metanol, fábrica de agua purificada, tuberías de transporte) e instalaciones portuarias como terminales de carga/descarga e instalaciones de almacenamiento. Para todas las inversiones también es necesario abordar el OPEX, que normalmente en los estudios de prefactibilidad es un porcentaje del CAPEX.

4.2 CAPEX

4.2.1 Planta de Producción en Coclé

La siguiente tabla resume los costos de inversión esperados para la planta de e-amoniaco en Coclé.

Tabla 4-1: Insumos y supuestos – CAPEX - Coclé

Ítem	Descripción	Unidad	Costo Unitario	Monto	Vida del Activo	Fuente
Generación de ER						
Solar	Capacidad: 1970 MW	USD	383,6 USD/kWh	756,480,000	35 años	2023_Fasihi
Electrolizador						
electrolizador	Capacidad: 934 Mwe Energía: 49.8 kWh/kg	USD	287.3 USD/kg	304,484,000	25 años	2023_Fasihi
Compresor de hidrógeno	Capacidad: 739 MWth Energía: 0.04 kWh/kg H2 hhv	USD	34.75 USD/kW H2 hhv	25,675,259	20 años	2021_Fasihi
Almacenamiento de hidrógeno	Capacidad: 194 toneladas	USD	448 USD/kg	174,000,000	27 años	2021_Ardiente
Desalinización						
Planta desalinizadora	Capacidad: 11.640 m3/día Energía: 4 kWh/m3	USD	1,768 USD/m3/día	20,579,520	25 años	2022_Shokri
Tubería	Transporte de agua desalinizada, longitud de 10 km.	USD	27,720 USD/m	277,200	25 años	Consultor
Conversión de amoníaco						
Unidad Haber Bosch	Capacidad: 420 kton/año Electricidad: 440 kWh/t NH3	USD	675.17 USD/t/año	284,282,105	30 años	2023_Fasihi

	Hidrógeno: 176 kgH2/t NH3						
Almacenamiento	Capacidad: 18,738 toneladas	USD	0.122515 NH3	USD/kg	11.937.634	30 años	2023_Fasihi
Tubería	Transporte de amoníaco, longitud de 25 km.	USD	0.815875 x kW	USD/km	12.238.125	40 años	2023_Fasihi
Tierra							
Compra de terrenos	Superficie de 6,413 ha.	USD	20,000		128,253,262	n / a	Basado en Panamarealtor
Infraestructura terminal							
Equipo terminal*	Infraestructura para el Muelle	USD			40,000,000	50 años	Consultor
Costes adicionales							
Civil	30% del CAPEX	USD			527,222,777	n / a	Consultor
Costos indirectos	20% del CAPEX	USD			351,481,851	n / a	Consultor
Total	n / A	USD			2,682,645,863	n / a	

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Además, la siguiente tabla describe los supuestos para los costos de energía de la red.

Tabla 4-2: Supuestos – CAPEX – Red Eléctrica

Ítem	Unidad	Costo	Fuente
Energía de Red			
Costo promedio de energía de la red	USD/MWh	63	2023_Hinico
Costo de uso de la red	USD/MWh	8	2023_Hinico

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

4.2.2 Balboa

En esta sección se presenta el CAPEX de las terminales marítimas para Balboa y Colón. Los detalles sobre el CAPEX se muestran en el Appendix II. La estimación del CAPEX incluye: unidades de carga, plataformas, Duques de alba de amarre y pecho, caballetes de acceso y atraques, ductos, balance de planta y tanques.

En las siguientes tablas se presenta el CAPEX para el proyecto *brownfield* por fase.

Tabla 4-3: Insumos y Supuestos – CAPEX - Balboa – 2030

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	6 unidades	12,000,000	50 años
Plataforma de carga	USD	10,121 por m2	180 m ²	6,741,000	50 años
Atracar	USD	6,741 por m2	420 m ²	2,831,220	50 años
Balance de planta	USD	33,000,000 por unidad	1 unidad	33,000,000	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	675 m	4,995,000	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	1 unidad	53,000,000	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	4 unidades	14,000,000	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	2 unidades	13,241,000	50 años
Caballete de acceso	USD	6,741 por m2	0 m ²	0	50 años
Equipo marino					
Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	2	45,200,000	25 años
Total	USD			184,008,220	-

Fuente: Consultor

Tabla 4-4: Insumos y Supuestos – CAPEX - Balboa – 2040

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	3 unidades	6,000,000	50 años
Plataforma de carga	USD	10.121 por m2	0m ²	0	50 años
Atracar	USD	6,741 por m2	0m ²	0	50 años
Balance de planta	USD	33,000,000 por unidad	0 unidad	0	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	0 metros	0	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	1 unidad	53,000,000	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	0 unidades	0	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	0 unidades	0	50 años

Caballete de acceso	USD	6,741 por m2	0m ²	0	50 años
Equipo marino					
Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	3	67,800,000	25 años
Total	USD			126,800,000	-

Fuente: Consultor

Tabla 4-5: Insumos y Supuestos – CAPEX - Balboa – 2050

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	6 unidades	12,000,000	50 años
Plataforma de carga	USD	10,121 por m2	180 m ²	6,741,000	50 años
Atracar	USD	6,741 por m2	1,170 m ²	7,886,970	50 años
Balance de planta	USD	33,000,000 por unidad	1 unidad	33,000,000	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	250 metros	1,850,000	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	1 unidad	53,000,000	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	4 unidades	14,000,000	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	2 unidades	13,241,000	50 años
Caballete de acceso	USD	6,741 por m2	0m ²	0	50 años
Equipo marino					
Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	1	22,600,000	25 años
Total	USD			164,318,970	-

Fuente: Consultor

4.2.3 Colón

Con base en los mismos supuestos de caso aplicados en la entrada del Pacífico, en las siguientes tablas se presenta el CAPEX para el proyecto *greenfield* en la entrada del Atlántico por fase.

Tabla 4-6: CAPEX - Colón - 2030

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	6 unidades	12,000,000	50 años
Plataforma de carga	USD	10,121 por m2	180 m ²	1,821,780	50 años
Atracar	USD	6,741 por m2	420 m ²	2,831,220	50 años

Balace de planta	USD	33,000,000 por unidad	1 unidad	33,000,000	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	425 metros	3,000,000	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	1 unidad	53,000,000	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	4 unidades	14,000,000	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	2 unidades	13,241,194	50 años
Caballote de acceso	USD	6,741 por m ²	2.400 m ²	16,178,400	50 años
Trabajos de dragado	USD	18USD por m ³	1.300.000 m ³	23,400,000	10 años
Equipo marino					
Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	1 unidades	22,600,000	25 años
Total	USD			195,072,594	

Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Table 4-7: CAPEX - Colón - 2040

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	0 unidades	0	50 años
Plataforma de carga	USD	10,121 por m ²	0m ²	0	50 años
Atracar	USD	6,741 por m ²	0m ²	0	50 años
Balace de planta	USD	33,000,000 por unidad	0 unidad	0	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	0 metros	0	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	0 unidad	0	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	0 unidades	0	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	0 unidades	0	50 años
Caballote de acceso	USD	6,741 por m ²	0m ²	0	50 años
Trabajos de dragado	USD	18USD por m ³	0m ³	0	10 años
Equipo marino					

Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	1 unidades	22,600,000	25 años
Total	USD			22,600,000	

Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Table 4-8: CAPEX - Colón - 2050

Ítem	Unidad	Precio Unitario	Unidades	Inversión Total	Vida del Activo
Infraestructura					
Unidad de carga	USD	2,000,000 por unidad	3 unidades	6,000,000	50 años
Plataforma de carga	USD	10,121 por m ²	0m ²	0	50 años
Atracar	USD	6,741 por m ²	0m ²	0	50 años
Balance de planta	USD	33,000,000 por unidad	1 unidad	33,000,000	50 años
Superestructura					
Tubería elevada	USD	7,400 por m	425 metros	3,000,000	20 años
Almacenamiento en tierra	USD	53,000,000 por unidad	1 unidad	53,000,000	20 años
Infraestructura Marina					
Duques de alba de amarre	USD	3,500,000 por unidad	0 unidades	0	50 años
Duques de alba de empuje	USD	6,620,597 por unidad	0 unidades	0	50 años
Caballote de acceso	USD	6,741 por m ²	0m ²	0	50 años
Trabajos de dragado	USD	18 USD por m ³	0m ³	0	10 años
Equipo marino					
Barcaza	USD	22,600,000 por unidad	0 unidades	0	25 años
Total	USD		3 unidades	95,000,000	

Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Cabe señalar que uno de los elementos más costosos de la terminal marítima son los tanques de almacenamiento asociados y el balance de planta para la operación de las terminales marítimas para carga refrigerada como el amoníaco líquido. En el caso del metanol, los tanques y el equipo de manejo tienen un costo menor ya que la carga no está refrigerada y no se requiere manejo de BOG. Por simplicidad y para proporcionar un CAPEX conservador, todos los tanques se consideraron refrigerados con un equilibrio de planta asociado.

4.3 OPEX

4.3.1 Planta de Producción en Coclé

En el siguiente cuadro se proporciona un desglose del OPEX esperado. Se espera que los cuatro elementos de OPEX más importantes sean la electricidad de la red necesaria para la electrólisis, el OPEX para la producción de amoníaco, que incluye los costes de electricidad, el OPEX de la planta solar y el OPEX del electrolizador. Tenga en cuenta que todas las partidas de costos laborales se incorporan en el OPEX de las partidas de CAPEX.

Tabla 4-9: Insumos y supuestos – OPEX por año - Coclé

Ítem	Unidad	Valor	Fuente
Generación de ER			
Solar	% de Capex	2.00%	2023_Fasihi
Electrólisis			
electrolizador	% de Capex	3.50%	2023_Fasihi
Compresor de hidrógeno	% de Capex	4.00%	2021_Fasihi
Almacenamiento de hidrógeno	% de Capex	2.00%	2021_Fasihi
Desalinización			
Planta desalinizadora	% de Capex	2.00%	2022_Shokri
Tubería	% de Capex	0.80%	Consultor
Conversión de amoníaco			
Unidad Haber Bosch	% de Capex	5.00%	2023_Fasihi
Almacenamiento	% de Capex	2.00%	2023_Fasihi
Tubería	% de Capex	3.00%	2023_Fasihi
Tierra			
Compra de terrenos	% de Capex	1.00%	Consultor
Terminal			
Equipos de terminales	% de Capex	1.00%	Consultor

Fuente: Consultor

4.3.2 Balboa

La siguiente tabla ilustra los insumos y supuestos hechos en los componentes OPEX.

Tabla 4-10: Insumos y supuestos – OPEX por año - Balboa

Ítem	Unidad	Mantenimiento	Seguro
Mantenimiento y Seguros			
Infraestructura			
Unidad de carga	% of Capex	1.00%	0.50%
Plataforma de carga	% of Capex	1.00%	0.50%
Atracar	% of Capex	1.00%	0.50%
Balance de planta	% of Capex	1.00%	0.50%
Superestructura			
Tubería elevada	% of Capex	0.50%	0.50%
Almacenamiento en tierra	% of Capex	2.50%	0.50%
Infraestructura marina			
Delfines de amarre	% of Capex	0.50%	0.50%
Amamantando delfines	% of Capex	0.50%	0.50%
Caballote de acceso	% of Capex	1.00%	0.50%
Equipo marino			
Barcazas	% of Capex	8.00%	0.5%
Mano de obra			
Gestión*	3 FTE	30,000 USD por FTE al año	
Apoyo*	6 FTE	20,000 USD por FTE al año	
El personal operativo	24 FTE por barcaza	15,000 USD por FTE al año	
Personal técnico	1 ETC/200.000 toneladas	15,000 USD por FTE al año	
Gastos generales			
Gastos generales	USD por año	100,000	

Fuente: Consultor

* Factor de 0.5 dado que las operaciones actuales también requieren estos puestos

4.3.3 Colón

La siguiente tabla ilustra los insumos y supuestos hechos en los componentes OPEX.

Tabla 4-11: Insumos y supuestos – OPEX por año - Colón

Ítem	Unidad	Mantenimiento	Seguro
Mantenimiento y Seguros			
Infraestructura			
Unidad de carga	% de Capex	1.00%	0.50%
Plataforma de carga	% de Capex	1.00%	0.50%
Atracar	% de Capex	1.00%	0.50%
Balance de planta	% de Capex	1.00%	0.50%
Superestructura			
Tubería elevada	% de Capex	0.50%	0.50%
Almacenamiento en tierra	% de Capex	2.50%	0.50%
Infraestructura marina			
Delfines de amarre	% de Capex	0.50%	0.50%
Amamantando delfines	% de Capex	0.50%	0.50%
Caballote de acceso	% de Capex	1.00%	0.50%
Equipo marino			
Barcazas	% de Capex	8.00%	0.5%
Mano de obra			
Gestión	3 FTE	30,000 USD por FTE al año	
Apoyo	6 FTE	20,000 USD por FTE al año	
El personal operativo	24 FTE por barcaza	15,000 USD por FTE al año	
Personal técnico	1 FTE /200,000 ton	15,000 USD por FTE al año	
Gastos generales			
Gastos generales	USD por año	100,000	

Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5 Viabilidad Financiera

5.1 Introducción

El análisis de viabilidad financiera implica evaluar tres proyectos distintos: la planta de producción en Coclé, el centro de distribución en Balboa y el centro de distribución en Colón. Cada proyecto se evaluará individualmente, centrándose en su potencial para servir como modelo de prefactibilidad para establecer un *hub* de bajo o cero emisiones de carbono.

5.2 Metodología y Supuestos

Hemos desarrollado tres modelos financieros para cada ubicación: la planta de producción local en Coclé, el centro de distribución en Balboa y el centro de producción en Colón. Estos modelos están destinados a evaluar la viabilidad financiera del caso de negocio, utilizando dos indicadores financieros clave: VPN (valor presente neto) y TIR (tasa interna de rendimiento).

El VPN se calcula comparando el valor presente de las entradas de efectivo esperadas con el valor presente de las salidas de efectivo esperadas, descontado con el costo de capital (WACC). Un VPN positivo (superior a 0) indica que se espera que un proyecto genere más entradas de efectivo que salidas, lo que indica su viabilidad financiera.

La TIR representa la tasa de descuento a la que el VPN de un proyecto es igual a cero, lo que indica que el valor presente de las entradas de efectivo coincide con el de las salidas de efectivo. Si la TIR calculada excede la tasa de rendimiento requerida o el costo de capital, el proyecto se considera financieramente viable. Esto sugiere que el rendimiento potencial del proyecto supera el costo de invertir en él.

Tabla 5-1: Modelo Financiero – Supuestos Generales

Ítem	Valor	Fuente
Divisa	USD	Moneda de Panamá
Tasa del impuesto sobre la renta empresarial	25.0%	PWC
Indexación	2.0%	IMF
Depreciación	Depreciación lineal a lo largo de la vida de los activos. Valor residual incluido al final del período de Operaciones	Supuesto
Método de descuento	Años Medios	Supuesto

Fuente: Consultor

5.3 Ubicación de Producción Local en Coclé

5.3.1 Metodología y Supuestos

Para el sitio de producción de e-amoniaco en Coclé, la metodología se ilustra en la siguiente figura. El modelo abarca la inversión en los activos necesarios, incluidos activos de generación de energía renovable (RE), electrolizadores y una planta desalinizadora para la producción de hidrógeno, la unidad Haber Bosch para la producción de e-amoniaco e infraestructura de apoyo, como tuberías y redes de red. Además, en el modelo se tienen en cuenta varios costos, como mano de obra, seguros, mantenimiento y costos financieros.

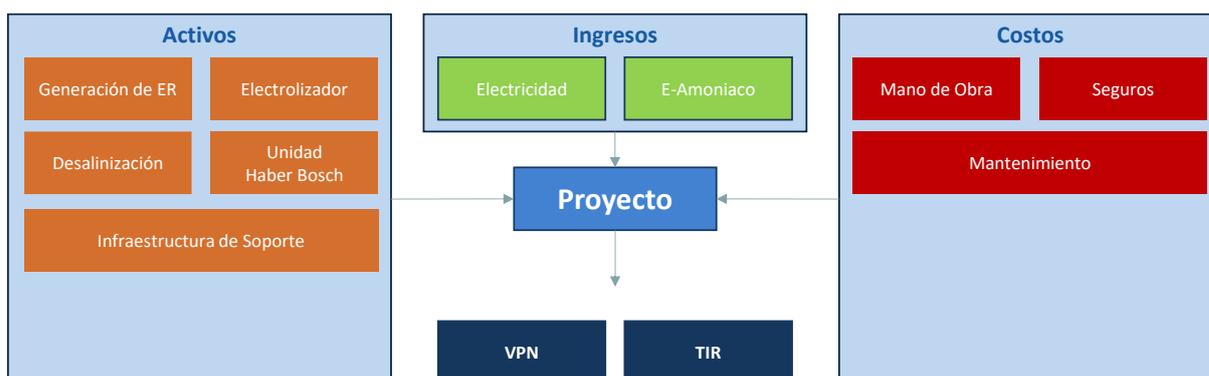
Para compensar estas inversiones y costes se consideran dos flujos de ingresos: los ingresos por la venta de electricidad y la venta de e-amoniaco. Posteriormente, se integran los flujos de efectivo de capital de trabajo e impuestos para proyectar todos los flujos de efectivo futuros del proyecto. Al descontar estos flujos de efectivo con el costo promedio ponderado de capital (WACC), se obtiene el VPN y la TIR.

Es importante señalar que el modelo de mercado eléctrico de comprador único de Panamá requiere que todas las instalaciones de energía renovable celebren Acuerdos de Compra de Energía (PPA) a largo plazo con la empresa de servicios públicos. En este modelo, no existe un mercado spot para las ventas de electricidad a corto plazo. Como resultado, se considera que cualquier excedente de electricidad generado por fuentes de energía renovables que no pueda absorberse localmente no tiene valor y se supone que se reducirá. Por lo tanto, no habrá un flujo de ingresos por electricidad en el caso del Proyecto; sin embargo, esto se evaluará más a fondo en el análisis de sensibilidad.

En nuestro análisis, se observó que el Costo de Capital Promedio Ponderado (WACC) calculado ascendió al 13.5%. Sin embargo, decidimos asumir un WACC del 8% para comparar los resultados con proyectos de energía verde similares o estándares de la industria. Esta comparación indica que un WACC del 8% está en línea con las prácticas predominantes, lo que brinda un mayor respaldo a nuestra tasa elegida.

Sin embargo, luego de la evaluación de viabilidad financiera, realizaremos un análisis de sensibilidad para demostrar el impacto de asumir un WACC diferente.

Figura 5-1: Metodología - Coclé



Fuente: Consultor

Tabla 5-2: Modelo Financiero - Supuestos - Coclé

Ítem	Valor	Fuente
WACC	8.0%	Supuesto
Periodo Inicial de Inversión	2032	Supuesto
Inicio de Operaciones	2035	Supuesto

5.3.2 Ingresos

Precio de Venta

El precio de venta del e-amoniaco depende del precio actual de los combustibles fósiles (como el VLSFO) y del precio del mercado mundial del e-amoniaco. Al final, la línea naviera elegirá el combustible más rentable para la necesidad de abastecimiento, por lo tanto, el precio de venta en Coclé debe ser comparable al precio de costo más bajo. Lo desarrollaremos más detalladamente por sector.

Mercado de VLSFO bunker

Analizamos el precio previsto del búnker del amoniaco comparándolo con un combustible fósil comúnmente utilizado en el transporte marítimo, a saber, combustible muy bajo en azufre (VLSFO). Tenemos en cuenta los diferentes valores caloríficos inferiores característicos (LHV) del amoniaco y del VLSFO. Para los costos de VLSFO, consideramos el máximo de tres años. Al considerar el menor poder calorífico del amoniaco, podemos estimar un precio de combustible para el amoniaco que compita con los precios actuales del VLSFO.

La siguiente tabla presenta las entradas y los resultados. Considerando el precio máximo de tres años del VLSFO, se estima que el precio competitivo del amoniaco ronda los 0.27 USD/kg. Es importante tener en cuenta que este precio es teórico y se basa en los valores VLSFO actuales.

Tabla 5-3: Análisis de referencia del precio de Bunkering

Ítem	Unidad	3 años máximo
LVH VLSFO	GJ/ton	42.00
Precio Bunker VLSFO	USD/ton	600
LVH de NH3	GJ/ton	18.80
Precio Bunker de Amoniaco	USD/ton	270

Fuente: Los precios del combustible se basan en los precios del combustible de Balboa obtenidos de la Bunkering Association.

Además del precio de coste del amoniaco, también deberíamos considerar las implicaciones de los impuestos al carbono implementados en todo el mundo. Específicamente, examinamos el sistema tributario, utilizando el Sistema de Comercio Europeo (ETS). El transporte marítimo está incorporado al sistema europeo de comercio de derechos de emisión (EU ETS) desde 2024, con regulaciones descritas en la directiva EU ETS. En consecuencia, las compañías navieras deben monitorear e informar sus emisiones de gases de efecto invernadero y entregar los derechos de emisión en consecuencia.

Actualmente, el precio por emitir 1 tonelada de CO2 se sitúa en aproximadamente 75 USD/tonelada (sistema ETS europeo). Según un estudio del IAE³³, se prevé que los impuestos al carbono aumentarán a 75 USD/tonelada hasta 2030. En 2030, se prevé que el precio aumente a 150 USD/tonelada y, para 2040, a alrededor de 200 USD/tonelada. seguido de un aumento a 250 USD/tonelada en 2050 y más allá. Teniendo en cuenta que quemar 1 tonelada de petróleo VLSFO emite aproximadamente 3,15 toneladas de CO2³⁴, esto afectará significativamente el costo de las líneas navieras, fomentando la transición a combustibles alternativos. Por lo tanto, incorporaremos el costo del impuesto al carbono en el costo general de la fijación de precios competitivos del amoniaco.

³³Agencia Internacional de Energía (AIE) Perspectivas de la energía mundial 2022.

³⁴Lista de Lloyd. (2021). Los armadores se centran en el objetivo de reducción de carbono para 2030: la presión política sobre el transporte marítimo está obligando a los armadores a intensificar su búsqueda de las mejores combinaciones de energía y motores para cumplir con los plazos de la OMI.

La siguiente tabla ilustra el costo esperado para las líneas navieras al utilizar VLSFO, expresado en precio equivalente de amoníaco. Esto indica el precio objetivo del amoníaco para competir con el VLSFO a largo plazo. Observamos que el precio ronda los 536 USD/tonelada en 2030, aumentando a 750 USD/tonelada en 2040 y a 2.023 USD/tonelada en 2045 y más allá.

Tabla 5-4: Precio competitivo de E-Amoníaco basado en el precio de referencia del búnker - Coclé

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Precio Bunker de Amoníaco*	USD por ton	270	270	270	270	270	270	270
Impuesto de Carbono	USD por ton	441	536	630	709	788	788	788
Precio de e-Amoníaco	USD por ton	711	806	900	979	1,058	1,058	1,058

Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Mercado de Bunker e-Amoníaco

El mercado de búnkeres de e-amoniaco actualmente no existe y, por lo tanto, nuestro análisis se basa en la investigación documental disponible sobre los precios del e-amoniaco en diferentes lugares. En nuestro informe del Componente I, identificamos que se prevé que Chile sea el proveedor de menor costo de la región. Por lo tanto, utilizamos el Costo Nivelado del Amoníaco (LCOA) de Chile como referencia de precios esperados. Sin embargo, también incorporamos un Costo Nivelado de Transporte (LCOT) para traer e-amoniaco desde Chile a Panamá.

La siguiente tabla indica que se estima que el precio competitivo del amoníaco electrónico en 2030 será de alrededor de 867 USD/tonelada, disminuyendo a 688 USD/tonelada en 2040 y 509 USD/tonelada en 2050 y más allá.

Tabla 5-5: Precio competitivo de e-Amoníaco basado en los precios esperados del búnker de e-Amoníaco - Coclé

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Precio Bunker de Amoníaco	USD por ton	846	757	667	578	488	488	488
LCOT	USD por ton	21	21	21	21	21	21	21
Precio de e-Amoníaco *	USD por ton	867	778	688	599	509	509	509

Fuente: Fraunhofer / Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Precios Competitivos

Utilizando precios competitivos derivados del análisis de referencia de VLSFO y del análisis de precios competitivos de amoníaco electrónico, establecemos el precio esperado para el amoníaco. Inicialmente este precio está destinado al bunkering en la Región de Panamá. Por lo tanto, deducimos el LCOT de Coclé a la región del Canal de Panamá del precio esperado para llegar al precio esperado del e-amoniaco en Coclé.

La siguiente tabla ilustra que el precio competitivo esperado en 2030 es de aproximadamente 706 USD/tonelada, y se prevé que disminuya a 683 USD/tonelada en 2040 antes de disminuir a 504 USD/tonelada en 2050. Estos valores se tendrán en cuenta en las proyecciones de ingresos. Tenga en cuenta que estos se expresan en valores reales en USD de 2024.

Tabla 5-6: Precios de Venta - Coclé

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Precio del E-Amoniaco: basado en combustibles fósiles	USD por ton	711	806	900	979	1,058	1,058	1,058
Precio del e-amoniaco: basado en el e-amoniaco	USD por ton	867	778	688	599	509	509	509
Precio del e-amoniaco en la región del Canal de Panamá	USD por ton	711	778	688	599	509	509	509
LCOT	USD por ton	5	5	5	5	5	5	5
Precio E-Amoniaco en Coclé *	USD por ton	706	773	683	594	504	504	504

Fuente: Consultor

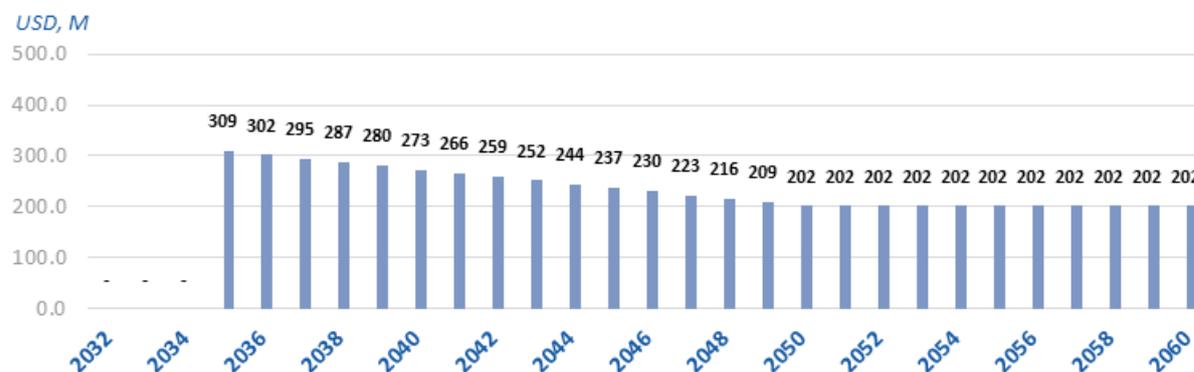
* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Resultados

La siguiente gráfica proporciona una descripción general de las proyecciones de ingresos (en valor real en USD de 2024) para el caso de negocio basado en los supuestos mencionados anteriormente. Se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Los ingresos totales alcanzarán los 309 M USD en 2035 y disminuirán a 273 M USD en 2040. Posteriormente, disminuirán a 202 M USD en 2050 y años posteriores.
- El patrón decreciente se debe a la caída del precio del e-amoniaco a lo largo del tiempo.

Figure 5-2: Ingresos - Coclé



Fuente: Consultor

Table 5-7: Ingresos - Coclé

Ítem	Unidad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2045	2050
E-Amoniaco	USD M	308.9	301.8	294.6	287.4	280.3	273.1	237.3	201.5
Total	USD M	308.9	301.8	294.6	287.4	280.3	273.1	237.3	201.5

Fuente: Consultor

*Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5.3.3 Capex

Insumos y Supuestos

La siguiente tabla ilustra los insumos y supuestos realizados en los componentes de CAPEX.

Tabla 5-8: Insumos y Supuestos – CAPEX - Coclé

Ítem	Descripción	Unidad	Monto	Vida del Activo
Generación ER				
Solar	Capacidad: 1970 MW	USD	756,480,000	35 años
electrolizador				
electrolizador	Capacidad: 934 MWe	USD	304,484,000	25 años
Compresor de hidrógeno	de Capacidad: 739 MWth	USD	25,675,259	20 años
Almacenamiento de hidrógeno	de Capacidad: 194 toneladas	USD	174,000,000	27 años
Desalinización				
Planta desalinizadora	Capacidad: 11.640 m3/día	USD	20,579,520	25 años
Tubería	Transporte de agua desalinizada, longitud de 10 km.	USD	277,200	25 años
Conversión de amoníaco				
Unidad Haber Bosch	Capacidad: 420 kton/año	USD	284,282,105	30 años
Almacenamiento	Capacidad: 18,738 toneladas	USD	11,937,634	30 años
Tubería	Transporte de amoníaco, longitud de 25 km.	USD	12,238,125	40 años
Tierra				
Compra de terrenos	Superficie de 6,413 ha.	USD	128,253,262	n / a
Infraestructura terminal				
Equipos terminales	Infraestructura para el Muelle	USD	40,000,000	50 años
Costes adicionales				
Civil	30% del gasto de capital	USD	510,938,430	n / a
Costos indirectos	20% del gasto de capital	USD	340,625,620	n / a
Total	n / a	USD	2,682,645,863	n / a

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

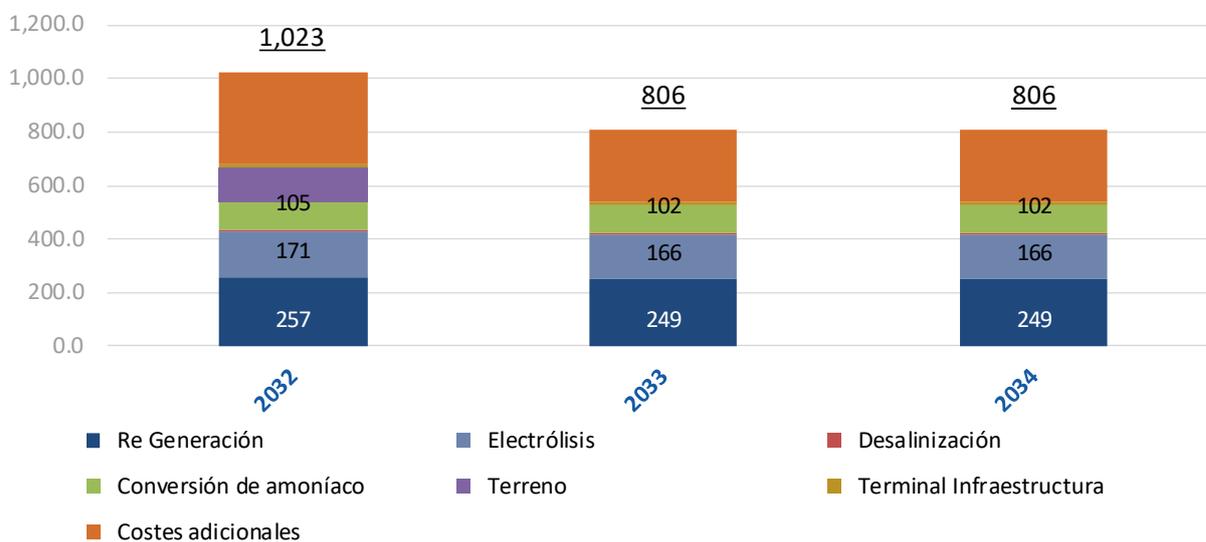
Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran los gastos de capital esperados para los primeros tres años de construcción. Se estima un CAPEX total del proyecto de 2,683 M USD. Los principales componentes de CAPEX (excluyendo los costos adicionales) son los activos de generación de energías renovables, que representan aproximadamente el 29% del CAPEX total. Además, el

electrolizador también representa una parte importante, aprox. 19% de los costos totales. Los costos adicionales representan alrededor del 33% del Capex total.

Figura 5-3: Capex - Coclé

USD, M



Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Tabla 5-9: Resultados – CAPEX - Coclé

Ítem	Unidad	2032	2033	2034
Regeneración	USD M	256.9	249.4	249.4
Electrólisis	USD M	171.4	166.4	166.4
Desalinización	USD M	7.1	6.9	6.9
Conversión de amoníaco	USD M	104.9	101.8	101.8
Compra de terrenos	USD M	128.3	-	-
Infraestructura terminal	USD M	13.6	13.2	13.2
Costes adicionales	USD M	341.1	268.8	268.8
Total	USD M	1,023.2	806.4	806.4

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5.3.4 OPEX

Insumos y Supuestos

La siguiente tabla ilustra los insumos y supuestos hechos en los componentes OPEX.

Tabla 5-10: Insumos y Supuestos – OPEX - Coclé

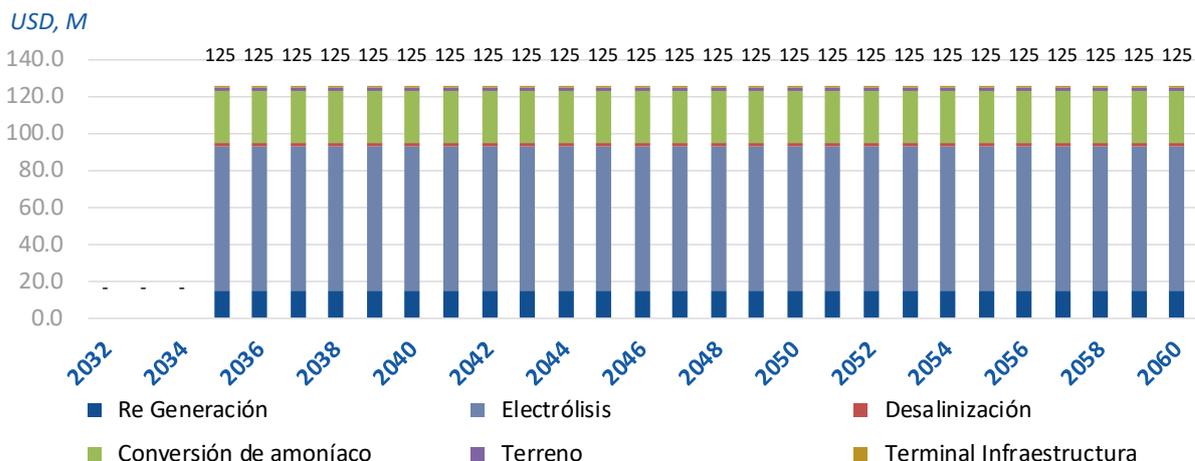
Ítem	Unidad	Valor
Generación ER		
Solar	% de Capex	2.00%
Electrólisis		
electrolizador	% de Capex	21.84%
Compresor de hidrógeno	% de Capex	32.57%
Almacenamiento de hidrógeno	% de Capex	2.00%
Desalinización		
Planta desalinizadora	% de Capex	7.86%
Tubería	% de Capex	0.80%
Conversión de amoníaco		
Unidad Haber Bosch	% de Capex	9.40%
Almacenamiento	% de Capex	11.04%
Tubería	% de Capex	3.18%
Tierra		
Compra de terrenos	% de Capex	1.00%
Terminal		
Equipos para Terminal	% de Capex	1.00%

Fuente: Consultor

Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran los gastos operativos esperados para el período del proyecto. Se estima un OPEX total del proyecto de 125 M USD al año. Los componentes principales de OPEX incluyen el electrolizador y los activos de soporte con un OPEX anual de 78.3 M USD, lo que representa aproximadamente el 62% del OPEX total. Los activos de conversión de amoníaco tienen un OPEX anual de 28.4 M USD, alrededor del 23% del OPEX total.

Figura 5-4: OPEX - Coclé



Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Tabla 5-11: Resultados – OPEX – Coclé

Ítem	Unid.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2045	2050	2055	2060
Regeneración	USD M	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1	15.1
Electrólisis	USD M	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3	78.3
Desalinización	USD M	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Conversión de amoníaco	USD M	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4	28.4
Compra de terrenos	USD M	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
Infraestructura terminal	USD M	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Total	USD M	125.4									

Fuente: Consultor

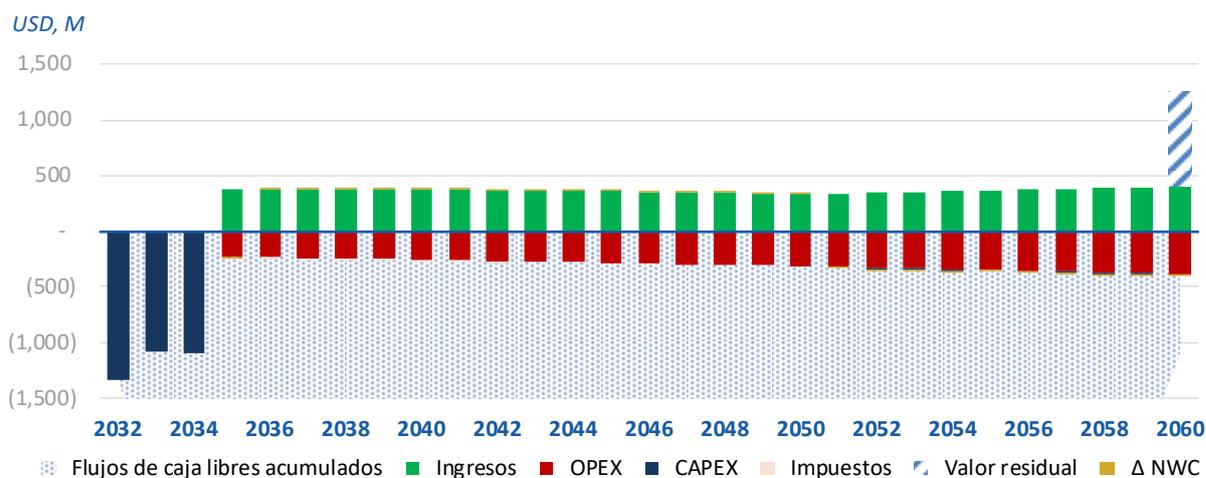
Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5.3.5 Viabilidad Financiera

La figura y las tablas a continuación presentan los flujos de efectivo del proyecto. Se observa lo siguiente:

- El proyecto genera un caso de negocio de viabilidad financiera negativo con un VAN de USD (2.302) M con una TIR negativa de (2,25%). Esto significa que las inversiones realizadas no se ven compensadas por los ingresos generados.
- El gráfico muestra un CAPEX positivo al final del período del proyecto. Este CAPEX es el valor residual al final del período.

Figura 5-5: Flujos de Caja Financieros - Coclé



Fuente: Consultor

Table 5-12: Resultados de Viabilidad Financiera – Coclé

Ítem	Unidad	Umbral	Valor
VPN (2032, 8,0% WACC)	USD M	0	(2,302)
Período de recuperación (desde el inicio de las operaciones)	Años	10	n.a.
TIR	%	8.0%	(2.25%)

Componente	Unidad	Absoluto	Valor Presente
Ingresos	USD M	9,557	3,285
OPEX	USD M	(7,853)	(2,481)
CAPEX	USD M	(3,617)	(3,175)
Impuesto	USD M	(42)	(26)
Valor residual	USD M	852	95
Flujo de caja libre	USD M	(1,102)	(2,302)

Fuente: Consultor

5.3.6 Análisis de Sensibilidad

En el análisis de sensibilidad, evaluamos el impacto de los distintos valores de WACC y CAPEX en nuestro caso de negocio dentro de los supuestos especificados. Suponiendo un caso de negocio factible (NPV=0), determinamos el multiplicador del precio de venta del e-amoniaco. Este multiplicador, derivado de los precios del e-amoniaco descritos en la sección 5.3.2, indica la viabilidad de nuestro caso de negocio. Por ejemplo, un multiplicador de 1,00x sugiere que nuestro caso de negocio es factible cuando el precio determinado se alinea con el precio de venta previsto del e-amoniaco (en 2035, el precio de venta es de 773 USD/tonelada). Se elige esta configuración porque el precio del e-amoniaco varía con el tiempo (esperamos un precio más bajo del e-amoniaco en el futuro).

La siguiente tabla muestra el análisis de sensibilidad con un WACC y CAPEX variables. Observamos que, en casi todos los escenarios, el precio del e-amoniaco necesario para un caso de negocio viable supera el precio de venta esperado. Para un WACC del 8,00%, el multiplicador oscila entre 1,21x y 1,89x, lo que indica que, sin una reducción del CAPEX, el proyecto solo sería factible cuando el precio del e-amoniaco sea 1.89x superior al proyectado en la sección 5.3.2. Esto significa que con el precio esperado del e-amoniaco de 773 USD/tonelada en 2035, 683 USD/tonelada en 2040 y 504 USD/tonelada en 2050 (de la sección 5.3.2), el caso de negocio de Coclé será factible cuando un e-amoniaco se aplica un precio de 1,461 USD/tonelada en 2030, 1,291 USD/tonelada en 2040 y 953 USD/tonelada en 2050.

Con una reducción del 70% en CAPEX (por ejemplo, a través de subsidios), el precio requerido del e-amoniaco es 1.55 veces mayor que el precio de venta proyectado. Sólo para el escenario más optimista (WACC = 2% y CAPEX del 40%), el precio requerido es igual al precio de venta proyectado del amoniaco.

Table 5-13: Análisis de Sensibilidad

VPN = 0	CAPEX						
	100%	90%	80%	70%	60 %	50 %	40 %
WACC = 14.00 %	2.68 x	2.49 x	2.29 x	2.09 x	1.90 x	1.70 x	1.50 x
WACC = 12.00 %	2.40 x	2.24 x	2.07 x	1.90 x	1.73 x	1.57 x	1.40 x
WACC = 10.00 %	2.14 x	2.00 x	1.86 x	1.72 x	1.58 x	1.44 x	1.30 x
WACC = 8.00 %	1.89 x	1.78 x	1.67 x	1.55 x	1.44 x	1.32 x	1.21 x
WACC = 6.00 %	1.67 x	1.58 x	1.49 x	1.40 x	1.31 x	1.22 x	1.13 x
WACC = 4.00 %	1.46 x	1.39 x	1.33 x	1.26 x	1.19 x	1.12 x	1.06 x
WACC = 2.00 %	1.28 x	1.23 x	1.18 x	1.13 x	1.09 x	1.04 x	1.00 x

Fuente: Consultor

Además, nuestro objetivo es explorar la posibilidad de vender el excedente de electricidad a la red. Durante la estación seca, la energía solar a menudo supera la demanda, lo que da lugar a una abundante producción de hidrógeno a partir de fuentes solares y a frecuentes restricciones de la energía solar. En el modelo de mercado eléctrico de comprador único de Panamá, las instalaciones de energía renovable generalmente celebran acuerdos de compra de energía (PPA) a largo plazo con la empresa de servicios públicos. Debido a la ausencia de un mercado al contado para las ventas de electricidad a corto plazo, el excedente de electricidad no tiene valor si se exporta y, por lo tanto, se supone que se reducirá. Actualmente, casi el 20% de la electricidad generada se desperdicia debido a las restricciones.

Panamá podría potencialmente crear una disposición especial para comprar este excedente de electricidad a los productores de hidrógeno, asignando así valor al excedente de electricidad. En lugar de reducirlo, este excedente de electricidad podría venderse a la red. Dada la posible mejora del caso de negocio, nuestro objetivo es evaluar su viabilidad. Suponiendo un precio de venta de 0.056 USD/kWh (en valor real en USD de 2024), la siguiente tabla ilustra los resultados. Es notable que el caso de negocios haya mejorado, con siete escenarios que ahora indican un precio requerido similar o menor en comparación con el precio del proyecto (a diferencia de solo un escenario en la evaluación anterior). Sin embargo, en la mayoría de los escenarios, el precio del e-amoniaco necesario para un caso de negocio factible aún supera el precio de venta esperado.

Tabla 5-14: Análisis de Sensibilidad – Ingresos por Energía

VPN = 0	CAPEX						
	100%	90%	80%	70%	60 %	50 %	40 %
WACC = 14.00 %	2.54 x	2.35 x	2.15 x	1.95 x	1.76 x	1.56 x	1.36 x
WACC = 12.00 %	2.26 x	2.09 x	1.93 x	1.76 x	1.59 x	1.42 x	1.26 x
WACC = 10.00 %	2.00 x	1.86 x	1.72 x	1.58 x	1.44 x	1.30 x	1.16 x
WACC = 8.00 %	1.75 x	1.63 x	1.52 x	1.41 x	1.29 x	1.18 x	1.06 x
WACC = 6.00 %	1.52 x	1.43 x	1.34 x	1.25 x	1.16 x	1.07 x	0.98 x
WACC = 4.00 %	1.31 x	1.24 x	1.17 x	1.10 x	1.04 x	0.97 x	0.90 x
WACC = 2.00 %	1.12 x	1.07 x	1.02 x	0.98 x	0.93 x	0.88 x	0.84 x

Fuente: Consultor

En conclusión, la brecha entre los precios de venta requeridos y esperados es sustancial. Además, el ajuste de las variables (WACC y Capex) revela que es necesario un paquete de subsidios significativo para que este proyecto sea factible, ya que el sector privado no está dispuesto a bajar del umbral del 8-10%. En consecuencia, el aspecto de producción local de este centro de abastecimiento de combustible ecológico lo convierte en una empresa poco atractiva.

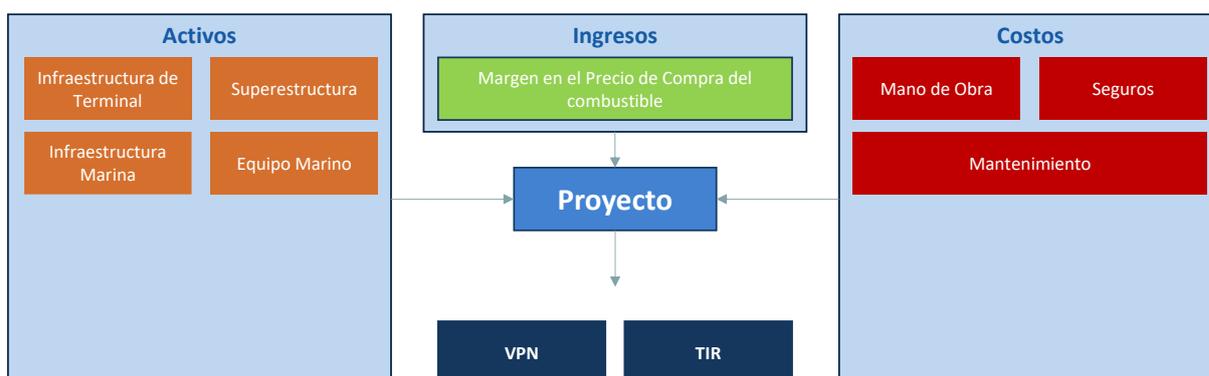
5.4 Balboa

5.4.1 Metodología y Supuestos

Para el *hub* de suministro de e-fuels en Balboa, la metodología se muestra en la siguiente figura. El modelo incluye inversiones en activos esenciales, como infraestructura de terminales, superestructura de terminales, infraestructura marina y equipos marinos. Además, se incorporan al modelo diversos costos, incluidos costos de mano de obra, seguros, mantenimiento y financiamiento.

Para compensar estas inversiones y costos, se consideran dos flujos de ingresos: los ingresos por la venta de e-metanol y la venta de e-amoniaco. Posteriormente, se integran los flujos de efectivo de capital de trabajo e impuestos para proyectar todos los flujos de efectivo futuros del proyecto. Al descontar estos flujos de efectivo con el WACC se obtiene el VPN y la TIR.

Figura 5-6: Metodología - Balboa



Fuente: Consultor

Tabla 5-15: Modelo Financiero - Supuestos - Balboa

Ítem	Valor	Fuente
WACC	11.0%	Supuesto
Periodo Inicial de Inversión	2028	Supuesto
Inicio de Operaciones	2030	Supuesto
Periodo Final de Operaciones	2050	Supuesto

Fuente: Consultor

5.4.2 Ingresos

Insumos y Supuestos

E-Metanol

Para el e-metanol, la proyección de precios sigue una metodología similar a la descrita en la sección 5.3.2. Inicialmente, evaluamos el precio equivalente del e-metanol considerando los precios históricos y proyectados de VLSFO. Posteriormente, evaluamos el precio anticipado del e-metanol de la región más competitiva, que se espera sea Chile.

Tabla 5-16: e-Metanol Precio de Venta - Balboa

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
E-Metanol-eq basado en referencia de combustibles fósiles	USD por ton	725	820	914	993	1,072	1,072	1,072
E-metanol basado en el precio esperado (incluido LCOT)	USD por ton	601	566	531	496	461	461	461
Precio del e-metanol en Balboa	USD por ton	601	566	531	496	461	461	461

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

E-Amoniaco

En cuanto al precio del e-amoniaco, nuestra estimación se centra en la región de Balboa. La sección 5.3.2 proporciona un análisis detallado, donde evaluamos el precio del e-amoniaco comparándolo con los precios más competitivos. Esta evaluación considera las tendencias históricas y las proyecciones de los precios de VLSFO a lo largo del tiempo, junto con los precios del e-amoniaco de Chile, que se prevé que sea la región más competitiva para la producción de e-amoniaco. Los hallazgos se describen en la siguiente tabla.

Tabla 5-17: E-Amoniaco Precio de Venta - Balboa

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Precio e-amoniaco en Balboa	USD por ton	711	777	688	599	509	509	509

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Margen de Venta

De las reuniones de partes interesadas, entendemos que los comerciantes de combustible y los operadores de abastecimiento de combustible normalmente ganarían un porcentaje del precio de compra del combustible fósil. Este porcentaje oscila en promedio entre el 2,50% y el 3,0% (margen de venta).

Tabla 5-18: Precios de Venta - Balboa

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Margen de venta	% del precio de compra	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Precio de compra del e-metanol	USD por ton	601	566	531	496	461	461	461
Precio de compra de e-amoniaco	USD por ton	711	777	688	599	509	509	509

Fuente: Consultor

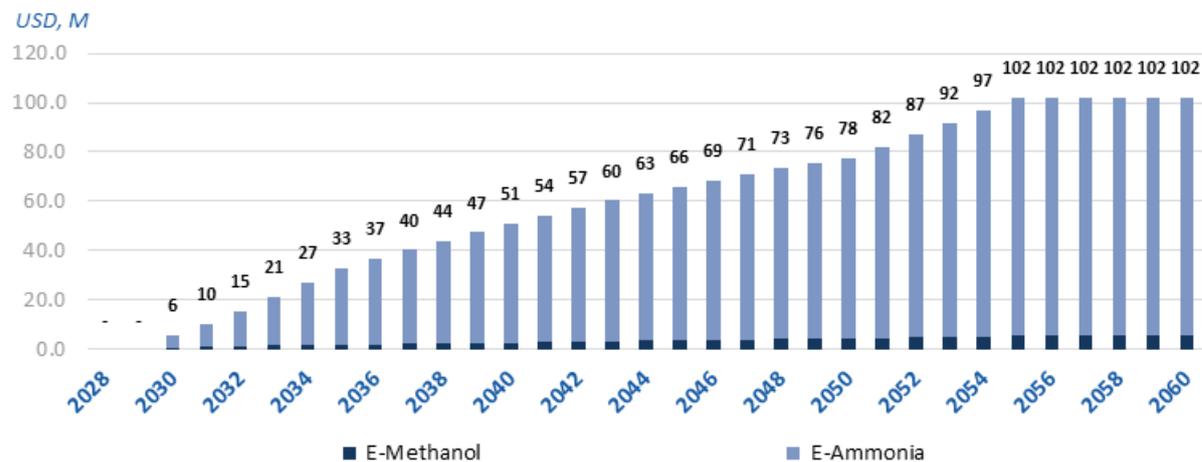
Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Resultados

La siguiente figura proporciona una descripción general de las proyecciones de ingresos para el caso de negocio basado en los supuestos mencionados anteriormente. Se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Los ingresos totales se acumulan hasta 5.6 M USD en 2030 y aumentan hasta 77.6 M USD en 2050 y, en última instancia, alrededor de 101.9 M USD en 2060.
- La venta de e-amoniaco es el principal flujo de caja de ingresos y representa alrededor del 94% de los ingresos totales.

Figura 5-7: Ingresos - Balboa



Fuente: Consultor

Tabla 5-19: Ingresos - Balboa

Ítem	Unidad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
E-Metanol	USD M	0.6	1.0	1.3	1.5	1.6	1.6	2.6	3.5	4.3	5.4	5.4
E-Ammoniaco	USD M	4.9	9.1	13.9	19.3	25.4	31.1	48.1	62.5	73.3	96.5	96.5
Total	USD M	5.6	10.1	15.2	20.8	27.0	32.8	50.7	66.0	77.6	101.9	101.9

Fuente: Consultor

5.4.3 Capex

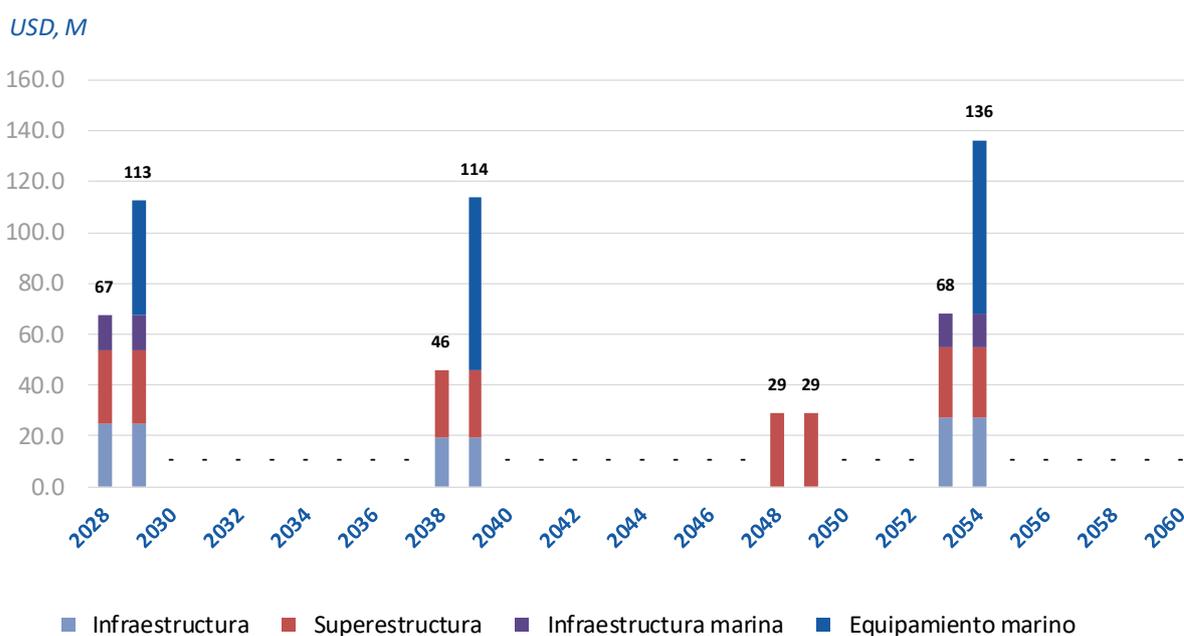
Insumos y Supuestos

En la sección 4.2.2, Tabla 4-3, Tabla 4-4 and Tabla 4-5 se ilustran los insumos y supuestos sobre los componentes del CAPEX.

Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran las inversiones de capital esperadas para la duración total del proyecto. Se estima un CAPEX total del proyecto de USD 602 M, incluyendo una reinversión en ductos elevados y almacenamiento terrestre en 2048 y 2049.

Figura 5-8: Capex - Balboa



Fuente: Consultor

* Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Table 5-20: Resultados – CAPEX - Balboa

Ítem	Unidad	2028	2029	2038	2039	2048	2049	2053	2054
Infraestructura	USD M	24.8	24.8	19.5	19.5	-	-	27.4	27.4
Superestructura	USD M	29.0	29.0	26.5	26.5	29.0	29.0	27.4	27.4
Infraestructura Marina	USD M	13.6	13.6	-	-	-	-	13.6	13.6
Equipo Marino	USD M	-	45.2	-	67.8	-	-	-	67.8
Total	USD M	67.4	112.6	46.0	113.8	29.0	29.0	68.4	136.2

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5.4.4 OPEX

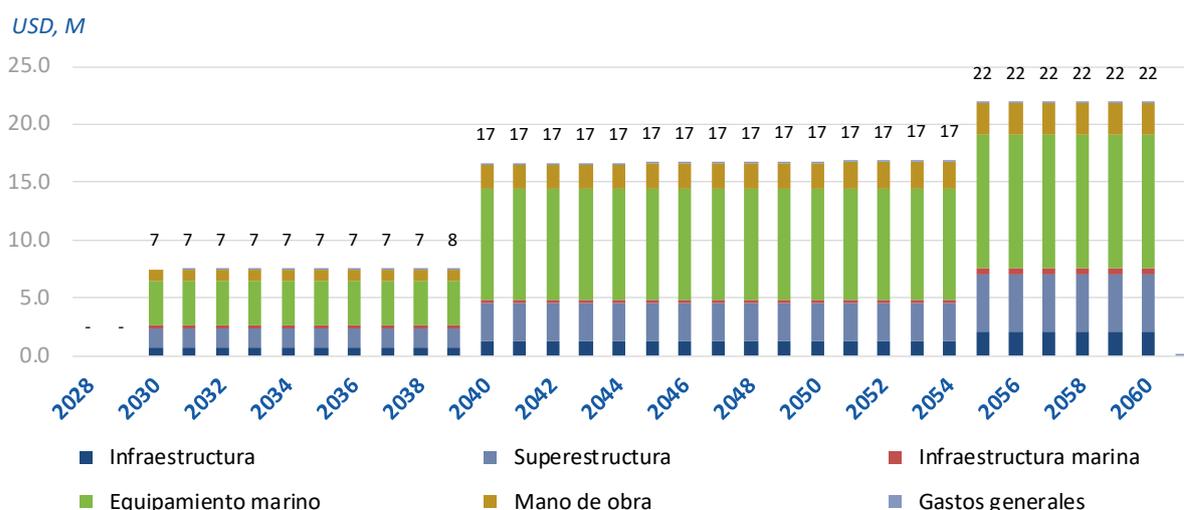
Insumos y Supuestos

En la sección 4.3.2, Tabla 4-10 se ilustran los insumos y supuestos hechos en los componentes OPEX.

Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran los gastos de operación esperados para los primeros tres años de construcción. Se estima un OPEX total anual del proyecto de 21.8 M USD. Los componentes principales de OPEX incluyen las barcasas, que representan aproximadamente entre el 51% y el 57% del OPEX total.

Figura 5-9: OPEX – Balboa



Fuente: Consultor
 Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

Tabla 5-21: Resultados – OPEX – Balboa

Ítem	Unid.	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Infraestructura	USD M	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	1.3	1.3	1.3	1.3	2.2
Superestructura	USD M	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	3.2	3.2	3.2	3.2	4.8
Infraestructura Marina	USD M	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5
Equipo marino	USD M	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	9.6	9.6	9.6	9.6	11.5
Mano de obra	USD M	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	2.1	2.1	2.3	2.3	2.7
Gastos generales	USD M	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	USD M	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	16.5	16.6	16.7	16.8	21.8

Fuente: Consultor
 Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024

5.4.5 Viabilidad Financiera

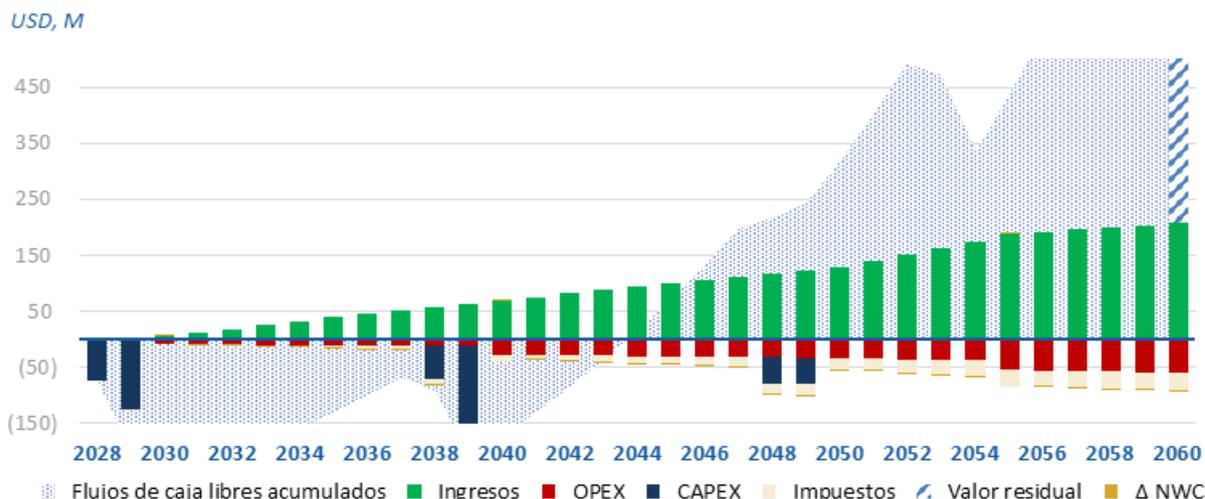
Las siguientes figuras y tablas presentan los flujos de caja del proyecto. El Valor Presente Neto (VPN) del proyecto es en levemente negativo, con un valor de USD (24) millones, lo que indica que los ingresos generados no son suficientes para cubrir los gastos. El proyecto tiene una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 10,1%.

Se observan lo siguiente los siguientes puntos clave:

- **Ingresos**
Aunque los ingresos totales ascienden a USD 3,270 millones, el valor presente (VP) de estos ingresos es significativamente menor, de USD 422 millones. Esta discrepancia sugiere que la mayor parte de los ingresos se realizará en los últimos años del proyecto, lo que reduce su valor presente debido al descuento aplicado. El gráfico muestra un CAPEX positivo al final del período del proyecto, correspondiente al valor residual en ese momento.
- **OPEX**
Los gastos operativos totales suman USD 922 millones, con un VP de USD (131) millones. El alto OPEX en relación con el valor presente de los ingresos indica costos continuos significativos. Este gasto sustancial reduce el flujo de caja disponible para el proyecto.
- **CAPEX**
El proyecto incurre en un CAPEX de USD 875 millones, con un VP de USD (277) millones. El alto costo de inversión inicial tiene un fuerte impacto negativo en el VPN, ya que estos costos se incurren al principio y no se descuentan tanto como los flujos de caja futuros. Esta inversión inicial requiere retornos sustanciales para compensarla.
- **Impuestos**
La carga fiscal total es de USD 489 millones, con un VP de USD (53) millones. Los impuestos reducen aún más el flujo de caja neto, afectando la rentabilidad del proyecto. Aunque la carga fiscal es menor en términos de VP, sigue contribuyendo a la reducción del flujo de caja libre.
- **Valor residual**
El valor residual de USD 474 millones tiene un valor presente de solo USD 16 millones. Este bajo VP podría deberse a la realización a largo plazo del activo y al descuento significativo aplicado. Un bajo valor residual impacta negativamente la viabilidad del proyecto, ya que indica una recuperación limitada al final del período.
- **Flujo de caja libre**
El flujo de caja libre acumulado es de USD 1,457 millones, pero el valor presente es de USD (24) millones. El valor presente negativo del flujo de caja libre sugiere que, a pesar de los flujos de caja positivos en términos nominales, los rendimientos del proyecto no cumplen con la tasa de retorno requerida o la tasa de descuento aplicada. Este resultado indica que los flujos de caja esperados del proyecto no son suficientes para justificar la inversión, lo que da como resultado un VPN negativo.

El VPN negativo de Balboa se da principalmente por el alto valor del CAPEX, un OPEX recurrente y un valor presente relativamente bajo de los ingresos y del valor residual. Estos factores, en conjunto, indican que el proyecto puede no generar suficientes flujos de caja para cubrir las inversiones iniciales y recurrentes, lo que podría llevar a reconsiderar la viabilidad del proyecto o la necesidad de ajustes estratégicos para mejorar su rentabilidad (lo cual se evalúa más a fondo en el análisis de sensibilidad).

Figura 5-10: Flujo de Caja Financiero - Balboa



Fuente: Consultor

Tabla 5-22: Resultados de Viabilidad Financiera – Balboa

Ítem	Unidad	Umbral	Valor
VPN (2028, 11,4% WACC)	USD M	0	(24)
Período de recuperación (desde el inicio de las operaciones)	Años	10	14
TIR	%	11.0%	10.1%

Componente	Unidad	Absoluto	Valor Presente
Ingresos	USD M	3,270	422
OPEX	USD M	(922)	(131)
CAPEX	USD M	(875)	(277)
Impuesto	USD M	(489)	(53)
Valor residual	USD M	474	16
Flujo de caja libre	USD M	1,457	(24)

Fuente: Consultor

5.4.6 Análisis de Sensibilidad

En el análisis de sensibilidad, evaluamos el impacto de los distintos valores de WACC y CAPEX en el VPN del modelo de negocio dentro de los supuestos especificados. Si el VPN es igual o mayor que cero, el caso de negocio es factible. La siguiente tabla muestra el análisis de sensibilidad con un WACC y CAPEX variables. Observamos que para un WACC de sólo 10.00%, el VPN es igual a 4 M USD, lo que indica un caso de negocio factible. Con una reducción del 90% en CAPEX (por ejemplo, a través de subsidios) y un WACC del 11.00%, el VPN también es positivo.

En general, el análisis de sensibilidad muestra que el caso de negocio puede hacerse viable realizando cambios relativamente pequeños en los insumos. Esto puede ser soportado por incentivos gubernamentales.

Tabla 5-23: Análisis de Sensibilidad - Balboa

CAPEX

	100%	95%	90%	85%	80%	75%
WACC = 14.00 %	(76)	(64)	(53)	(41)	(30)	(18)
WACC = 13.00 %	(62)	(50)	(38)	(26)	(14)	(2)
WACC = 12.00 %	(45)	(33)	(20)	(8)	5	17
WACC = 11.00 %	(24)	(11)	2	15	28	41
WACC = 10.00 %	4	17	31	44	58	71
WACC = 9.00 %	38	52	66	81	95	109
WACC = 8.00 %	82	97	112	127	141	156

Fuente: Consultor

Para garantizar el liderazgo de Panamá en el sector de combustibles verdes para el transporte marítimo, es importante considerar diversos mecanismos financieros que ayuden a cerrar la brecha de viabilidad de la terminal en Balboa. Este análisis explora escenarios que incluyen subsidios al Capex, incentivos fiscales y reducciones en las tasas impositivas, con el fin de determinar el método más eficaz para lograr un caso de negocio positivo.

- Subsidio de Capex:
 - Un análisis dirigido a un VVPN de cero, lo que indica un resultado financiero neutral o positivo, sugiere que se necesitaría un subsidio del 8,1% del gasto de capital. Esto se traduce en un monto de subsidio de USD 79,6 millones. Este apoyo financiero mejoraría significativamente la viabilidad y el atractivo del proyecto.
- Incentivos fiscales:
 - Período libre de impuestos: Implementar un período libre de impuestos de 15 años proporcionaría un alivio sustancial, resultando en una pérdida estimada de USD 87,2 millones en ingresos fiscales. Esta medida mejoraría considerablemente la viabilidad financiera del proyecto durante los años iniciales, que son críticos para su éxito.
- Reducción de la tasa impositiva:
 - Alternativamente, reducir la tasa impositiva al 13,8% durante todo el período operativo también generaría un caso de negocio favorable. Esta reducción equivaldría a una disminución total de aproximadamente USD 270 millones en obligaciones fiscales, lo que incentivaría aún más la inversión y proporcionaría estabilidad operativa a largo plazo.

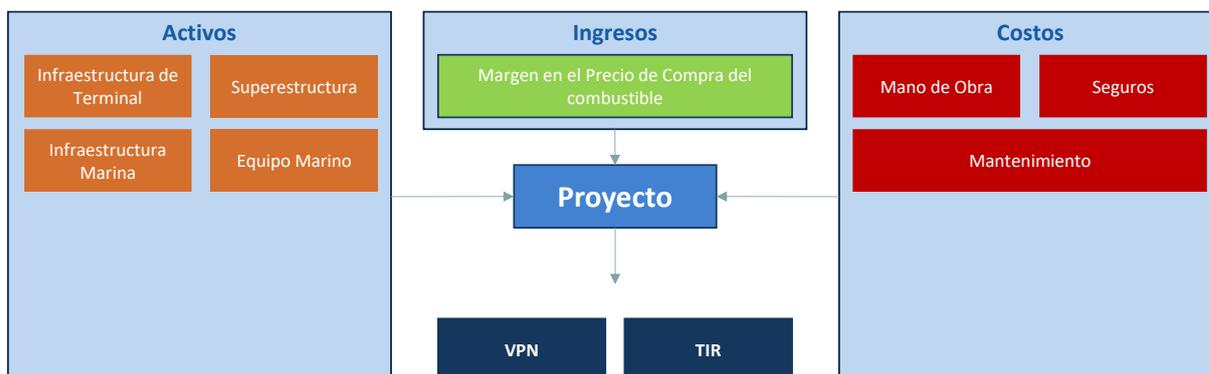
5.5 Colón

5.5.1 Metodología y Supuestos

Para el hub de suministro de e-fuels en Colón, la metodología se muestra en la siguiente figura. El modelo incluye inversiones en activos esenciales, como infraestructura de terminales, superestructura de terminales, infraestructura marina y equipos marinos. Además, se incorporan al modelo diversos costos, incluidos costos de mano de obra, seguros, mantenimiento y financiamiento.

Para compensar estas inversiones y costos, se consideran dos flujos de ingresos: los ingresos por la venta de e-metanol y la venta de e-amoniaco. Posteriormente, se integran los flujos de efectivo de capital de trabajo e impuestos para proyectar todos los flujos de efectivo futuros del proyecto. Al descontar estos flujos de efectivo con el WACC se obtiene el VPN y la TIR.

Figura 5-11: Metodología - Colón



Fuente: Consultor

Tabla 5-24: Modelo Financiero – Supuestos - Colón

Ítem	Valor	Fuente
WACC	11.0%	Supuesto
Periodo Inicial de Inversión	2028	Supuesto
Inicio de Operaciones	2030	Supuesto
Periodo Final de Operaciones	2050	Supuesto

Fuente: Consultor

5.5.2 ingresos

Insumos y Supuestos

E-Metano

Para el e-metano, la proyección de precios sigue una metodología similar a la descrita en la sección 5.3.2. Inicialmente, evaluamos el precio equivalente del e-metano considerando los precios históricos y proyectados de VLSFO. Posteriormente, evaluamos el precio anticipado del e-metano de la región más competitiva, que se espera sea Colombia.

Tabla 5-25: E-Metano Precio de Venta - Colón

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
E-Metano-eq basado en referencia de combustibles fósiles	USD por ton	725	820	914	993	1,072	1,072	1,072
E-metano basado en el precio esperado (incluido LCOT)	USD por ton	804	745	686	627	568	568	568
Precio del e-metano en Colón	USD por ton	725	745	686	627	568	568	568

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

E-Amoniaco

En cuanto al precio del e-amoniaco, nuestra estimación se centra en la región de Colón. La sección 5.3.2 proporciona un análisis detallado, donde evaluamos el precio del e-amoniaco comparándolo con los precios más competitivos. Esta evaluación considera las tendencias históricas y las proyecciones de los precios de VLSFO a lo largo del tiempo, junto con los precios del e-amoniaco de Colombia, que se prevé que sea la región más competitiva para la producción de e-amoniaco. Los hallazgos se describen en la siguiente tabla.

Tabla 5-26: E-Amoniaco Precio de Venta – Colón

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
E-Amoniaco-eq basado en referencia de combustibles fósiles	USD por ton	711	806	900	979	1,058	1,058	1,058
E-Amoniaco según el precio esperado (incluido LCOT)	USD por ton	1,059	957	843	730	616	616	616
Precio del E-Amoniaco en Colón	USD por ton	711	806	843	730	616	616	616

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Margen de Venta

De las reuniones de partes interesadas, entendemos que los comerciantes de combustible y los operadores de abastecimiento de combustible normalmente ganarían un porcentaje del precio de compra del combustible fósil. Este porcentaje oscila en promedio entre el 2,50% y el 3,0% (margen de venta).

Tabla 5-27: Precios de Venta - Colón

Ítem	Unidad	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Margen de venta	% del precio de compra	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Precio de compra del e-metanol	USD por tonelada	725	745	686	627	568	568	568
Precio de compra de e-amoniaco	USD por tonelada	711	806	843	730	616	616	616

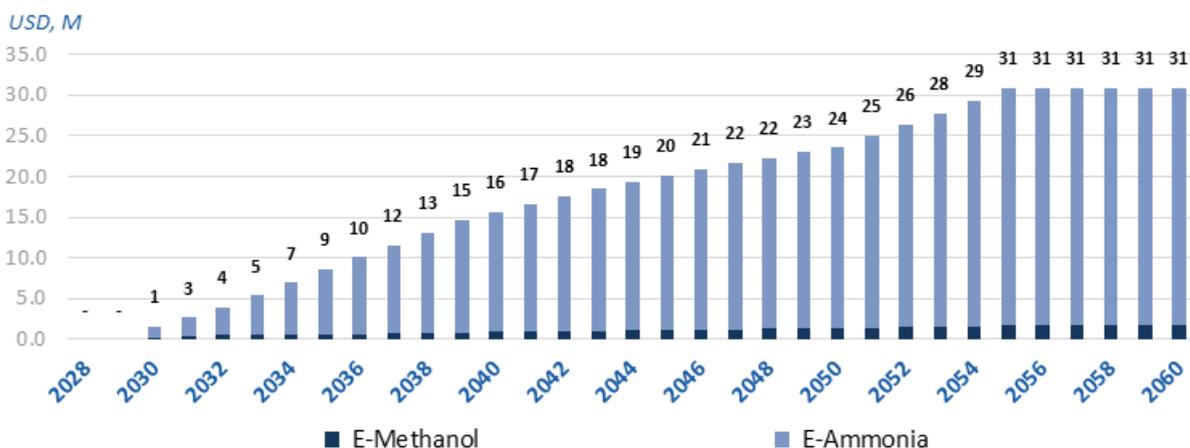
Fuente: Consultor
 Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Resultados

La siguiente figura proporciona una descripción general de las proyecciones de ingresos para el caso de negocio basado en los supuestos mencionados anteriormente. Se pueden hacer las siguientes observaciones:

- Los ingresos totales se acumulan hasta 1.4 M USD en 2030 y aumentan hasta 23.6 M USD en 2050 y, en última instancia, alrededor de 30.9 M en 2060.
- La venta de e-amoniaco es el principal flujo de caja de ingresos y representa alrededor del 94% de los ingresos totales.

Figura 5-12: Ingresos - Colón



Fuente: Consultor
 Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Table 5-28: Ingresos - Colón

Ítem	Unidad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
E-Metanol	USD M	0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.8	1.1	1.3	1.7	1.7
E-Amoniaco	USD M	1.2	2.3	3.5	4.8	6.4	8.1	14.7	19.1	22.2	29.2	29.2
Total	USD M	1.4	2.6	3.9	5.3	6.9	8.6	15.6	20.2	23.5	30.9	30.9

Fuente: Consultor
 Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

5.5.3 Capex

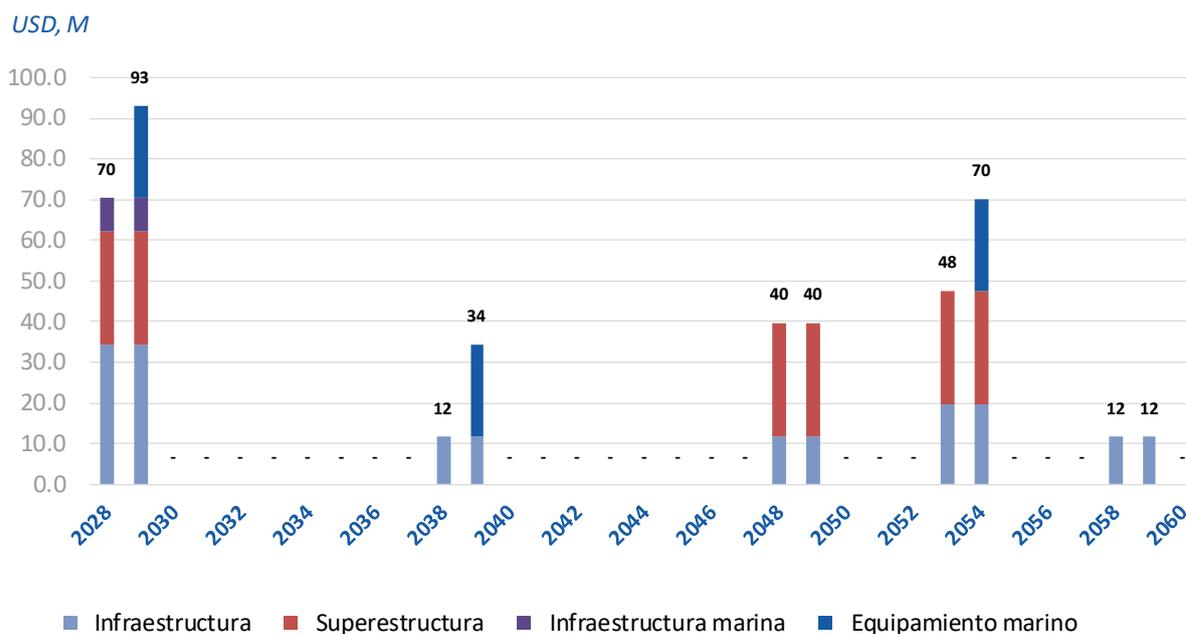
Insumos y Supuestos

En la sección 4.2.3, las Tabla 4-6, Table 4-7 and Table 4-8 ilustran los insumos y supuestos en los componentes de CAPEX.

Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran los gastos de capital esperados para la duración total del proyecto. Se estima un CAPEX total del proyecto de 430 M USD, incluyendo una reinversión en barcasas en 2054.

Figura 5-13: Capex – Colón



Fuente: Consultor

Tabla 5-29: Resultados – CAPEX - Colón

Ítem	Unidad	2028	2029	2038	2039	2048	2049	2053	2054	2058	2059
Infraestructura	USD M	34.2	34.2	11.7	11.7	11.7	11.7	19.5	19.5	11.7	11.7
Superestructura	USD M	28.1	28.1	-	-	28.1	28.1	28.1	28.1	-	-
Infraestructura Marina	USD M	8.1	8.1	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipo marino	USD M	-	22.6	-	22.6	-	-	-	22.6	-	-
Total	USD M	70.4	93.0	11.7	34.3	39.8	39.8	47.6	70.2	11.7	11.7

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

5.5.4 OPEX

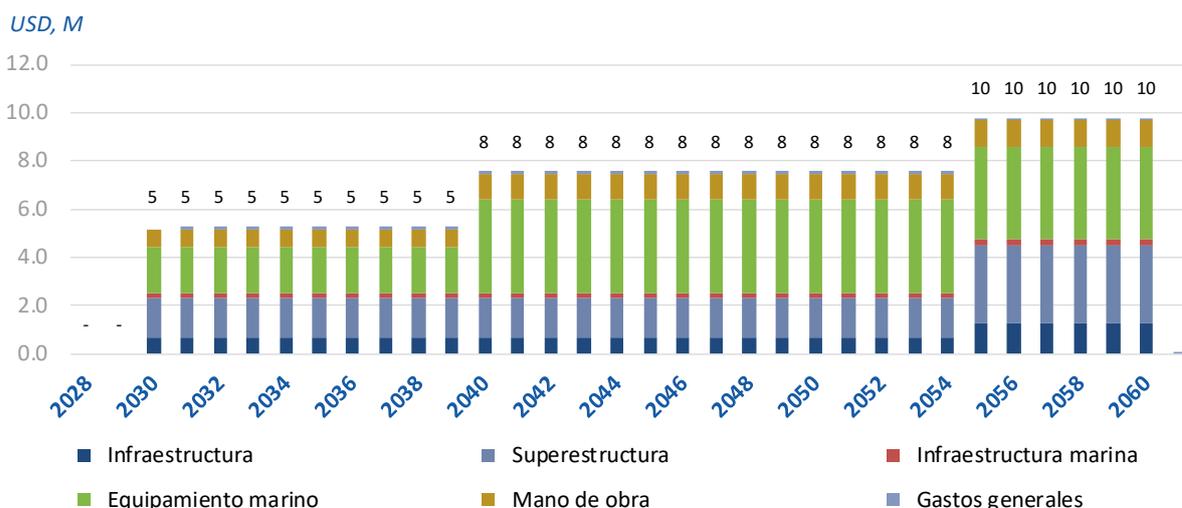
Insumos y Supuestos

En la sección 4.3.3, la Tabla 4-11 se ilustran los insumos y supuestos en los componentes de OPEX.

Resultados

La tabla y la figura a continuación muestran los gastos de capital esperados para los primeros tres años de construcción. Se estima un OPEX total anual del proyecto de 9.8 M USD. Los componentes principales de OPEX incluyen las barcasas, que representan aproximadamente entre el 36% y el 50% del OPEX total.

Figura 5-14: OPEX – Colón



Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

Tabla 5-30: Resultados – OPEX – Colón

Ítem	Unid.	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Infraestructura	USD M	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	1.3
Superestructura	USD M	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	3.2
Infraestructura Marina	USD M	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Equipo marino	USD M	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8
Mano de obra	USD M	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1
Gastos generales	USD M	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Total	USD M	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	5.3	7.6	7.6	7.6	7.6	9.8

Fuente: Consultor

Nótese que los precios son a una tasa real de USD a 2024.

5.5.5 Viabilidad Financiera

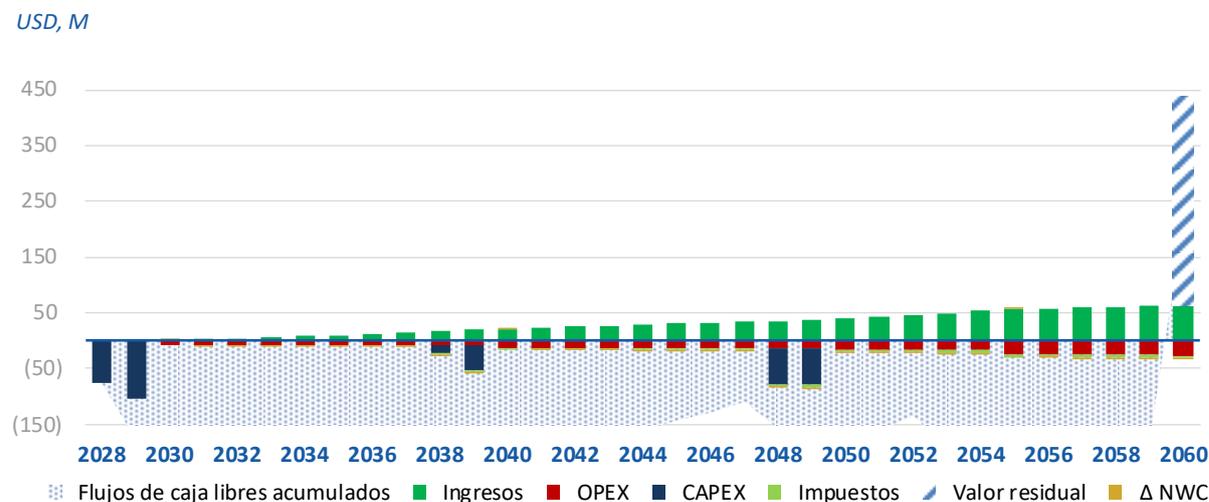
Las siguientes figuras y tablas presentan los flujos de caja del proyecto. El proyecto resulta en un caso de negocio inviable con un VPN negativo de USD 151 millones, lo que indica que los ingresos generados no son suficientes para cubrir los gastos. El proyecto arroja una TIR del 2,5%, que está sustancialmente por debajo del umbral del 11,0%. Esta baja TIR implica que los rendimientos del proyecto no justifican la inversión, especialmente en comparación con el WACC.

Se observan los siguientes puntos clave:

- Ingresos**
 Los ingresos totales proyectados son de USD 985 millones, con un valor presente de USD 124 millones. La diferencia significativa entre el valor absoluto y el valor presente sugiere que los ingresos se realizan a largo plazo, lo que disminuye su valor actual debido al descuento. Esto indica una generación de ingresos retrasada o flujos de ingresos inferiores a los esperados.
- OPEX**
 El OPEX total es de USD 429 millones, con un valor presente de USD (70) millones. Los altos costos operativos reducen el flujo de caja neto disponible, afectando la rentabilidad general del proyecto.
- CAPEX**
 El CAPEX asciende a USD (629) millones, con un valor presente de USD (210) millones. Este alto costo de inversión al inicio del proyecto, tiene un impacto significativo en el VPN. El gráfico muestra un CAPEX positivo al final del período del proyecto. Este CAPEX representa el valor residual al finalizar el período.
- Impuestos**
 La carga fiscal es de USD 84 millones, con un valor presente de USD (7) millones. Aunque los impuestos son relativamente bajos en términos de valor presente, siguen contribuyendo a la reducción del flujo de caja libre.
- Valor residual**
 El valor residual de USD 377 millones tiene un valor presente de solo USD 13 millones, lo que indica una baja recuperación al final del proyecto. El bajo valor presente sugiere que el valor residual no compensará significativamente los costos iniciales y continuos.
- Flujo de caja libre**
 A pesar de un valor absoluto positivo de USD 221 millones, el valor presente del flujo de caja libre es negativo en USD (151) millones. Esta cifra negativa resalta la insuficiencia de los flujos de caja futuros para cubrir los costos del proyecto, resultando en una pérdida global cuando se descuentan a términos de valor presente.

El VPN negativo, el largo período de recuperación y la baja TIR para Colón indican que el proyecto es financieramente inviable bajo las suposiciones actuales. Los principales factores que impulsan estos resultados incluyen el alto CAPEX, los significativos costos operativos (OPEX), la generación de ingresos por debajo de lo esperado y un bajo valor residual. Estos factores, en conjunto, sugieren que el proyecto puede no generar retornos adecuados para justificar la inversión, y son necesarios algunos ajustes o reconsideraciones estratégicas para mejorar su perspectiva financiera (lo cual se evalúa más a detalle en el análisis de sensibilidad).

Figura 5-15: Flujos de Caja Financieros - Colón



Fuente: Consultor

Tabla 5-31: Viabilidad Financiera - Resultados – Colón

Ítem	Unidad	Umbral	Monto
VPN (2028, 11.,4% WACC)	USD M	0	(151)
Período de recuperación (desde el inicio de las operaciones)	Años	10	30
TIR	%	11.0%	2.5%

Componente	Unidad	Absoluto	Valor Presente
Ingresos	USD M	985	124
OPEX	USD M	(429)	(70)
CAPEX	USD M	(629)	(210)
Impuesto	USD M	(84)	(7)
Valor residual	USD M	377	13
Flujo de caja libre	USD M	221	(151)

Fuente: Consultor

5.5.6 Análisis de Sensibilidad

En el análisis de sensibilidad, evaluamos el impacto de los distintos valores de WACC y CAPEX en nuestro VAN del caso de negocio dentro de los supuestos especificados. Si el VPN es igual o mayor que cero, el caso de negocio es factible. La siguiente tabla muestra el análisis de sensibilidad con un WACC y CAPEX variables. Observamos que cambiar únicamente el WACC no resultará en un caso de negocio factible. Además, sólo cambiar a un CAPEX del 20% del original haría viable este caso de negocio.

En general, el análisis de sensibilidad muestra que el caso de negocio no puede hacerse viable mediante cambios relativamente pequeños en los insumos. En consecuencia, el centro de distribución en Colón, que forma parte de este centro de abastecimiento de combustible ecológico, es una empresa poco atractiva desde la perspectiva del sector privado.

Table 5-32: Análisis de Sensibilidad - Colón

	CAPEX				
	100%	80%	60%	40%	20%
WACC = 14.00 %	(154)	(118)	(81)	(45)	(8)
WACC = 13.00 %	(154)	(116)	(79)	(41)	(4)
WACC = 12.00 %	(153)	(114)	(76)	(37)	1
WACC = 11.00 %	(151)	(111)	(71)	(32)	8
WACC = 10.00 %	(147)	(106)	(66)	(25)	16
WACC = 9.00 %	(143)	(100)	(58)	(16)	26
WACC = 8.00 %	(136)	(92)	(48)	(5)	39

Fuente: Consultor

Al evaluar los requisitos financieros para cubrir la brecha de viabilidad, se hace evidente que es necesario una reducción sustancial en el gasto de capital para garantizar la viabilidad del proyecto. Nuestro análisis ha considerado varios esquemas potenciales de subsidios, revelando lo siguiente:

- Subsidio de Capex:
 - Un análisis exhaustivo orientado a un Valor Presente Neto (VPN) de cero, lo cual es indicativo de un resultado financiero neutral o positivo, demuestra que es esencial un subsidio significativo del Capex. Específicamente, se requiere un subsidio que cubra el 76,1% del Capex total para lograr la viabilidad financiera. Esto equivale a un subsidio de USD 478,3 millones.

- Incentivos fiscales y reducción de tasas impositivas:
 - También se consideraron mecanismos financieros alternativos, como incentivos fiscales o reducciones de tasas impositivas. Sin embargo, nuestro análisis indica que estas medidas por sí solas no resultan en un caso de negocio positivo. Por lo tanto, aunque son beneficiosas para reducir los costos operativos, no son suficientes para cubrir la brecha de viabilidad sin un subsidio significativo del Capex.

6 Viabilidad Económica

6.1 Introducción

El análisis de viabilidad económica implica evaluar tres proyectos separados: la planta de producción en Coclé, el centro de distribución en Balboa y el centro de distribución en Colón.

6.2 Metodología y Supuestos

6.2.1 Objetivo

El objetivo de la ECBA es evaluar los costos económicos y los beneficios económicos de la implementación del proyecto versus el caso de no implementación del proyecto.

El propósito de la ECBA es complementar los análisis financieros presentados anteriormente con una descripción general de los efectos económicos del caso del proyecto para la región de alcance. La premisa del análisis es comparar el efecto económico del escenario de implementación (“Caso de Proyecto”) con el de no implementar el escenario (“Caso Sin Proyecto”).

6.2.2 Metodología y Enfoque

La metodología ECBA se basa en el enfoque de la Comisión Europea (Comisión Europea, 2014). El enfoque ECBA tiene siete pasos divididos en cuatro etapas y se muestra en la siguiente figura.

Figura 6-1: Enfoque gradual hacia la ECBA



Fuente: (Comisión Europea, 2014)

Nivel 1: Conceptos básicos vitales

La etapa 1, denominada “fundamentos vitales”, es la base para el ejercicio en el que se definen el Caso de Proyecto y el Caso de No Proyecto. En esta etapa también se definen las hipótesis del ECBA.

Etapa 2: Análisis de viabilidad financiera:

En la etapa 2, se recuerda que los resultados de la Evaluación de Viabilidad Financiera (Sección 7) se utilizarán en la ECBA, incluidos los principales flujos de efectivo (ingresos, OPEX y CAPEX), así como elementos generales (cronogramas).

Etapa 3: Ajustes del flujo de caja financiero

En la etapa 3 de la ECBA, los resultados financieros de la etapa 2 se traducen en flujos de efectivo económicos. Esto se hace utilizando factores de conversión y factores de asignación. El primero representa los precios sombra, mientras que el segundo representa la doble contabilización de los efectos.

Etapa 4: Análisis de viabilidad económica

La etapa 4 de la ECBA calcula los indicadores económicos: la Tasa Interna de Retorno Económico ("TIRE") y el Valor Presente Neto económico ("VPNE").

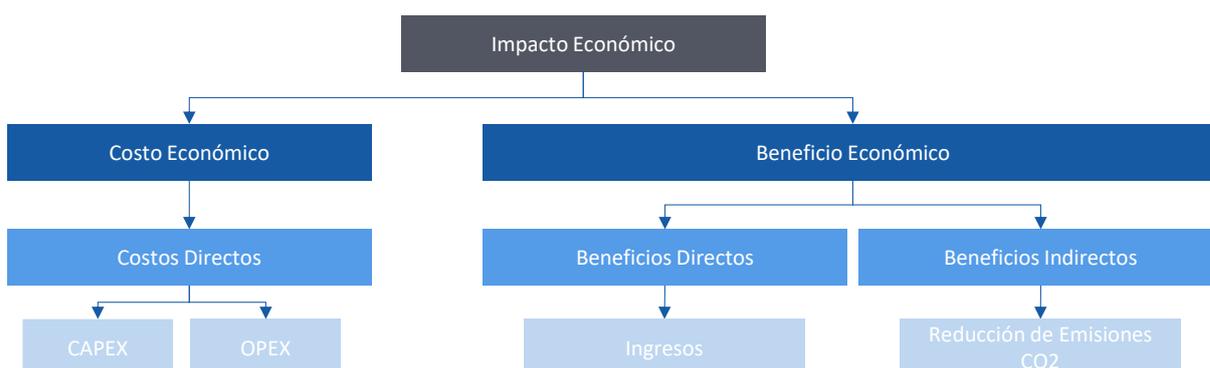
6.2.3 Tasa de Descuento Social

La tasa de descuento social (TDS) es la tasa mínima de rentabilidad económica (TIRE) y se utiliza para calcular el VAN económico (ENPV). Una tasa de 6 % se supone³⁵ basado en el WACC proporcionado en la evaluación de viabilidad financiera.

6.2.4 Efectos Económicos Directos y Externalidades

La siguiente figura presenta la estructura de la ECBA. El efecto económico general es la combinación de costos y beneficios económicos, tanto directos como externos.

Figura 6-2: Enfoque ECBA



Costos Económicos

Comprender la ECBA significa comprender qué se considera incremental y qué no. Si bien es cierto que la abrumadora parte de los costos directos (CAPEX, OPEX) asociados con el caso del proyecto son incrementales (después de todo, se incurre en ellos por la única razón de que el proyecto se está implementando y, por lo tanto, se espera que sean incrementales), hay que requerir algunas correcciones. Estas excepciones se presentan en dos formas: carga de proyecto importada y costos laborales.

La previsión de CAPEX y OPEX incluye la inversión en materiales, siendo probable que la mayoría sean importados. En consecuencia, se impondrá un derecho de importación a las mercancías importadas. En Panamá, se supone que el derecho de importación es del 12% del valor del activo. Este impuesto lo recaudan las autoridades gubernamentales y se considera beneficioso. Por tanto, el derecho de importación está incluido en los costes económicos de CAPEX. Además, los costos también incluyen la mano de obra, específicamente los salarios. Estos salarios están sujetos a un impuesto sobre la renta de aproximadamente el 15%.

³⁵Tasa similar a la de la investigación de Addicott, ET, Fenichel, EP y Kotchen, MJ (2020). Incluso el agente representativo debe morir: utilizar la demografía para informar las tasas de descuento social a largo plazo.

En consecuencia, los CAPEX y OPEX incrementales utilizados en el ECBA son inferiores a los empleados en el análisis financiero.

Beneficios económicos: Directos

En lo que respecta a los beneficios del Caso del Proyecto, los beneficios directos se deben principalmente a los ingresos adicionales en la región. Los ingresos generados por la venta de amoníaco son una fuente de ingresos adicional; es poco probable que se produzca un efecto de saturación del mercado regional.

Beneficios económicos: Indirectos

La prevención de las emisiones de CO2 impulsa principalmente los beneficios indirectos. Esta prevención se debe a la sustitución de combustibles fósiles (por ejemplo, VLSFO) por amoníaco verde. En este análisis, se supone que las emisiones se evitan sólo porque los motores del buque no queman combustibles fósiles para el transporte.

Para calcular el beneficio económico de las emisiones evitadas se debe definir la cantidad de CO2 evitada durante el ciclo de vida del proyecto (expresada en toneladas de CO2). A partir de entonces, se utiliza un parámetro financiero que le da un precio a una tonelada de CO2 (es decir, el impuesto al carbono).

Factores de conversión y asignación

Factores de asignación

El Proyecto Caso está diseñado para beneficiar a los residentes de la región. Cuando organismos fuera de la región soportan inversiones o costos importantes, se realiza un ajuste a los costos incrementales atribuidos a la ECBA. Por ejemplo, si la inversión en el activo de ER se realiza fuera de la región del proyecto, esa proporción del CAPEX no se incluiría en el ECBA. Como se esperaba, la inversión se organizará desde dentro de la región del proyecto; No se contabilizan los flujos externos. Por lo tanto, el factor de asignación para todos los elementos de CAPEX y OPEX se establece en 1.

Factores de conversión

La evaluación de viabilidad financiera se basa en los precios de mercado. Cuando los precios de mercado no reflejan el costo de oportunidad social de los insumos y productos, el enfoque habitual es convertirlos en precios sombra utilizando factores de conversión apropiados. Las razones por las que los precios de mercado no reflejan con precisión los costos de oportunidad social de los insumos y la producción pueden ser:

- Mercados ineficientes
- Una política de precios para los servicios públicos que no refleja el costo real del servicio (por ejemplo, a través de subsidios)
- Impuestos

Se supone que, en los rubros de CAPEX, los costos laborales tienen una participación del 20 % de los costos totales de CAPEX, los materiales importados representan el 60 % de los costos totales y el 20 % son otros costos. En términos laborales, el cálculo está vinculado a la tasa de desempleo en la región y al impuesto a la renta en Panamá. La tasa de desempleo en Panamá ronda el 6,7%³⁶, y el impuesto sobre la renta es igual a alrededor del 15%³⁷. Se considera un factor de conversión de 0,84 para la mano de obra.³⁸

En cuanto a los materiales importados, se considera el derecho de importación del 12%.³⁹, junto con un factor de conversión de 0,88. Combinando los factores de conversión de mano de obra y material con las participaciones asumidas mencionadas

³⁶Estadísticas del Banco Mundial (2023)

³⁷PWC Panamá

³⁸Factor de conversión del trabajo = $1 - \text{Impuesto sobre la renta} - (\text{tasa de desempleo} * \text{impuesto sobre la renta}) = 1 - 15\% - (6,7\% * 15\%) = 0,84$

³⁹Administración de Comercio Internacional

anteriormente, se obtiene un factor de conversión para partidas de CAPEX de 0,89.⁴⁰. Esto excluye el CAPEX de compra de terrenos, ya que solo depende de los costos del terreno (y, por lo tanto, utiliza un factor de conversión de 1).

Para los elementos OPEX, se supone que los costos laborales son alrededor del 50 % de los costos OPEX totales (principalmente impulsados por mantenimiento y operaciones), los materiales importados representan el 30 % de los costos totales y el 20 % son otros costos. Utilizando los mismos parámetros que se utilizan en los factores de asignación de CAPEX, se obtiene un factor de conversión de 0,88.⁴¹. Esto excluye el OPEX de compra de terrenos, ya que está impulsado principalmente por los costos laborales (y, por lo tanto, utiliza un factor de conversión de 0,84).

Para los rubros de ingresos, se anticipa que los ingresos generados por la venta de amoníaco serán adicionales y no serán un efecto de saturación del mercado regional. Por tanto, se utiliza un factor de conversión de 1,0.

Factores aplicados

Los factores aplicados en el modelo son el producto de los factores de asignación y conversión.

Artículo	Factor de asignación (A)	Factor de conversión (B)	Factor aplicado (A * B)
CAPEX - Infraestructura	1.00	0.90	0.90
CAPEX - Compra de Terreno	1.00	1.00	1.00
OPEX - Infraestructura	1.00	0.88	0.88
OPEX - Compra de Tierras	1.00	0.84	0.84

Fuente: Consultor

6.3 Coclé

6.3.1 Metodología

Definición del Caso de Proyecto y del Caso Sin Proyecto

El análisis de la ECBA compara el caso del proyecto con el escenario contrafactual del caso sin proyecto. En breve:

- El Caso del Proyecto es la ejecución como se describe en el capítulo anterior. El proyecto Case prevé la generación de amoníaco verde a partir de energías renovables.
- El Caso Sin Proyecto mantiene la situación actual de uso de combustibles de abastecimiento por parte de los buques que hacen escala en la región del proyecto.

⁴⁰Factor de conversión de elementos de CAPEX = Participación en capex de mano de obra * Factor de conversión capex de mano de obra + participación en capex de materiales importados * Factor de conversión capex de material importado + participación en capex de otros costos * Factor de conversión capex de otros costos. = 20% * 0,84 + 60% * 0,88 + 20% * 1,0 = 0,90

⁴¹Factor de conversión de elementos OPEX = Participación en opex de mano de obra * Factor de conversión en opex de mano de obra + Participación en opex de materiales importados * Factor de conversión en opex de material importado + Participación en opex de otros costos * Factor de conversión en otros costos opex. = 50% * 0,84 + 30% * 0,88 + 20% * 1,0 = 0,88

Tabla 6-1: Caso de proyecto y supuestos sin caso de proyecto

Caso de proyecto	Caso Sin Proyecto
<p>Suposiciones</p> <ul style="list-style-type: none"> Se están estableciendo los activos de generación de energía renovable, el electrolizador, la planta desalinizadora, el sintetizador de amoníaco y otros activos. <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> Se generan ingresos adicionales en la región. La producción y el consumo de amoníaco verde para el abastecimiento de combustible y la exportación evitan las emisiones de GEI de los buques propulsados por combustibles fósiles. La inversión en la zona genera nuevos puestos de trabajo. El proyecto mejora la descarbonización de la economía 	<p>Suposiciones</p> <ul style="list-style-type: none"> No hay producción verde de ER, hidrógeno y amoníaco en Coclé <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> No se generan ingresos adicionales en la región. Los buques siguen abasteciendo de combustible y quemando combustibles fósiles (por ejemplo, VLSFO), lo que genera emisiones de CO2. No se crean puestos de trabajo en esta área. La descarbonización de la economía no se ve afectada.

Los efectos económicos para ambos casos resultan directamente de los supuestos establecidos en la definición del proyecto. En última instancia, el impacto económico del desarrollo del proyecto se calcula determinando la diferencia entre el Caso del Proyecto y el Caso Sin Proyecto. Por lo tanto, la ECBA sólo se centra en los efectos económicos incrementales del Caso del Proyecto y no en los efectos absolutos.

Horizonte de Tiempo

El horizonte temporal para esta ECBA es de 2032 a 2060. Esto está en línea con el horizonte de la evaluación de viabilidad financiera.

6.3.2 Costos

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los costos económicos. Tabla 6-2 indica el cálculo del valor presente de los costos económicos directos. Se observa lo siguiente:

- Los costos económicos del CAPEX Incremental se estiman en 2,476.9 M USD.
- Los costes económicos del OPEX Incremental se estiman en 6,938.6 M USD.
- En conjunto, los costos económicos ascienden a 9,415.5 M USD.

Tabla 6-2: Proyecciones de Costos Económicos - Coclé

USD M	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX incremental*	(2,476.9)	(1,219.5)	(966.3)	(985.6)	-	-	-	-	-	781.1
IOPEX incremental	(6,938.6)	-	-	-	(206.1)	(227.5)	(251.2)	(277.3)	(306.2)	(338.1)
Costos económicos directos	(9,415.5)	(1,219.5)	(966.3)	(985.6)	(206.1)	(227.5)	(251.2)	(277.3)	(306.2)	443.1
Costos económicos	(9,415.5)	(1,219.5)	(966.3)	(985.6)	(206.1)	(227.5)	(251.2)	(277.3)	(306.2)	443.1

Fuente: Consultor

*El valor residual está incluido

6.3.3 Beneficios

De acuerdo con el enfoque descrito, consideramos que los beneficios económicos incluyen los ingresos incrementales.

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los beneficios económicos directos e indirectos. La Tabla 6-3 Indica el cálculo del valor presente de los beneficios económicos totales. Se observa lo siguiente:

- Los beneficios económicos directos de los Ingresos Incrementales se estiman en 9,557.4 M USD.
- Los beneficios económicos indirectos de las emisiones de GEI evitadas se estiman en 3,319.1 M USD.
- En conjunto, los beneficios económicos ascienden a 12,876.6 M USD.

Tabla 6-3: Proyecciones de Beneficios Económicos - Coclé

USD M	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ingresos incrementales	9,557.4	-	-	-	383.5	373.9	358.1	335.0	369.2	406.8
Beneficios económicos directos	9,557.4	-	-	-	383.5	373.9	358.1	335.0	369.2	406.8
GEI evitados	3,319.1	-	-	-	-	95.9	112.8	126.9	141.0	141.0
Beneficios económicos indirectos	3,319.1	-	-	-	-	95.9	112.8	126.9	141.0	141.0
Beneficios económicos	12,876.6	-	-	-	479.4	486.7	485.0	476.0	510.2	547.8

Fuente: Consultor

6.3.4 Resultados

La tabla presenta los principales indicadores económicos resultados del análisis de la ECBA de la producción local en Coclé. Considerando la tasa de descuento social del 6,0%, los resultados de la ECBA muestran un Valor Actual Neto Económico (VNE) negativo de (104.1) M USD. Esto implica que se espera que el proyecto genere una pérdida económica neta para la economía local. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 5.7%.

Tabla 6-4: Viabilidad Económica - Coclé

M USD	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
VP Costos Económicos	(5,449.4)	(1,150.5)	(860.0)	(827.5)	(163.2)	(134.7)	(111.1)	(91.7)	(75.6)	81.8
VP Beneficios Económicos	5,345.3	-	-	-	379.7	288.1	214.5	157.3	126.0	101.1
VP Flujo de Caja Económico	(104.1)	(1,150.5)	(860.0)	(827.5)	216.5	153.4	103.4	65.6	50.4	182.9
TIR Económica (%)										5.7%
Tasa de Descuento Social (%)										6.0%

Fuente: Consultor

6.4 Balboa

6.4.1 Metodología

Definición del caso de proyecto y del caso sin proyecto

El análisis de la ECBA compara el caso del proyecto con el escenario contrafactual del caso sin proyecto. En breve:

- El Caso del Proyecto es la ejecución como se describe en el capítulo anterior. El proyecto Case contempla la distribución de combustibles verdes en Balboa.
- El Caso Sin Proyecto mantiene la situación actual de distribución de combustibles fósiles por parte de buques que hacen escala en la región del proyecto.

Tabla 6-5: Supuestos - Caso de proyecto y Caso Sin proyecto

Caso de proyecto	Caso sin Proyecto
<p>Supuestos</p> <ul style="list-style-type: none"> La expansión del centro en Balboa con el establecimiento de nueva infraestructura y equipos de abastecimiento de combustible. <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> Se generan ingresos adicionales en la región. La inversión en la zona genera nuevos puestos de trabajo. El proyecto mejora la descarbonización de la economía 	<p>Supuestos</p> <ul style="list-style-type: none"> No hay distribución de combustibles alternativos en la región de Balboa. <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> No se generan ingresos adicionales en la región. Los buques siguen abasteciendo de combustible y quemando combustibles fósiles (por ejemplo, VLSFO). No se crean puestos de trabajo en esta área.

Los efectos económicos para ambos casos resultan directamente de los supuestos establecidos en la definición del proyecto. En última instancia, el impacto económico del desarrollo del proyecto se calcula determinando la diferencia entre el Caso del Proyecto y el Caso Sin Proyecto. Por lo tanto, la ECBA sólo se centra en los efectos económicos incrementales del Caso del Proyecto y no en los efectos absolutos.

Horizonte de Tiempo

El horizonte temporal para esta ECBA es de 2028 a 2060. Esto está en línea con el horizonte de la evaluación de viabilidad financiera.

6.4.2 Costos

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los costos económicos. La Tabla 6-2 indica el cálculo del valor presente de los costos económicos directos. Se observa lo siguiente:

- Los costos económicos del CAPEX Incremental se estiman en USD 360.0 M.
- Los costes económicos del OPEX Incremental se estiman en 727.9 MUSD.
- En conjunto, los costos económicos ascienden a USD 1,088.0 M.

Tabla 6-6: Proyecciones de Costos Económicos - Balboa

USD M	Suma	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX incremental*	(360.0)	(65.5)	(111.7)	-	-	-	-	-	-	424.3
OPEX incremental	(727.9)	-	-	(7.1)	(7.9)	(21.7)	(23.9)	(26.7)	(43.4)	(47.9)
Costos económicos directos	(1,088.0)	(65.5)	(111.7)	(7.1)	(7.9)	(21.7)	(23.9)	(26.7)	(43.4)	376.4
Costos económicos	(1,088.0)	(65.5)	(111.7)	(7.1)	(7.9)	(21.7)	(23.9)	(26.7)	(43.4)	376.4

Fuente: Consultor

*El valor residual está incluido

6.4.3 Beneficios

De acuerdo con el enfoque descrito, consideramos que los beneficios económicos incluyen los ingresos incrementales.

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los beneficios económicos directos e indirectos. La Tabla 6-7 indica el cálculo del valor presente de los beneficios económicos totales. Se observa lo siguiente:

- Los beneficios económicos directos de los Ingresos Incrementales se estiman en USD 3,270 M.

Tabla 6-7: Proyecciones de Beneficios Económicos - Balboa

USD M	Sum	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ingresos incrementales	3,270.0	-	-	6.3	40.7	69.6	100.0	129.9	188.2	207.8
Beneficios económicos directos	3,270.0	-	-	6.3	40.7	69.6	100.0	129.9	188.2	207.8
Beneficios económicos	3,270.0	-	-	6.3	40.7	69.6	100.0	129.9	188.2	207.8

Fuente: Consultor

6.4.4 Resultados

La tabla presenta los principales resultados de los indicadores económicos del análisis de la ECBA del polo de distribución de Balboa. Considerando la tasa de descuento social del 6,0%, los resultados de la ECBA muestran un Valor Actual Neto Económico (VNE) de USD 426.6 M. Esto implica que se espera que el proyecto genere un beneficio económico neto para la economía local. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 14.1%.

Tabla 6-8: Factibilidad Económica - Balboa

M USD	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
VP Costos Económicos	(505.8)	(61.8)	(99.4)	(6.0)	(4.9)	(10.2)	(8.4)	(7.0)	(8.5)	55.0
VP Beneficios Económicos	932.4	-	-	5.3	25.6	32.6	35.0	34.0	36.8	30.4
VP Flujo de Caja Económico	426.6	(61.8)	(99.4)	(0.7)	20.6	22.5	26.6	27.0	28.3	85.4
TIR Económica (%)										14.1%
Tasa de Descuento Social (%)										6.0%

Fuente: Consultor

6.5 Colón

6.5.1 Metodología

Definición del caso de proyecto y del caso sin proyecto

El análisis de la ECBA compara el caso del proyecto con el escenario contrafactual del caso sin proyecto. En breve:

- El Caso del Proyecto es la ejecución como se describe en el capítulo anterior. El proyecto Case prevé la distribución de combustibles verdes en Colón.
- El Caso Sin Proyecto mantiene la situación actual de distribución de combustibles fósiles por parte de buques que hacen escala en la región del proyecto.

Tabla 6-9: Supuestos - Caso de proyecto y Caso sin proyecto

Caso de proyecto	Caso sin proyecto
<p>Supuestos</p> <ul style="list-style-type: none"> La expansión del centro en Colón con el establecimiento de nueva infraestructura y equipos de abastecimiento de combustible. <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> Se generan ingresos adicionales en la región. La inversión en la zona genera nuevos puestos de trabajo. El proyecto mejora la descarbonización de la economía 	<p>Supuestos</p> <ul style="list-style-type: none"> No hay distribución de combustibles alternativos en la región de Colón. <p>Trascendencia</p> <ul style="list-style-type: none"> No se generan ingresos adicionales en la región. Los buques siguen abasteciendo de combustible y quemando combustibles fósiles (por ejemplo, VLSFO). No se crean puestos de trabajo en esta área.

Los efectos económicos para ambos casos resultan directamente de los supuestos establecidos en la definición del proyecto. En última instancia, el impacto económico del desarrollo del proyecto se calcula determinando la diferencia entre el Caso del Proyecto y el Caso Sin Proyecto. Por lo tanto, la ECBA sólo se centra en los efectos económicos incrementales del Caso del Proyecto y no en los efectos absolutos.

Horizonte de Tiempo

El horizonte temporal para esta ECBA es de 2028 a 2060. Esto está en línea con el horizonte de la evaluación de viabilidad financiera.

6.5.2 Costos

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los costos económicos. La Tabla 6-2 indica el cálculo del valor presente de los costos económicos directos. Se observa lo siguiente:

- Los costes económicos del CAPEX Incremental se estiman en 225.5 M USD.
- Los costes económicos del OPEX Incremental se estiman en 333.1 M USD.
- En total, los costes económicos ascienden a 558.6 M USD.

Tabla 6-10: Proyecciones de Costos Económicos - Colón

USD M	Suma	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050	2055	2060
CAPEX incremental*	(225.5)	(68.4)	(92.1)	-	-	-	-	-	-	337.8
OPEX incremental	(333.1)	-	-	(4.9)	(5.4)	(9.1)	(10.1)	(11.3)	(19.1)	(21.1)
Costos económicos directos	(558.6)	(68.4)	(92.1)	(4.9)	(5.4)	(9.1)	(10.1)	(11.3)	(19.1)	316.7
Costos económicos	(558.6)	(68.4)	(92.1)	(4.9)	(5.4)	(9.1)	(10.1)	(11.3)	(19.1)	316.7

Fuente: Consultor

*El valor residual está incluido

6.5.3 Beneficios

De acuerdo con el enfoque descrito, consideramos que los beneficios económicos incluyen los ingresos incrementales.

Con base en el enfoque y los supuestos descritos en este capítulo, se han estimado los beneficios económicos directos e indirectos. La Tabla 6-7 indica el cálculo del valor presente de los beneficios económicos totales. Se observa lo siguiente:

- Los beneficios económicos directos de los Ingresos Incrementales se estiman en USD 958,3 M.

Tabla 6-11: Proyecciones de Beneficios Económicos - Colón

USD M	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
Ingresos incrementales	985.3	-	-	1.6	10.7	21.4	30.5	39.4	57.1	63.0
Beneficios económicos directos	985.3	-	-	1.6	10.7	21.4	30.5	39.4	57.1	63.0
Beneficios económicos	985.3	-	-	1.6	10.7	21.4	30.5	39.4	57.1	63.0

Fuente: Consultor

6.5.4 Resultados

La tabla presenta los principales resultados de los indicadores económicos del análisis de la ECBA del centro de distribución de Colón. Considerando la tasa de descuento social del 6.0%, los resultados de la ECBA muestran un Valor Presente Neto Económico (VPNE) negativo de (32.3) M USD. Esto implica que no se espera que el proyecto genere un beneficio económico neto para la economía local. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) del 5.0%.

Tabla 6-12: Viabilidad Económica - Colón

M USD	Suma	2032	2033	2034	2035	2040	2045	2050	2055	2060
VP Costos Económicos	(310.3)	(64.5)	(82.0)	(4.1)	(3.4)	(4.3)	(3.5)	(3.0)	(3.7)	46.3
VP Beneficios Económicos	278.0	-	-	1.3	6.7	10.0	10.7	10.3	11.2	9.2
VP Flujo de Caja Económico	(32.3)	(64.5)	(82.0)	(2.8)	3.3	5.8	7.2	7.3	7.4	55.5
TIR Económica (%)										5.0%
Tasa de Descuento Social (%)										6.0%

Fuente: Consultor

7 Hoja de Ruta

7.1 Introducción

En esta sección, delineamos una hoja de ruta realista con recomendaciones para el desarrollo de un proyecto piloto de inversión en cada ubicación. Esta hoja de ruta incluye varios componentes clave destinados a fomentar una implementación exitosa y alentar la participación del sector privado.

- Participación y sensibilización de las partes interesadas
 - Rondas de información: organizar sesiones informativas y talleres para crear conciencia entre las partes interesadas, incluidas otras entidades gubernamentales, actores del sector privado y la comunidad local. Estas sesiones tienen como objetivo informar y educar sobre los beneficios y oportunidades de los proyectos piloto de inversión.
 - Divulgación pública: utilice campañas en los medios, foros públicos y reuniones comunitarias para generar apoyo y comprensión de base amplia.
- Preparación legislativa y regulatoria
 - Desarrollo de políticas: colaborar con los formuladores de políticas para crear legislación y regulaciones de apoyo que faciliten el desarrollo y operación de proyectos de combustibles verdes.
 - Marco regulatorio: Establecer pautas y estándares claros para las evaluaciones de impacto ambiental, protocolos de seguridad y procedimientos operativos.
 - Proceso de obtención de permisos: agilice el proceso de obtención de permisos para garantizar aprobaciones oportunas y reducir los retrasos burocráticos.
- Conocimiento y educación
 - Programas de desarrollo de habilidades: Desarrollar e implementar programas de capacitación para equipar a la fuerza laboral con las habilidades necesarias para la industria de los combustibles verdes. Esto incluye capacitación técnica en nuevas tecnologías y sistemas, así como iniciativas educativas para promover prácticas de sostenibilidad.
 - Asociaciones académicas: asociarse con universidades y escuelas técnicas para incorporar tecnologías de combustibles verdes y sostenibilidad en sus planes de estudio, garantizando una fuente constante de profesionales calificados.
- Participación del sector privado
 - Incentivos y apoyo: Proporcionar incentivos financieros como subvenciones, subsidios y exenciones fiscales para atraer inversiones del sector privado. Además, ofrecer soporte técnico y servicios de consultoría para guiar a las empresas durante la transición.
 - Alianzas Público-Privadas: Facilitar alianzas entre entidades públicas y empresas privadas para compartir riesgos, recursos y experiencia, fomentando un ambiente colaborativo para el desarrollo de proyectos.
- Desarrollo de infraestructura
 - Preparación del sitio: Identifique y prepare sitios para proyectos piloto, asegurándose de que cumplan con todos los requisitos reglamentarios y estén equipados con la infraestructura necesaria, como carreteras, servicios públicos y redes de comunicación.
 - Construcción e Implementación: Supervisar la construcción de instalaciones piloto, asegurando el cumplimiento de los cronogramas y estándares de calidad. Implementar las tecnologías y sistemas necesarios para poner en funcionamiento los proyectos.

En las siguientes secciones, enfatizamos la hoja de ruta para cada ubicación con más detalle.

7.2 Hoja de Ruta de Producción Local en Coclé

7.2.1 Tareas

Esta sección describe la hoja de ruta para la producción local en la Región de Coclé.

- 1. Decisión y Compromiso**
 - 1.1 Decisión de proceder con una planta de producción local en Coclé**
 - Aprobación interna: Obtener la aprobación formal de los órganos internos de toma de decisiones relevantes para proceder con la implementación de la instalación de producción local.
 - 1.2 Finalizar el plan de implementación**
 - Finalice el plan de implementación detallado con cronogramas, asignación de recursos, rondas de aprobación interna e hitos clave.
 - 1.3 Asegurar el apoyo del gobierno**
 - Involucrar a funcionarios gubernamentales: organizar reuniones con funcionarios gubernamentales clave para presentar el proyecto y discutir posibles mecanismos de apoyo.
 - Prepare la documentación de soporte: desarrolle documentación completa que describa los beneficios del proyecto.
 - Acuerdos formales: Negociar y asegurar acuerdos formales con organismos gubernamentales que describan el apoyo y los incentivos que se brindarán.
 - 1.4 Asignar recursos y establecer equipo (compromiso)**
 - Asignación presupuestaria: garantizar la asignación de los recursos financieros necesarios para respaldar el proyecto, incluidos los gastos de capital para las instalaciones, los presupuestos de marketing y los costos operativos.
 - Formación de equipos: establezca equipos dedicados para diversos aspectos del proyecto, como construcción, operaciones, marketing y cumplimiento normativo.
 - Gestión de proyectos: designe un director de proyecto o un equipo de gestión de proyectos para supervisar el progreso del proyecto, garantizando el cumplimiento de los plazos y presupuestos.
- 2. Estudio de Viabilidad**
 - 2.1 Evaluación y selección de ubicación: evalúe sitios potenciales en función de factores como la disponibilidad de luz solar, la proximidad a la infraestructura y el impacto ambiental.**
 - 2.2 Estudio de Viabilidad: Realizar estudios de viabilidad técnica, económica, legal y financiera para evaluar la viabilidad del proyecto.**
 - 2.3 Diseño Preliminar: Desarrollar diseños iniciales para el campo solar, las instalaciones de producción de hidrógeno y síntesis de amoníaco.**
- 3. Evaluación de impacto ambiental**
 - 3.1 Referencia de Condiciones ambientales**
 - Entorno físico: Descripción de las condiciones físicas existentes, incluido el clima, la calidad del aire, los recursos hídricos, el suelo, las corrientes y la geología.
 - Medio Biológico: Información sobre la flora y fauna existentes, ecosistemas y biodiversidad.
 - Entorno socioeconómico: descripción general de las condiciones socioeconómicas actuales, incluida la población, el uso de la tierra, el patrimonio cultural y las actividades económicas.
 - 3.2 Evaluación de impacto ambiental**
 - Identificación de Impactos: Identificación sistemática de potenciales impactos ambientales asociados al proyecto.
 - Análisis de Impacto: Análisis detallado de la naturaleza, magnitud, duración e importancia de cada impacto identificado.
 - Impactos acumulativos: Evaluación de los impactos acumulativos cuando se combinan con otros proyectos existentes o planificados.
 - 3.3 Medidas de Mitigación**

- Mitigación de Impactos: Medidas específicas propuestas para prevenir, reducir o mitigar impactos ambientales adversos.
 - Medidas de mejora: Acciones para mejorar los impactos o beneficios positivos del proyecto.
 - Plan de Monitoreo: Esquema de un programa de monitoreo para asegurar la efectividad de las medidas de mitigación.
- 3.4 Participación y consulta pública
- Participación de las partes interesadas: resumen del proceso de participación de las partes interesadas, incluidas consultas públicas y comentarios.
 - Comentarios y respuestas: descripción general de las principales preocupaciones planteadas por las partes interesadas y cómo se abordaron.
- 3.5 Plan de Manejo Ambiental (PGA)
- Implementación de medidas de mitigación: Plan detallado para implementar medidas de mitigación.
 - Monitoreo y Reporte: Procedimientos para monitorear los impactos ambientales y reportar los hallazgos.
 - Roles y Responsabilidades: Definición clara de roles y responsabilidades para implementar el PGA.
 - Presupuesto: Presupuesto estimado para la implementación del PMA.
4. Planeación
- 4.1 Estrategia de licitación: Finalice la estrategia determinando el tipo de estructura de APP, procedimiento de transacción (abierto o cerrado), cronogramas y soporte requerido.
- 4.2 Aprobaciones regulatorias: obtenga los permisos y aprobaciones necesarios de las autoridades locales, regionales y nacionales.
- 4.3 Desarrollo de experiencia: Establecer una estrategia integral de conocimientos para desarrollar experiencia en la producción y manipulación de combustibles ecológicos. Esto implica apoyar planes de estudios especializados, establecer centros de formación, fomentar colaboraciones académicas, ofrecer becas y financiación y realizar campañas de sensibilización para atraer talento al sector.
- 4.4 Planificación financiera: Financiamiento seguro y respaldo financiero, incluidas inversiones y préstamos.
5. Ingeniería de Detalle y Diseño
- 5.1 Diseño detallado: Crear diseños de ingeniería detallados para los paneles solares, unidades de electrólisis y plantas de síntesis de amoníaco.
- 5.2 Plan de Adquisiciones: Desarrollar un plan para adquirir los equipos, materiales y servicios necesarios.
- 5.3 Evaluación de riesgos: realizar una evaluación integral de riesgos y desarrollar estrategias de mitigación.
6. Procedimiento de licitación
- 6.1 Sondeo de mercado: Iniciar actividades de sondeo de mercado para medir el interés y recopilar comentarios de posibles postores. Esto implica colaborar con las partes interesadas de la industria para evaluar la dinámica del mercado, recopilar información e informar el proceso de licitación.
- 6.2 Solicitud de propuestas: Prepare y emita el documento de Solicitud de propuestas (RFP), que describe los requisitos del proyecto, los criterios de evaluación y las pautas de presentación. Esta tarea implica una planificación y comunicación meticulosas para garantizar la claridad y la transparencia durante todo el proceso de licitación.
- 6.3 Evaluación de ofertas: realice una evaluación exhaustiva de las propuestas recibidas para evaluar su cumplimiento de los requisitos, la viabilidad técnica y la relación calidad-precio. Esto implica formar un comité de evaluación, revisar las presentaciones y calificar cada propuesta según criterios predefinidos.
- 6.4 Negociaciones: participar en negociaciones con postores preseleccionados para perfeccionar los términos, abordar inquietudes y finalizar acuerdos contractuales. Esta tarea requiere comunicación efectiva, habilidades de negociación y un enfoque en lograr resultados mutuamente beneficiosos.
- 6.5 Cierre financiero: Logre un cierre financiero obteniendo las aprobaciones necesarias, finalizando contratos y completando arreglos financieros. Este hito marca la conclusión del proceso de licitación y el comienzo de la implementación del proyecto.
7. Adquisiciones
- 7.1 Adquisición de equipos y materiales: Solicite paneles solares, unidades de electrólisis, equipos de síntesis de amoníaco y otros materiales necesarios.

- 7.2 Contratación: Contratar contratistas y subcontratistas para la construcción, instalación y puesta en marcha.
- 7.3 Acuerdos de Distribución: Acuerdos seguros con compradores y distribuidores de los productos exportados.

8. Construcción

- 8.0 Construcción del Puerto de Aguadulce (fuera del alcance de este encargo en adelante).
- 8.1 Preparación del sitio: Limpiar y preparar el sitio, incluida la nivelación y la configuración de la infraestructura (carreteras, servicios públicos, etc.).
- 8.2 Construcción de Campo Solar: Instalar paneles solares e infraestructura asociada (inversores, transformadores, cableado).
- 8.3 Construcción de la planta de hidrógeno: Construya la instalación de producción de hidrógeno, incluidos electrolizadores, compresores y tanques de almacenamiento.
- 8.4 Construcción de la planta de amoníaco: construye la planta de síntesis de amoníaco, incluidos reactores, separadores e instalaciones de almacenamiento.
- 8.5 Integración: Integre los sistemas solares, de hidrógeno y de amoníaco, garantizando un funcionamiento y una conectividad perfectos.

9. Puesta en Marcha

- 9.0 Pruebas y validación: realice pruebas del sistema para garantizar que todos los componentes funcionen de forma correcta y segura.
- 9.1 Puesta en marcha: Poner en marcha el campo solar, la planta de hidrógeno y la planta de amoníaco, poniéndolos en funcionamiento gradualmente.
- 9.2 Capacitación: Capacitar al personal y operadores sobre la operación segura y eficiente de las instalaciones.

10. Operación y mantenimiento

- 10.0 Aumento operativo: aumente gradualmente la producción hasta su máxima capacidad, monitoreando el rendimiento y realizando los ajustes necesarios.

7.2.2 Línea de tiempo

La siguiente imagen muestra el cronograma previsto de la hoja de ruta de Coclé.

7.3 Hoja de Ruta del Bunkering Hub en Balboa

7.3.1 Tareas

Esta sección describe la hoja de ruta para el hub de distribución en Balboa.

- 1.** Decisión y Compromiso
 - 1.1** Decisión de Proceder con el centro de distribución en Balboa.
 - Aprobación interna: Obtener la aprobación formal de los órganos internos de toma de decisiones pertinentes para proceder con la implementación de la instalación.
 - 1.2** Finalizar el plan de implementación
 - Finalice el plan de implementación detallado con cronogramas, asignación de recursos, rondas de aprobación interna e hitos clave.
 - 1.3** Asegurar el apoyo del gobierno
 - Involucrar a funcionarios gubernamentales: organizar reuniones con funcionarios gubernamentales clave para presentar el proyecto y discutir posibles mecanismos de apoyo.
 - Prepare la documentación de soporte: desarrolle documentación completa que describa los beneficios del proyecto.
 - Acuerdos formales: Negociar y asegurar acuerdos formales con organismos gubernamentales que describan el apoyo y los incentivos que se brindarán.
 - 1.4** Asignar recursos y establecer equipo (compromiso)
 - Asignación presupuestaria: garantizar la asignación de los recursos financieros necesarios para respaldar el proyecto, incluidos los gastos de capital para las instalaciones, los presupuestos de marketing y los costos operativos.
 - Formación de equipos: establezca equipos dedicados para diversos aspectos del proyecto, como construcción, operaciones, marketing y cumplimiento normativo.
 - Gestión de proyectos: designe un director de proyecto o un equipo de gestión de proyectos para supervisar el progreso del proyecto, garantizando el cumplimiento de los plazos y presupuestos.
- 2.** Estrategia de participación del sector privado
 - 2.1** Apoyo a políticas: Comprometerse como gobierno con el establecimiento del centro de búnkeres verdes en Panamá y participar activamente en la Iniciativa del Corredor Verde. Además, regular el transporte marítimo verde mediante la implementación de tarifas y regulaciones sobre el paso del Canal de Panamá.
 - 2.2** Incentivos financieros: Desarrollar programas de incentivos para los primeros usuarios e inversores, como exenciones fiscales, subvenciones u oportunidades de coinversión. Comunique claramente estos incentivos en todos los materiales y compromisos promocionales.
 - 2.3** Creación de capacidad:
 - Sesiones informativas y talleres: organice seminarios web, talleres y sesiones informativas para presentar los detalles y beneficios del proyecto. Incluya presentaciones de expertos de la industria, funcionarios gubernamentales y organizaciones ambientales para respaldar el proyecto.
 - Conferencias industriales y ferias comerciales: participe en conferencias industriales y ferias comerciales relevantes para mostrar el proyecto. Instale stands, distribuya materiales promocionales y establezca contactos con socios e inversores potenciales.
- 3.** Estudio de Viabilidad
 - 3.1** Estudio de Viabilidad: Realizar estudios de viabilidad técnica, económica, legal y financiera para evaluar la viabilidad del proyecto.
 - 3.2** Diseño Preliminar: Desarrollar diseños iniciales para las instalaciones de distribución.
- 4.** Evaluación de impacto ambiental
 - 4.1** Condiciones ambientales de referencia
 - Entorno físico: Descripción de las condiciones físicas existentes, incluido el clima, la calidad del aire, los recursos hídricos, el suelo, las corrientes y la geología.

- Medio Biológico: Información sobre la flora y fauna existentes, ecosistemas y biodiversidad.
 - Entorno socioeconómico: descripción general de las condiciones socioeconómicas actuales, incluida la población, el uso de la tierra, el patrimonio cultural y las actividades económicas.
- 4.2** Evaluación de impacto ambiental
- Identificación de Impactos: Identificación sistemática de potenciales impactos ambientales asociados al proyecto.
 - Análisis de Impacto: Análisis detallado de la naturaleza, magnitud, duración e importancia de cada impacto identificado.
 - Impactos acumulativos: Evaluación de los impactos acumulativos cuando se combinan con otros proyectos existentes o planificados.
- 4.3** Medidas de mitigación
- Mitigación de Impactos: Medidas específicas propuestas para prevenir, reducir o mitigar impactos ambientales adversos.
 - Medidas de mejora: Acciones para mejorar los impactos o beneficios positivos del proyecto.
 - Plan de Monitoreo: Esquema de un programa de monitoreo para asegurar la efectividad de las medidas de mitigación.
- 4.4** Participación y consulta pública
- Participación de las partes interesadas: resumen del proceso de participación de las partes interesadas, incluidas consultas públicas y comentarios.
 - Comentarios y respuestas: descripción general de las principales preocupaciones planteadas por las partes interesadas y cómo se abordaron.
- 4.5** Plan de Manejo Ambiental (PGA)
- Implementación de medidas de mitigación: Plan detallado para implementar medidas de mitigación.
 - Monitoreo y Reporte: Procedimientos para monitorear los impactos ambientales y reportar los hallazgos.
 - Roles y Responsabilidades: Definición clara de roles y responsabilidades para implementar el PGA.
 - Presupuesto: Presupuesto estimado para la implementación del PMA.
- 5.** Planificación
- 5.1** Aprobaciones regulatorias: obtenga los permisos y aprobaciones necesarios de las autoridades locales, regionales y nacionales.
- 5.2** Desarrollo de experiencia: Establecer una estrategia integral de conocimientos para desarrollar experiencia en la producción y manipulación de combustibles ecológicos. Esto implica apoyar planes de estudios especializados, establecer centros de formación, fomentar colaboraciones académicas, ofrecer becas y financiación y realizar campañas de sensibilización para atraer talento al sector.
- 5.3** Planificación financiera: Financiamiento seguro y respaldo financiero, incluidas inversiones y préstamos.
- 5.4** Acuerdos de Distribución: Acuerdos seguros con compradores y distribuidores de los productos exportados.
- 6.** Ingeniería de Detalle y Diseño
- 6.1** Diseño detallado: Crear diseños de ingeniería detallados para los paneles solares, unidades de electrólisis y plantas de síntesis de amoníaco.
- 6.2** Plan de Adquisiciones: Desarrollar un plan para adquirir los equipos, materiales y servicios necesarios.
- 6.3** Evaluación de riesgos: realizar una evaluación integral de riesgos y desarrollar estrategias de mitigación.
- 7.** Adquisiciones
- 7.1** Adquisición de equipos y materiales: Solicite paneles solares, unidades de electrólisis, equipos de síntesis de amoníaco y otros materiales necesarios.
- 7.2** Contratación: Contratar contratistas y subcontratistas para la construcción, instalación y puesta en marcha.
- 8.** Construcción
- 10.1** Preparación del sitio: Prepare el terreno para futuras construcciones.
- 10.2** Terminal y Equipos: Construir la terminal e instalar las embarcaciones.

10.3 Integración: Integre los equipos de carga y descarga con el almacenamiento, garantizando un funcionamiento y conectividad perfectos.

11. Puesta en Marcha

11.0 Pruebas y validación: realice pruebas del sistema para garantizar que todos los componentes funcionen de forma correcta y segura.

11.1 Puesta en marcha: Pon en marcha el terminal, poniéndolos en línea progresivamente.

11.2 Capacitación: Capacitar al personal y operadores sobre la operación segura y eficiente de las instalaciones.

12. Operación y mantenimiento

12.0 Aumento operativo: aumente gradualmente la producción hasta su máxima capacidad, monitoreando el rendimiento y realizando los ajustes necesarios.

7.3.2 Línea de tiempo

La siguiente imagen muestra la línea de tiempo prevista de la hoja de ruta de Balboa.

Figura 7-2: Cronograma Previsto – Balboa

	Año		2024				2025				2026				2027				2028				2029				2030			
	Trimestre		Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																						
Decisiones y Compromisos																														
Tarea 1: Decisión de proceder																														
Tarea 2: Finalizar el plan de implementación																														
Tarea 3: Asegurar el apoyo del gobierno																														
Tarea 4: Asignar recursos y establecer equipo (compromiso)																														
Estrategia de Participación con el Sector Privado																														
Tarea 1: Marco Político																														
Tarea 2: Incentivos Financieros																														
Tarea 3: Capacidad de Construcción																														
Estudios de Viabilidad																														
Tarea 1: Estudio de Viabilidad																														
Tarea 2: Diseño Preliminar																														
Evaluación de Impacto Ambiental																														
Tarea 1: Referencia de Condiciones ambientales (Físico, biológico y socio-económico)																														
Tarea 2: Evaluación de Impacto Ambiental																														
Tarea 3: Medidas de Mitigación																														
Tarea 4: Participación y Consulta Pública																														
Tarea 5: Plan de Manejo Ambiental																														
Planeación																														
Tarea 1: Aprobaciones Regulatorias																														
Tarea 2: Desarrollo de experiencia																														
Tarea 3: Planeación Financiera																														
Tarea 4: Acuerdos de Distribución																														
Detalle de Ingeniería y Diseño																														
Tarea 1: Diseño Detallado																														
Tarea 2: Plan de Adquisiciones																														
Tarea 3: Evaluación de Riesgo																														
Adquisiciones																														
Tarea 1: Adquisición de Equipos y Materiales																														
Tarea 2: Contratación																														
Construcción																														
Tarea 1: Preparación del Sitio																														
Tarea 2: Equipo y Terminal																														
Tarea 3: Integración																														
Puesta en Marcha																														
Tarea 1: Pruebas y Validación																														
Tarea 2: Puesta en Marcha																														
Tarea 3: Capacitación																														
Operaciones																														
Tarea 1: Aumento Operativo																														

7.4 Hoja de Ruta Bunkering Hub en Colón

7.4.1 Tareas

Esta sección describe la hoja de ruta para el centro de distribución en Colón.

- 1.** Decisión y Compromiso
 - 1.1** Decisión de proceder con el centro de distribución en Colón.
 - Aprobación interna: Obtener la aprobación formal de los órganos internos de toma de decisiones pertinentes para proceder con la implementación de la instalación.
 - 1.2** Finalizar el plan de implementación
 - Finalice el plan de implementación detallado con cronogramas, asignación de recursos, rondas de aprobación interna e hitos clave.
 - 1.3** Asegurar el apoyo del gobierno
 - Involucrar a funcionarios gubernamentales: organizar reuniones con funcionarios gubernamentales clave para presentar el proyecto y discutir posibles mecanismos de apoyo.
 - Prepare la documentación de soporte: desarrolle documentación completa que describa los beneficios del proyecto.
 - Acuerdos formales: Negociar y asegurar acuerdos formales con organismos gubernamentales que describan el apoyo y los incentivos que se brindarán.
 - 1.4** Asignar recursos y establecer equipo (compromiso)
 - Asignación presupuestaria: garantizar la asignación de los recursos financieros necesarios para respaldar el proyecto, incluidos los gastos de capital para las instalaciones, los presupuestos de marketing y los costos operativos.
 - Formación de equipos: establezca equipos dedicados para diversos aspectos del proyecto, como construcción, operaciones, marketing y cumplimiento normativo.
 - Gestión de proyectos: designe un director de proyecto o un equipo de gestión de proyectos para supervisar el progreso del proyecto, garantizando el cumplimiento de los plazos y presupuestos.
- 2.** Estrategia de participación del sector privado
 - 2.1** Apoyo a políticas: Comprometerse como gobierno con el establecimiento del centro de búnkeres verdes en Panamá y participar activamente en la Iniciativa del Corredor Verde. Además, regular el transporte marítimo verde mediante la implementación de tarifas y regulaciones sobre el paso del Canal de Panamá.
 - 2.2** Incentivos financieros: Desarrollar programas de incentivos para los primeros usuarios e inversores, como exenciones fiscales, subvenciones u oportunidades de coinversión. Comunique claramente estos incentivos en todos los materiales y compromisos promocionales.
 - 2.3** Creación de capacidad:
 - Sesiones informativas y talleres: organice seminarios web, talleres y sesiones informativas para presentar los detalles y beneficios del proyecto. Incluya presentaciones de expertos de la industria, funcionarios gubernamentales y organizaciones ambientales para respaldar el proyecto.
 - Conferencias industriales y ferias comerciales: participe en conferencias industriales y ferias comerciales relevantes para mostrar el proyecto. Instale stands, distribuya materiales promocionales y establezca contactos con socios e inversores potenciales.
- 3.** Estudio de Viabilidad
 - 3.1** Estudio de Viabilidad: Realizar estudios de viabilidad técnica, económica, legal y financiera para evaluar la viabilidad del proyecto.
 - 3.2** Diseño Preliminar: Desarrollar diseños iniciales para las instalaciones de distribución.
- 4.** Evaluación de impacto ambiental
 - 4.1** Condiciones ambientales de referencia
 - Entorno físico: Descripción de las condiciones físicas existentes, incluido el clima, la calidad del aire, los recursos hídricos, el suelo, las corrientes y la geología.

- Medio Biológico: Información sobre la flora y fauna existentes, ecosistemas y biodiversidad.
 - Entorno socioeconómico: descripción general de las condiciones socioeconómicas actuales, incluida la población, el uso de la tierra, el patrimonio cultural y las actividades económicas.
- 4.2** Evaluación de impacto ambiental
- Identificación de Impactos: Identificación sistemática de potenciales impactos ambientales asociados al proyecto.
 - Análisis de Impacto: Análisis detallado de la naturaleza, magnitud, duración e importancia de cada impacto identificado.
 - Impactos acumulativos: Evaluación de los impactos acumulativos cuando se combinan con otros proyectos existentes o planificados.
- 4.3** Medidas de Mitigación
- Mitigación de Impactos: Medidas específicas propuestas para prevenir, reducir o mitigar impactos ambientales adversos.
 - Medidas de mejora: Acciones para mejorar los impactos o beneficios positivos del proyecto.
 - Plan de Monitoreo: Esquema de un programa de monitoreo para asegurar la efectividad de las medidas de mitigación.
- 4.4** Participación y consulta pública
- Participación de las partes interesadas: resumen del proceso de participación de las partes interesadas, incluidas consultas públicas y comentarios.
 - Comentarios y respuestas: descripción general de las principales preocupaciones planteadas por las partes interesadas y cómo se abordaron.
- 4.5** Plan de Manejo Ambiental (PGA)
- Implementación de medidas de mitigación: Plan detallado para implementar medidas de mitigación.
 - Monitoreo y Reporte: Procedimientos para monitorear los impactos ambientales y reportar los hallazgos.
 - Roles y Responsabilidades: Definición clara de roles y responsabilidades para implementar el PGA.
 - Presupuesto: Presupuesto estimado para la implementación del PMA.
- 5.** Planificación
- 5.1** Estrategia de licitación: Finalice la estrategia determinando el tipo de estructura de APP, procedimiento de transacción (abierto o cerrado), cronogramas y soporte requerido.
- 5.2** Aprobaciones regulatorias: obtenga los permisos y aprobaciones necesarios de las autoridades locales, regionales y nacionales.
- 5.3** Desarrollo de experiencia: Establecer una estrategia integral de conocimientos para desarrollar experiencia en la producción y manipulación de combustibles ecológicos. Esto implica apoyar planes de estudios especializados, establecer centros de formación, fomentar colaboraciones académicas, ofrecer becas y financiación y realizar campañas de sensibilización para atraer talento al sector.
- 5.4** Planificación financiera: Financiamiento seguro y respaldo financiero, incluidas inversiones y préstamos.
- 6.** Procedimiento de licitación
- 6.1** Sondeo de mercado: Iniciar actividades de sondeo de mercado para medir el interés y recopilar comentarios de posibles postores. Esto implica colaborar con las partes interesadas de la industria para evaluar la dinámica del mercado, recopilar información e informar el proceso de licitación.
- 6.2** Solicitud de propuestas: Prepare y emita el documento de Solicitud de propuestas (RFP), que describe los requisitos del proyecto, los criterios de evaluación y las pautas de presentación. Esta tarea implica una planificación y comunicación meticulosas para garantizar la claridad y la transparencia durante todo el proceso de licitación.
- 6.3** Evaluación de ofertas: realice una evaluación exhaustiva de las propuestas recibidas para evaluar su cumplimiento de los requisitos, la viabilidad técnica y la relación calidad-precio. Esto implica formar un comité de evaluación, revisar las presentaciones y calificar cada propuesta según criterios predefinidos.
- 6.4** Negociaciones: participar en negociaciones con postores preseleccionados para perfeccionar los términos, abordar inquietudes y finalizar acuerdos contractuales. Esta tarea requiere comunicación efectiva, habilidades de negociación y un enfoque en lograr resultados mutuamente beneficiosos.

- 6.5 Cierre financiero: Logre un cierre financiero obteniendo las aprobaciones necesarias, finalizando contratos y completando arreglos financieros. Este hito marca la conclusión del proceso de licitación y el comienzo de la implementación del proyecto.

- 7. Ingeniería de Detalle y Diseño
 - 7.1 Diseño detallado: Crear diseños de ingeniería detallados para los paneles solares, unidades de electrólisis y plantas de síntesis de amoníaco.
 - 7.2 Plan de Adquisiciones: Desarrollar un plan para adquirir los equipos, materiales y servicios necesarios.
 - 7.3 Evaluación de riesgos: realizar una evaluación integral de riesgos y desarrollar estrategias de mitigación.

- 8. Adquisiciones
 - 8.1 Adquisición de equipos y materiales: Solicite paneles solares, unidades de electrólisis, equipos de síntesis de amoníaco y otros materiales necesarios.
 - 8.2 Contratación: Contratar contratistas y subcontratistas para la construcción, instalación y puesta en marcha.
 - 8.3 Acuerdos de Distribución: Acuerdos seguros con compradores y distribuidores de los productos exportados.

- 9. Construcción
 - 12.1 Preparación del sitio: Prepare el terreno para futuras construcciones.
 - 12.2 Terminal y Equipos: Construir la terminal e instalar las embarcaciones.
 - 12.3 Integración: Integre los equipos de carga y descarga con el almacenamiento, garantizando un funcionamiento y conectividad perfectos.

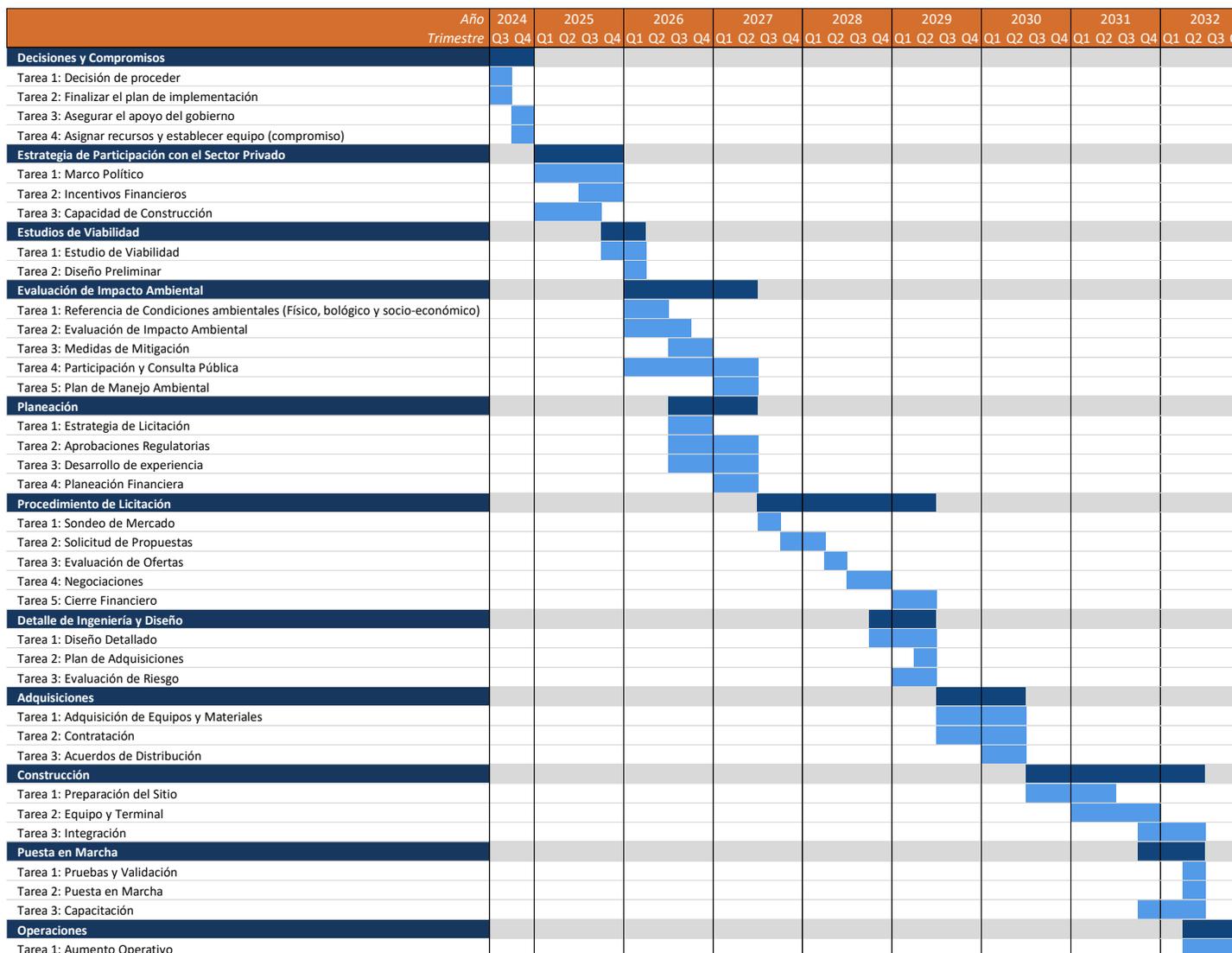
- 13. Puesta en Marcha
 - 13.0 Pruebas y validación: realice pruebas del sistema para garantizar que todos los componentes funcionen de forma correcta y segura.
 - 13.1 Puesta en marcha: Pon en marcha el terminal, poniéndolos en línea progresivamente.
 - 13.2 Capacitación: Capacitar al personal y operadores sobre la operación segura y eficiente de las instalaciones.

- 14. Operación y Mantenimiento
 - 14.0 Aumento operativo: aumente gradualmente la producción hasta su máxima capacidad, monitoreando el rendimiento y realizando los ajustes necesarios.

7.4.2 Línea de tiempo

La siguiente imagen muestra la línea de tiempo prevista de la hoja de ruta de Colón.

Figure 7-3: Cronograma Planeado – Colón



Anexos

Anexo I: Volumen de compra garantizado

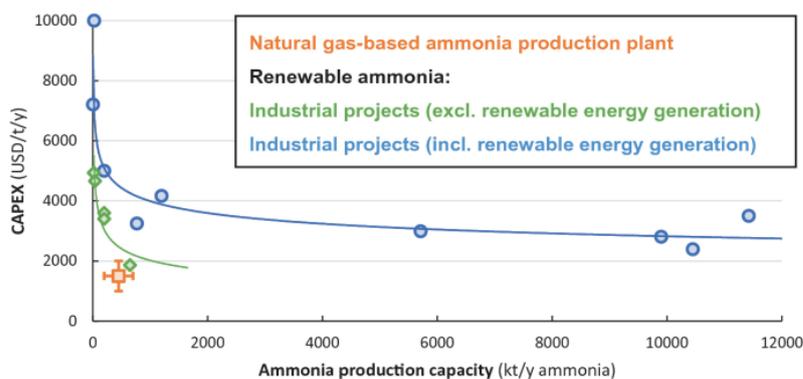
Inicialmente, examinamos el consumo anual de un buque portacontenedores. Para nuestro análisis, consideramos un buque portacontenedores con una capacidad de aproximadamente 12,217 TEU. Nos centramos en viajes entre Rotterdam y Balboa. Según nuestra evaluación, el consumo por viaje asciende a aproximadamente 1,490 toneladas de VLSFO para el buque de 2018. Suponiendo una frecuencia de llamadas semanal de una línea naviera, esto lleva a un consumo anual de combustible de 118,000 toneladas de VLSFO por línea naviera.

Observamos que Balboa tiene 30 servicios semanales y, considerando el cambio previsto hacia embarcaciones propulsadas por amoníaco, que se estima constituirá alrededor del 30% de la flota total para 2035 (según nuestro análisis de demanda), se espera que aproximadamente 10 de estas 30 embarcaciones sean propulsadas por e-amoniaco. Con la tasa actual de abastecimiento de combustible del 30%, se proyecta que la demanda anual de abastecimiento de combustible alcance las 180,000 toneladas de VSLFO equivalente. Utilizando las tasas de conversión de densidad de energía entre VLSFO y amoníaco, se calcula que la demanda anual de amoníaco es de aproximadamente 400,000 toneladas.

Anexo II: Ilustración de Economías de Escala y Cálculos de Huella Espacial para Instalaciones de Producción

Economías de escala

El siguiente cuadro describe el costo de CAPEX decreciente para una planta de amoníaco a medida que aumenta la capacidad⁴²



Granja Solar

Se asume un supuesto de 31 MW/km² para la huella espacial del parque solar. Dada una capacidad solar de 1970 MW se calcula lo siguiente:

$$\text{solar farm area} = \frac{1 \text{ km}^2}{31 \text{ MW}} \times 1970 \text{ MW} = 64 \text{ km}^2$$

Planta de producción de hidrógeno

90 m²/MW es la huella espacial asumida para un electrolizador alcalino. Dada una capacidad de electrolizador de 934 MW se calcula la siguiente área:

$$\text{electrolyser plant area} = 90 \frac{\text{m}^2}{\text{MW}} \times 934 \text{ MW} = 84,060 \text{ m}^2 \approx 0.1 \text{ km}^2$$

Planta de producción de amoníaco

La huella espacial de la planta de producción de amoníaco se determinó con base en el diseño conceptual de la planta ASPIRE⁴³ que es de 12 x 12 m. La capacidad de la planta es de 3 kt/año, mientras que este diseño es más de 10 veces mayor (400 kt/año). Dada la posibilidad de apilar componentes con este diseño, se eligió un área 5 veces mayor en cada dirección, es decir, 60 x 60 m.

Almacenamiento de hidrógeno

Basado en el diseño ardiente⁴⁴ y se supone una capacidad de almacenamiento deseada de 388 toneladas y un área de 150 x 150 m.

Almacenamiento de amoníaco

Se supone un tanque cilíndrico de 26 m de diámetro, similar a los que se ven a continuación. La superficie necesaria se calcula en 531 m².

⁴² Techno-economic Considerations for Ammonia Production, Storage, and Transportation | SpringerLink

⁴³ Ammonia Synthesis Plant from Intermittent Renewable Energy (ASPIRE): feasibility study (publishing.service.gov.uk)

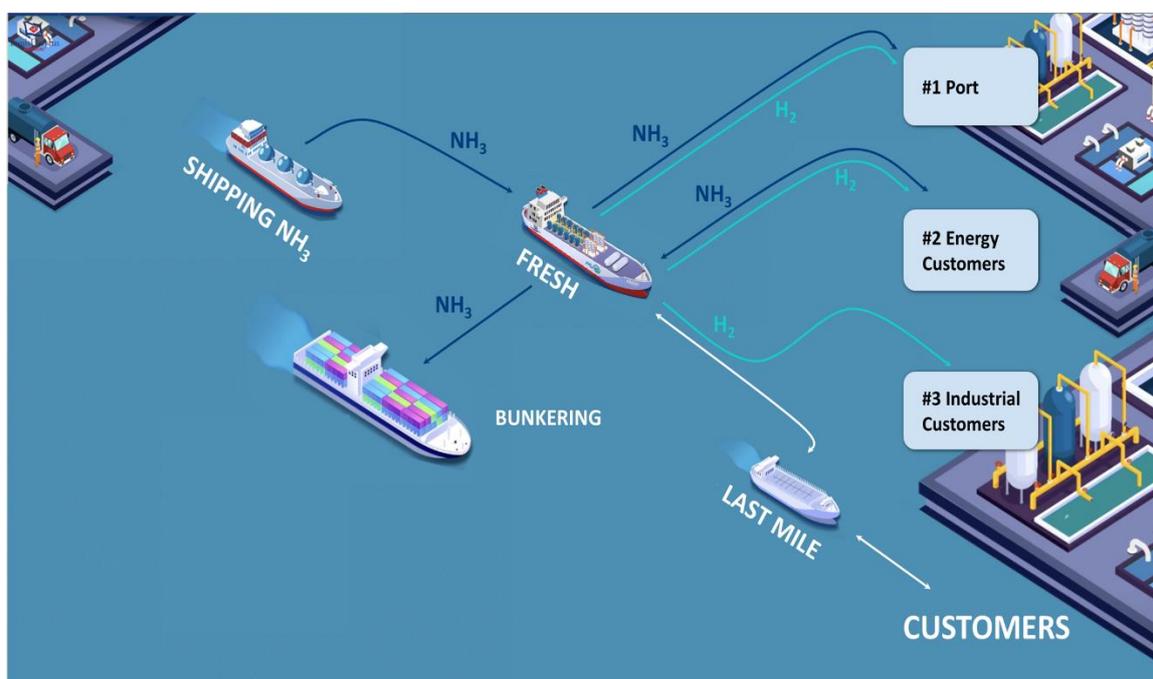
⁴⁴ PowerPoint Presentation (ammoniaenergy.org)



Fuente: Fishertank

Anexo III: Buque de centro de distribución flotante

Una posible alternativa implica utilizar una solución única que no requiera la construcción de instalaciones dedicadas en tierra, sino que dependa de embarcaciones flotantes. A continuación, se ilustra un ejemplo de este concepto:



Esta solución particular, desarrollada por LD Ports & Logistics, cuenta con una barcaza de abastecimiento de combustible equipada para carga en alta mar y capaz de servir como almacenamiento flotante con capacidad de refrigeración. La barcaza es autopropulsada y está equipada con un sistema de posicionamiento dinámico, junto con bombas y mangueras, lo que le permite maniobrar cerca de los buques para conexiones de mangueras y luego moverse a una distancia segura de aproximadamente 20-30 metros para la transferencia de amoníaco licuado (LNH₃) búnker. Básicamente, la barcaza puede funcionar como una estación de abastecimiento de combustible completa separada de tierra.

La implementación del abastecimiento de combustible en Panamá utilizando esta solución podría tener importantes beneficios en el desarrollo del proyecto, potencialmente ahorrando varios años en comparación con las soluciones convencionales que involucran instalaciones en tierra, cuya construcción puede llevar un tiempo considerable. Además, este tipo de solución ofrece flexibilidad, lo que permite una implementación rápida para cubrir picos de demanda o servir como una solución de inicio temprano antes de que la demanda justifique mayores inversiones.