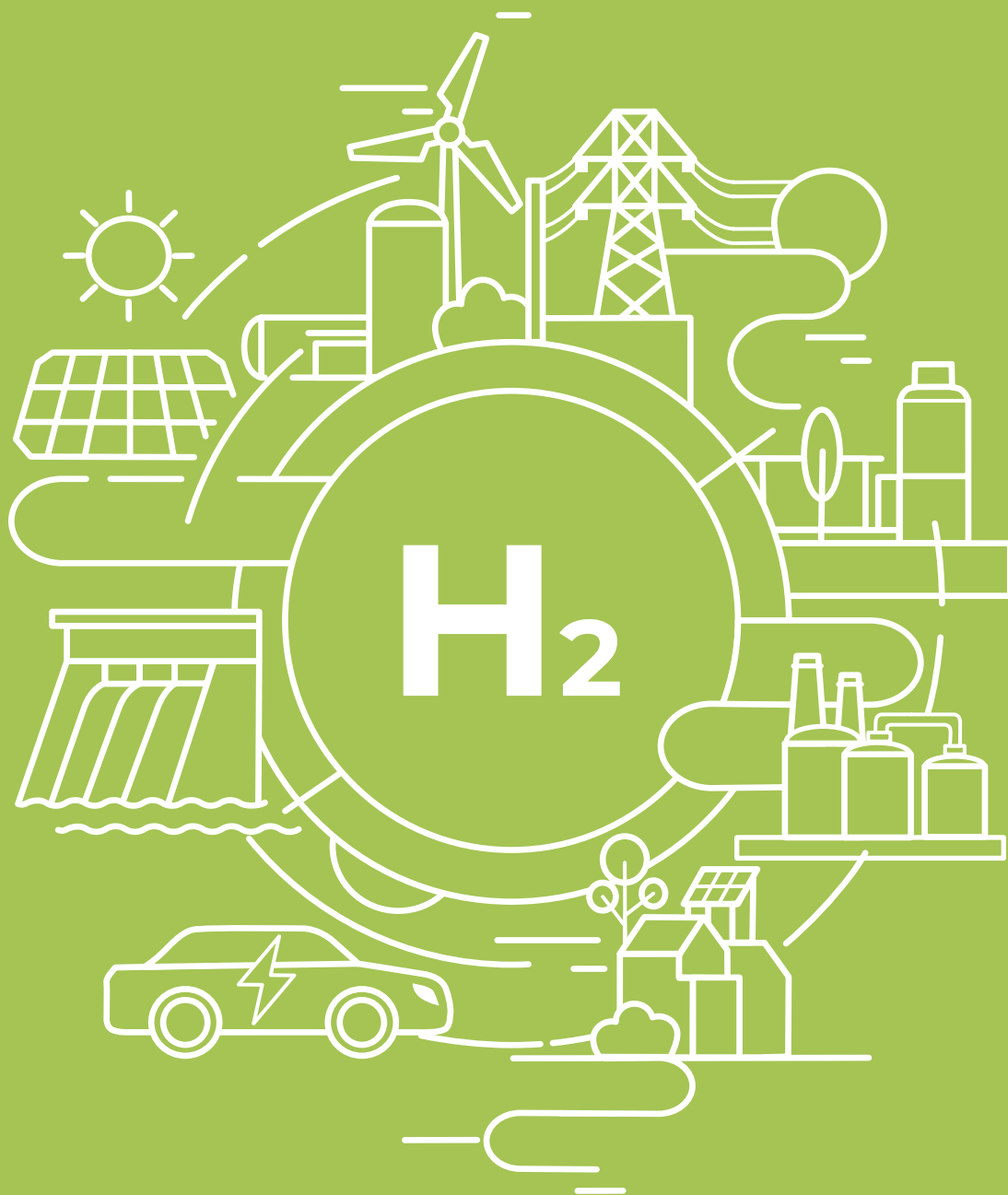


HACIA LA RUTA DEL Hidrógeno Verde en Paraguay



MARCO CONCEPTUAL



Ministerio de
**OBRAS PÚBLICAS
Y COMUNICACIONES**
Viceministerio de
MINAS Y ENERGÍA

*Lineamientos para promover el desarrollo
del hidrógeno verde para un crecimiento
socioeconómico sostenible en el Paraguay*

Junio 2021

El Viceministerio de Minas y Energías (VMME) agradece a las siguientes instituciones por la colaboración en la preparación del presente documento: Administración Nacional de Electricidad (ANDE), Petróleos Paraguayos (PETROPAR), Ministerio de Industria y Comercio (MIC), Viceministerio de Transporte (VMT), Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES), Parque Tecnológico Itaipu (PTI), Banco Interamericano de Desarrollo (BID), CRECE Paraguay, Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), Ad-Astra Rocket Company, y la Universidad Federal de Río de Janeiro.

Prólogo

La propuesta del estudio "Hacia la Ruta del Hidrógeno Verde en Paraguay" responde a la Agenda Energética Nacional (AEN) y propone al hidrógeno verde como un vector energético que puede contribuir al desarrollo del sector energético del país, principalmente para el sector de transporte. Esa mirada estratégica e innovadora del uso energético del H₂ es mencionada en una significativa cantidad de objetivos y metas de la mencionada Agenda, resaltando las ventajas del uso energético del H₂ verde aprovechando los grandes excedentes de hidroelectricidad.

ESTAMOS CONVENCIDOS DE QUE SERÁ UN INSTRUMENTO VÁLIDO PARA CUMPLIR CON LOS COMPROMISOS QUE EL PAÍS ASUMIÓ EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL: EL ACUERDO DE PARÍS Y LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE 2030 (ODS) YA QUE PRESENTA GRANDES OPORTUNIDADES PARA INCREMENTAR LA SEGURIDAD ENERGÉTICA NACIONAL Y ORIENTAR LA DESCARBONIZACIÓN DE CIERTOS SEGMENTOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO.

Desde el Gobierno Nacional, entendemos que el Paraguay podría aprovechar sus favorables condiciones, como sus abundantes recursos hídricos – energéticos y la estratégica localización geográfica que posee al estar ubicado en el centro de América del Sur. El País presenta un relevante potencial para convertirse en un Hub Logístico y de fuente renovable de energía. Además, actualmente cuenta con la tercera flota de barcas más grande del mundo. Con planificación adecuada el país podría también impulsar el desarrollo de la economía del hidrógeno en toda América Latina y el Caribe.

Consideramos que el hidrógeno representa grandes oportunidades para promover el desarrollo tecnológico y la transición energética, además la incorporación de la tecnología redundará en la adquisición de conocimientos y desarrollo de normativas y marco legal adecuados.

Agradecemos el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo para la realización del estudio y a todas las instituciones nacionales involucradas.

Carlos Zaldivar
Viceministro de Minas y Energía



Abreviaturas y siglas

A

ANDE

Administración Nacional de Electricidad - Paraguay

AVH

Aceite Vegetal Hidrotratado

H

H₂

Hidrógeno

N

NREL

National Renewable Energy Laboratory, 36

S

SWRO

Sea Water Reverse Osmosis

F

FCEV

Fuel Cell Electric Vehicle

M

MAWP

Maximum Allowable Working Pressure

P

PETROPAR

Petróleos Paraguayos

Contenido

1 Introducción	08
2 Breve descripción del Sector Transporte	14
3 El futuro de la Infraestructura Eléctrica Nacional	18
3.1 Villa Elisa y Alto Paraná	20
4 Biocombustibles líquidos	22
4.1 Regulaciones en Sector De Combustibles	25
5 El Paraguay en Tiempos de COVID-19	26
6 Potencial del Hidrógeno en el Paraguay	28
7 Experiencias de Uso de H₂ en la Región	36
7.1 Costa Rica	37
7.1.1 Antecedentes	37
7.1.2 Detalles Técnicos del Proyecto	37
7.1.3 Financiamiento y Alianzas	38
7.1.4 Lecciones Aprendidas	38
7.2 Brasil	39
7.2.1 Antecedentes	39
7.2.2 Detalles Técnicos del Proyecto	40
7.2.3 Financiamiento y Alianzas	41
7.2.4 Lecciones Aprendidas	41
8 Análisis FODA: Desarrollo de la Economía del H₂	42
8.1 Descripción	44
8.1.1 Fortalezas	44
8.1.2 Debilidades	45
8.1.3 Oportunidades	45
8.1.4 Amenazas	47
9 Estudio de Caso: Costos Para Producción y Uso del H₂ en Paraguay	48
9.1 Producción de Hidrógeno verde mediante electrólisis	49
9.2 Almacenamiento	50

9.3 Estación de Hidrógeno	51
9.3.1 Costos de Instalación	53
9.3.2 Capital de Inversión, Operación y Mantenimiento	54
9.4 Transportes	54

10 Anexos	56
------------------	-----------

11 Referencias	62
-----------------------	-----------

GRÁFICOS E ILUSTRACIONES

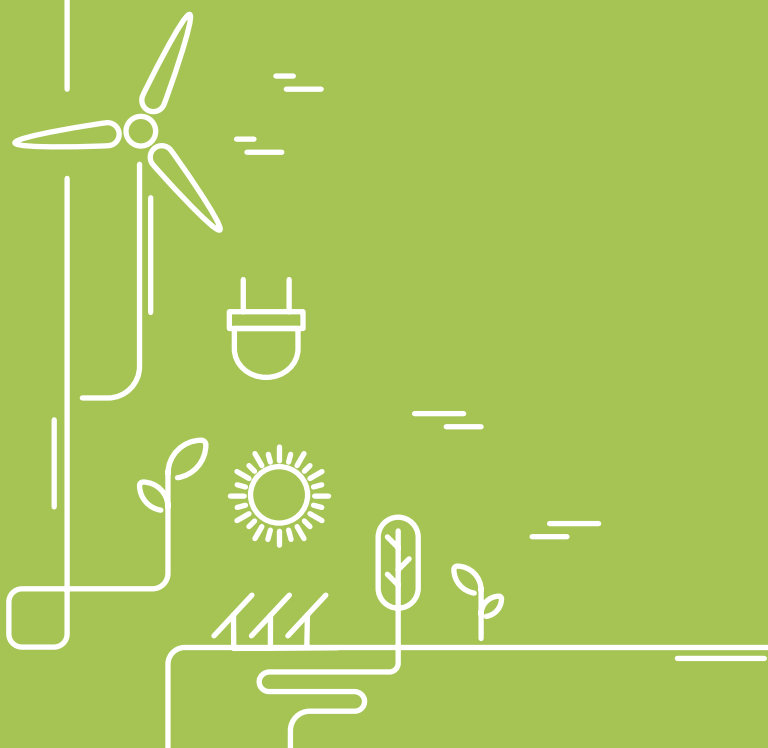
Gráfico 1. Movimiento vehicular por categoría (en cantidad de vehículos)	15
Gráfico 2. Cantidad de Camiones, Ómnibus y Minibuses registrados anualmente	17
Gráfico 3. Mapa de ubicación de industrias productoras de biodiesel	23
Gráfico 4. Mapa de ubicación de industrias productoras de etanol	24
Gráfico 5. Esquema de integración del hidrogeno al Sistema Eléctrico y la Cadena de Valor	29
Gráfico 6. Consumo nacional derivados del petróleo. Periodo 2008-2018	31
Gráfico 7. Consumo aparente de fertilizantes nitrogenados por año. Periodo 2013-2019	34
Gráfico 8. Consumo energético de electricidad y leña en el Paraguay	35
Gráfico 9. Estación Convencional (izq) y Modular (der)	52
Gráfico 10. Dispensador de combustibles H70/35, con mangueras de 350 y 700 bar	53

TABLAS

Tabla 1. Algunas metas fijadas en países líderes en el desarrollo de tecnologías de hidrógeno	10
Tabla 2. Características del SIN para el año 2025	19
Tabla 3. Mercado de hidrógeno en el Paraguay en el periodo 2001-2011 (en toneladas/año)	33
Tabla 4. Análisis FODA para el desarrollo de la economía del H ₂ verde en Paraguay	43
Tabla 5. Costo y características de las principales tecnologías de electrólisis	50
Tabla 6. Costos de equipos de almacenamiento	51
Tabla 7. Algunos modelos de estaciones de hidrógeno modulares disponibles comercialmente	52
Tabla 8. Resumen de las estimaciones para el CAPEX Y OPEX de las Plantas Piloto	54
Tabla 9. Coste y detalles para diferentes tipos de transporte terrestre	55
Tabla 10. Obras de Generación Planificadas en el Plan Maestro de la ANDE	57
Tabla 11. Características de los electrolizadores comercialmente disponibles considerados	58
Tabla 12. Equipos para una estación de recarga de hidrógeno convencional, y costos estimados	58
Tabla 13. Cálculo del CAPEX para Estaciones de Hidrógeno con producción in situ	59
Tabla 14. Cálculo del OPEX para Estaciones de Hidrógeno con producción in situ	60
Tabla 15. Coordenadas de alternativas para la ubicación de la Planta en Villa Elisa	61

01.

Introducción



01.

INTRODUCCIÓN

El uso del hidrógeno como vector energético no es reciente; hace más de 200 años se planteó su utilización para obtener trabajo mecánico. A inicios del siglo XIX., se fabricó el primer motor a combustión interna que utilizó hidrógeno como combustible. Desde ese entonces, se han dado muchas utilidades a este preciado elemento químico; desde aplicaciones aeroespaciales, hasta en agricultura para la producción de fertilizantes, e incluso en el refinamiento de petróleo. Tanto es así que la demanda de hidrógeno se ha triplicado desde 1975 (IEA 2019).

Sin embargo, la utilidad industrial que posee no es el único atractivo de este elemento químico. El gran beneficio que resalta en el contexto actual, es la posibilidad de ser un vector energético libre de carbono, cualidad en consonancia con las iniciativas globales para mitigar el cambio climático.

LA ELECTRICIDAD Y EL HIDRÓGENO PUEDEN SER TRANSFORMADOS DE MANERA BIDIRECCIONAL, LO CUAL FACILITA EL TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.

El mismo hidrógeno puede ser utilizado para proveer servicios finales de energía con bajos o casi nulos niveles de emisiones, con la salvedad de que para que se cumpla esta condición debe ser obtenido a partir de fuentes renovables (IEA 2019). Actualmente, el método más económico

de producción de hidrógeno a gran escala es el reformado del gas natural (o del petróleo) por reformación. Sin embargo, este método de producción de hidrógeno implica considerables niveles de emisiones (IEA 2019).

El interés en el hidrógeno como energético se ha profundizado en las últimas décadas. Se condujeron numerosas investigaciones e incluso un número de países cuentan con políticas para fomentar inversiones e incentivar el desarrollo de tecnologías de uso energético del hidrógeno en sectores como en el de transporte (IEA 2019) o en sectores industriales en donde no es muy factible su electrificación. Más y más países se van sumando a estas iniciativas y planificando el desarrollo de la economía del hidrógeno como componente de sus políticas de gobierno. En ese sentido, varios de estos países han adoptado estrategias cuyas etapas iniciales consisten en investigación, desarrollo y demostración de la tecnología para acometer acciones a fin de reducir las emisiones de CO₂ y disminuir gradualmente la dependencia a las fuentes fósiles de energía.

Estas políticas de gobierno, en su mayoría, están dirigidas al uso del hidrógeno en el sector del transporte terrestre, orientadas a los segmentos de vehículos de pasajeros, buses y camiones (Ver Tabla 1), incluyendo al desarrollo de la tecnología de los electrolizadores y las hidrogeneras¹ que puedan asegurar el suministro para esos tipos de movilidad, definiendo rutas para el transporte basado en hidrógeno como

1 Una hidrogenera es una planta de producción de hidrógeno.

ejes del futuro desarrollo económico sostenible. Ello debido a que por una parte el subsector transporte es un contribuyente importante de emisiones de CO₂ en el sector energía y, por otra parte, la movilidad eléctrica a baterías sólo es conveniente para transporte ligero por el momento, es decir, pocas toneladas y/o poca distancia de recorrido medio diario. Además, existen iniciativas que pretenden incentivar el uso energético del hidrógeno en otros sectores del transporte entre los que hay que destacar el tren, el sector marítimo y muy

especialmente, en el sector fluvial donde el uso de embarcaciones de gran porte para transporte de bienes o pasajeros constituye una solución de futuro. Todos estos emprendimientos y políticas que se están promoviendo a nivel global han permitido apuntalar el interés en el uso energético del hidrógeno y también demostrar que la tecnología ofrece amplias posibilidades de uso, que con los incentivos adecuados podría ayudar a reducir la dependencia de las fuentes intensivas en carbono.

TABLA 1.
ALGUNAS METAS
FIJADAS EN PAÍ-
SES LÍDERES EN EL
DESARROLLO DE
TECNOLOGÍAS DE
HIDRÓGENO

País	Metas
Francia	<ul style="list-style-type: none"> - 5.000 vehículos de pasajeros al 2023 - 20.000-50.000 vehículos de pasajeros al 2028 - 200 camiones al 2023 - 800-2.000 camiones al 2028
Japón	<ul style="list-style-type: none"> - 200.000 vehículos de pasajeros para 2025 - 800.000 vehículos de pasajeros para 2030 - 1.200 buses para el 2030 - 10.000 buses para el 2030
Corea	<ul style="list-style-type: none"> - 80.000 taxis para 2040 - 4.000 buses para 2040 - 3.000 camiones para 2040 - 81.000 vehículos de pasajeros para 2022 - 2,9 millones de vehículos de pasajeros para 2040 (3.3 millones exportados) - 1,5 GW de capacidad para el 2022 - 15 GW de producción combinada (7 GW exportación, 8 GW domestico) para 2040 - 0,47 millones tH₂/a para 2022, - 1,94 millones tH₂/a para 2030 - 5,26 millones tH₂/a para 2040
Países Bajos	<ul style="list-style-type: none"> - 15.000 vehículos de pasajeros y 3.000 camiones para 2025 - 300.000 vehículos de pasajeros 2030 - 500-800 MW de capacidad instalada para 2025 - 3-4 GW de capacidad instalada para 2030

Fuente: (IEA 2019)

América Latina no es la excepción en la promoción de hidrógeno verde. En países como Costa Rica, Brasil y Uruguay, por mencionar algunos casos, han demostrado interés e identificado el potencial de uso del hidrógeno. Hace tiempo han empezado a promover iniciativas relacionadas al asunto. Asimismo, el gobierno del Paraguay a través del Viceministerio de Minas y Energía (VMME), se encuentra actualmente en las fases de desarrollo de una Estrategia de Uso del Hidrógeno en el Sector Transporte tanto terrestre como fluvial (BID OLADE 2020)².

Paraguay cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica casi 100% renovable con excedentes de hasta el 71% del total de la generación (VMME 2019)³ provenientes en su totalidad de centrales hidroeléctricas. Solo algunas localidades aisladas, muy alejadas de las redes eléctricas, aún dependen de derivados del petróleo para generar electricidad. No obstante, su participación es mucho menor al 1%. Paradójicamente, la matriz de consumo final de energía presenta una fuerte participación de derivados del petróleo, alrededor del 41% (VMME 2019), los cuales son importados en su totalidad. Mientras que la participación de la electricidad es tan sólo de 16% aproximadamente (VMME 2019). Además, gran parte de la hidroelectricidad que el Paraguay produce (71%) (VMME 2019), al día de hoy se exporta a los países socios de los emprendimientos binacionales (en los términos establecidos en los respectivos tratados bilaterales), debido a la falta de demanda para comercializar esa energía dentro del país.

La importación de combustibles fósiles no sólo expone al país a una alta vulnerabilidad macroeconómica, debido a la inestabilidad de los precios, sino también es una de las principales causas de salida de divisas del país, con fuertes consecuencias en la balanza de pagos. Además, el principal responsable del consumo de gran parte de estos combustibles fósiles es el sector de transporte: alrededor del 93% del consumo sectorial⁴ (VMME 2019). Además, una condición no muy favorable para el Paraguay es la de ser un país mediterráneo, ya que depende fuertemente del transporte terrestre y fluvial para dar salida a los bienes que produce, incluso a nivel interno la distribución de bienes se realiza por esos medios, incidiendo directamente en el precio final de los productos. Los principales sectores afectados por el comportamiento de los precios de los derivados del petróleo son el transporte público urbano, la agricultura y la ganadería, el transporte vial y fluvial, que en un sentido amplio afectan a la economía del país.

En cuanto a objetivos nacionales, el Paraguay se propuso disminuir el consumo de los combustibles fósiles en 20% y aumentar en 60% el consumo de energías renovables para el 2030⁵ según el Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030 (PND 2030) (STP 2014). En este contexto, en la Política Energética Nacional 2040 (PEN 2040), el gobierno se comprometió en **fomentar la sustitución de combustibles fósiles importados por bioenergía, electricidad y otras fuentes energéticas de origen nacional**. Esto se refuerza con la Agenda de Energía Sostenible del Paraguay 2019-2023⁶ publicada a comienzos del 2021 por el VMME.

2 BID OLADE. 2020. “Análisis De Sustitución De Combustibles Del Sistema De Transporte Fluvial De La Hidrovía Paraguay – Paraná.” <http://www.olade.org/publicaciones/analisis-de-sustitucion-de-combustibles-del-sistema-de-transporte-fluvial-de-la-hidrovía-paraguay-paraná/>.

3 En 2018 la generación bruta de hidroelectricidad fue de 59,210 GW, y se exportó 42,205 GW aproximadamente.

4 En 2018 la oferta de energía proveniente de derivados del petróleo fue de 2,686 KTEP, y el consumo final del sector transporte de 2,490 KTEP.

5 Dentro del porcentaje anual de consumo total de energía a nivel nacional.

6 Es un documento técnico que traza la hoja de ruta de las instituciones públicas del sector energético del país. Este no busca sustituir los planes estratégicos y operativos, sino más bien, se presenta como un instrumento de políticas públicas con un rol orientador.

El hidrógeno como vector energético para el sector de transporte se presenta como una de las novedades de la Agenda Energética Nacional. La visión estratégica e innovadora del uso energético del H₂ es mencionada en una significativa cantidad de objetivos y metas de la mencionada agenda, resaltando en distintas ocasiones la ventaja del uso energético del hidrógeno verde que el Paraguay el uso puede obtener a partir de sus propias fuentes renovables de energía.

La Agenda Energética Nacional 2019-2023 propone el hidrógeno verde como un vector energético que puede contribuir al desarrollo del sector energético del país, recomendando desde el inicio evaluar su uso como combustible para el transporte de larga distancia. En ese sentido, su eje de Fuentes Renovables y Desarrollo Eléctrico busca implementar un Programa de Evaluación de Flotas a Hidrógeno teniendo como meta la implementación de un proyecto piloto para su producción y uso. Adicionalmente, el eje de Ambiente y Sociedad establece como meta incluir el uso del H₂ en una Estrategia Nacional para la Movilidad Sostenible, a través de un plan piloto demostrativo.

Además de las metas a nivel nacional, el país asumió algunos compromisos en el ámbito internacional: el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2030 (ODS). En lo que respecta al Acuerdo de París, el Paraguay reafirma sus compromisos internacionales en materia climática (Congreso de la Nación Paraguaya 2016). Por otro lado, en los ODS, existen varios objetivos⁷ relacionados con el uso de nuevas tecnologías para reducir los efectos del

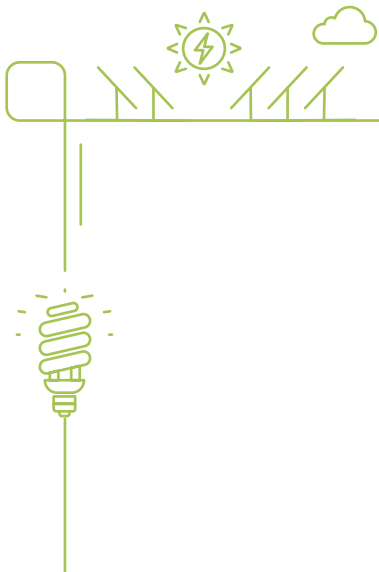
cambio climático, la transición a energías renovables, la reducción de la contaminación atmosférica y del aire, siempre con el enfoque en el desarrollo sostenible, sugiriendo inversiones a largo plazo, en sectores fundamentales, como el transporte, y en particular en los países en desarrollo (Comisión ODS Paraguay).

NO OBSTANTE, EL PARAGUAY PODRÍA APROVECHAR SUS FAVORABLES CONDICIONES, COMO SUS ABUNDANTES RECURSOS HÍDRICOS – ENERGÉTICOS Y LA ESTRATÉGICA LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA QUE POSEE AL ESTAR UBICADO EN EL CENTRO DE AMÉRICA DEL SUR.

El País presenta un relevante potencial para convertirse en un Hub Logístico y de fuente renovable de energía. Además, actualmente cuenta con la tercera flota de barcas más grande del mundo⁸. Con planificación adecuada el país podría también apalancar el desarrollo de la economía del hidrógeno en toda América Latina y el Caribe. Para el Paraguay el hidrógeno como vector energético representa grandes oportunidades para promover el desarrollo tecnológico y la transición energética, no sólo en el sector de transporte sino también en la industria y otros sectores. Sería un combustible 100% nacional que aprovecharía los grandes excedentes de hidroelectricidad aportando de manera significativa a la cadena de valor y a los diferentes sectores productivos.

7 Objetivos 7, 9, 11, 13 y 17.

8 Disponible en línea en: <https://www.lanacion.com.py/negocios/2018/04/13/paraguay-tiene-la-tercera-mayor-flota-fluvial-del-mundo/>



02.

Breve descripción del sector transporte



02.

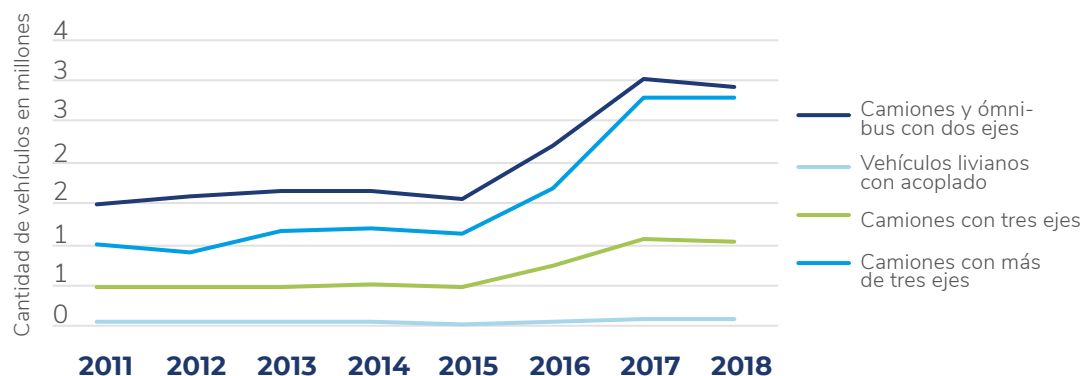
BREVE DESCRIPCIÓN DEL SECTOR TRANSPORTE

El aporte del Sector Transporte a la economía paraguaya es invaluable al ser un país mediterráneo. Como sector económico es responsable en el aporte del 4% del PIB del país segundo datos del BCP⁹. En el año 2018 fue responsable del movimiento de bienes para exportación por un valor de 9 mil millones USD americanos (principalmente soja y sus derivados como productos cárnicos, en ese orden), y de bienes importados por valor de 13 mil millones USD americanos (petróleo, equipos electrónicos, automotores, fertilizantes y pesticidas en ese orden) (OEC World 2020.000Z; WITS 2018).

Con respecto a la caracterización del sector, según el Anuario Estadístico de Transporte del año 2018¹⁰ publicado por la Dirección Nacional de Transporte, a ese año existían 291 empresas permisionarias del servicio de transporte internacional de cargas que se encontraban registradas para operar. Con un total de 568 camiones, 9.533 tracto-camiones, 9.108 semirremolques, 64 acoplados, una flota total de 18.705

automotores registrados en manos de dichas empresas. En cuanto a las empresas de transporte de pasajeros intermunicipales, existían 111 empresas que operaban distintos itinerarios alrededor de todo el país. Este mismo documento expone que, en cuanto al total de automotores registrados por tipo en todo el país, se cuenta con un parque compuesto por: 83.898 camiones, 3.077 carretas, 9.426 ómnibus, 2.361 acoplados y 9728 minibuses. Un total de 108.490 transportes para usos utilitarios y de servicios. Además, en el anuario se indica, en cuanto al movimiento de vehículos por categoría, en el año 2018, que se registró el movimiento de 2.913.062 camiones y ómnibus con dos ejes, 96.929 vehículos livianos con acoplado, 1.021.574 camiones con tres ejes y 2.788.305 camiones con más de tres ejes. Un movimiento total de 6.819.870 vehículos para transporte y servicios. Como se puede observar en el Gráfico 1, el volumen de tránsito ha experimentado un aumento considerable desde el año 2015.

GRÁFICO 1.
MOVIMIENTO VEHICULAR POR CATEGORÍA (EN CANTIDAD DE VEHÍCULOS)



Fuente: Elaboración propia con base en Anuario Estadístico de la DINATRA 2011-2018

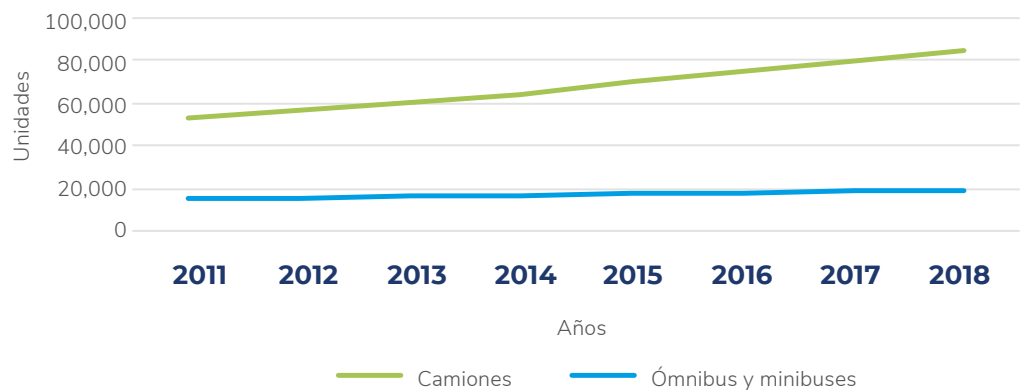
9 Disponible en <https://www.bcp.gov.py/anexo-estadistico-del-informe-economico-i365>

10 Disponible en http://www.dinatran.gov.py/docum/Anuario_2018.pdf

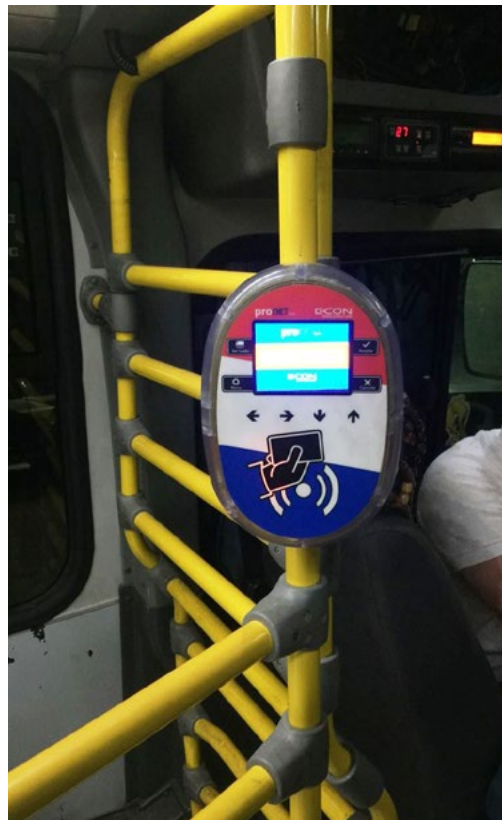


En el segmento exclusivo de transporte de carga y pasajeros la tasa anual promedio de crecimiento de la flota de camiones registrados en el país fue de 7%, mientras para los Ómnibus y Minibuses fue de 3 %, para el período 2011 - 2018 como se muestra en el Gráfico 2. Es notable una tendencia hacia el crecimiento en ambos casos. Esos tipos de vehículos son principalmente consumidores de gasoil con largos recorridos anuales, por modo de operación, tornándose importantes responsables de emisiones de CO₂.

GRÁFICO 2.
CANTIDAD DE CAMIONES, ÓMNIBUS Y MINIBUSES REGISTRADOS ANUALMENTE



Fuente: Elaboración propia con base en Anuario Estadístico de la DINATRAM 2011-2018



Otra característica del parque automotor es que tiene una antigüedad relativamente alta debido a que la mayoría de estos son importados de segunda mano, en sí la flota en todos los segmentos es bastante antigua entre el rango de 15-18 años y 20-21 años; por ende, con pobres estándares de eficiencia y emisiones (CMMolina 2019). Esto constituye una oportunidad para la reconversión de la flota a alternativas sustentables. En cuanto al origen del Parque Automotor, casi el 50% son importados de Asia de los cuales una gran porción corresponde a marcas Coreanas y Japonesas (CADAM 2019).

En cuanto al movimiento de cargas de importación y exportación en el sector de transporte fluvial, se registró un flujo total de 2.201.346.909 toneladas y 1.482.185.886 toneladas, respectivamente¹¹.

¹¹ Ver http://www.dinatram.gov.py/docum/Anuario_2018.pdf

03.

El futuro de la infraestructura eléctrica nacional



03

EL FUTURO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA NACIONAL¹²

El sistema eléctrico paraguayo cuenta con abundante oferta de hidroelectricidad en las centrales, con una capacidad instalada actual de 8.810 MW, que podría llegar a los 11.541,86 MW para el año 2030 (ANDE 2016). Esto permite que Paraguay sea un importante exportador de energía eléctrica. Además, el país cuenta con un gran potencial para centrales de energía solar fotovoltaica¹³; y se encuentra en plan de estudio la instalación de numerosas centrales de generación hidroeléctrica que permitirán incrementar la capacidad actual, así como la repotenciación de las ya existentes. En resumen, existen cerca de 30 obras planificadas para generación (ver Anexo, Tabla 10). Además, según el Plan Maestro de Generación y Transmisión de la ANDE existen 2 proyectos hidroeléctricos importantes que se encuentran en estudio que agregarían aproximadamente 2.372,5 MW al parque de generación nacional (ANDE 2016). Esto revela la posibilidad

de futuros incrementos importantes en la producción del sistema eléctrico nacional.

Por otro lado, en cuanto al Sistema Interconectado Nacional¹⁴ (SIN) para el 2025 se habrán ejecutado 227 obras de transmisión y transformación discriminadas como sigue: 5 nuevas líneas de transmisión en 500 kV totalizando 10 GVA, para entregar energía a los principales puntos productivos del país con una adición de 6.975 MVA en capacidad de transformación (500/220 kV). En complemento a lo anterior, se instalarán 25 nuevas líneas en 220 kV y 22 nuevas líneas en 66 kV de carácter estructural que permitirán mayores niveles de confiabilidad y flexibilidad para la operación del sistema. Para fortalecer la infraestructura de transformación para el 2025 se espera incrementar la capacidad instalada en 2.033 MVA para 220/66 kV; en 3.218 para 220/23 kV y en 2.007 MVA para 66/23 kV. En total se instalarán 3 subestaciones nuevas en 500 kV, 25 en 220 kV, y 14 en 66 kV.

TABLA 2.
CARACTERÍSTICAS DEL SIN PARA EL AÑO 2025

Líneas	Extensión (km)	Transformadores	Capacidad (MVA)
500 kV	1.438	500/200 kV	11.725
220 kV	6.711	220/66 kV	4.390
66 kV	1.659	220/23 kV	5.360
-	-	66/23 kV	4.364

Fuente: (ANDE 2016)

¹² Elaborado con base en el Plan Maestro de Generación y Transmisión (ANDE 2016). Según publicaciones de la ANDE, en el transcurso del año 2021 se estaría presentando su próximo Plan de Obras con un horizonte que va hasta el año 2030. Se espera que las obras descritas en este apartado se ejecuten e incluso se refuercen con lo previsto por el nuevo plan.

¹³ Potencial de energía solar de 1,112,221,024 MWh/año (ANDE 2016).

¹⁴ Así se refiere la ANDE al Sistema de Transmisión Paraguayo (500 kV, 220 kV y 66 kV) (ANDE 2016)

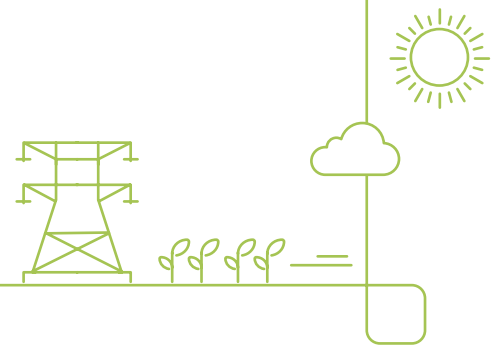
3.1

VILLA ELISA Y ALTO PARANÁ

En cuanto a los centros de distribución en la ciudad de Villa Elisa, el Plan de Obras de la ANDE prevé la construcción de una subestación de 220/23 kV, con capacidad de transformación de 80 MVA. Está previsto agregar 18 alimentadores en la Subestación Lambaré para los próximos años, que descargarían los alimentadores de la propia subestación, además atendiendo a las zonas de Villa Elisa y Terminal de Ómnibus. En conjunto, se construirían 12 nuevos alimentadores en la nueva Subestación de Villa Elisa para descargar los alimentadores de las Subestaciones de Lambaré, Tres Bocas y San Antonio. Para el año 2021, se espera contar con un total de 24 alimentadores en la Subestación de Villa Elisa.

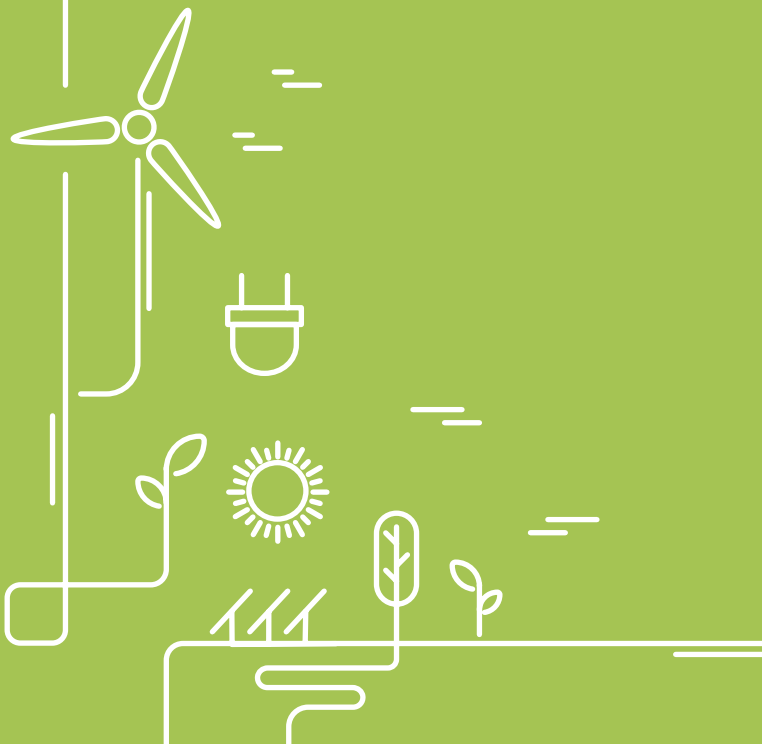
La infraestructura en Alto Paraná presenta buenas condiciones. Para 2025, se estaría contando con las siguientes capacidades instaladas, en transformación 220/66 kV con 120 MVA, en 220/23 kV con 285 MVA y en 66/23 kV con 150 MVA y a nivel de distribución en media tensión (23 kV) se contará con una capacidad instalada de 1.752 MVA en subestaciones, cubriendo no sólo Alto Paraná sino también Canindeyú. Además, es importante indicar que ANDE en su planificación para el año 2025 ha incorporado el supuesto de la expansión del Parque Industrial de Hernandarias por lo que la infraestructura de esta zona se verá fortalecida de manera gradual para atender un posible crecimiento de la demanda.





04.

Biocombustibles líquidos



04.

BIOCOMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Paraguay ha establecido importantes incentivos para la producción y uso de biocombustibles. Sin embargo, no es una competencia para el hidrógeno de hecho podría considerarse complementarios en la producción de otros tipos de productos como el Aceite Vegetal Hidrotratado (AVH o HVO por sus siglas en inglés), e incluso la producción de hidrógeno no está limitada a la disponibilidad de suelo a diferencia de los biocombustibles.

La industria del biocombustible líquido en Paraguay posee un marco legal de fomento a los biocombustibles que ofrece bene-

ficios fiscales a las industrias productoras. El marco legal es importante no solo por los beneficios que ofrece, sino por la seguridad jurídica que brinda y las aclaraciones sobre las especificaciones necesarias para la producción de los mismos. Entre los biocombustibles se tiene al biodiesel con una capacidad de producción anual instalada de 139.000.000 litros y al etanol con una capacidad de producción anual instalada de 695.000.000 litros. Pudiéndose observar en los siguientes mapas (ver Gráfico 3 y Gráfico 4) el nombre de las empresas, tipo de materia prima y su localización.

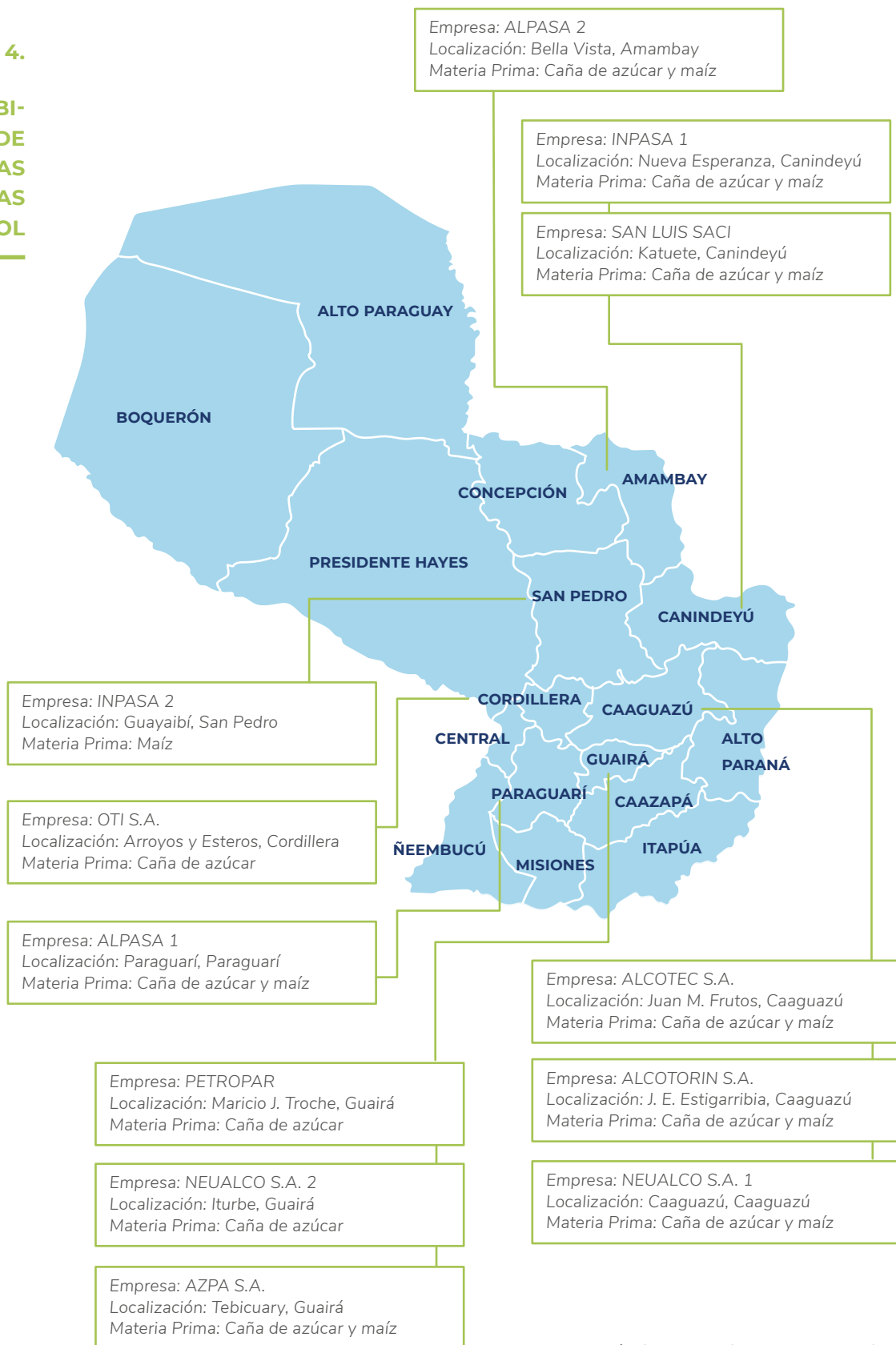
GRÁFICO 3.

MAPA DE UBICACIÓN DE INDUSTRIAS PRODUCTORAS DE BIODIESEL



Fuente: Dirección General de Combustibles – MIC.

GRÁFICO 4.
MAPA DE UBI-
CACIÓN DE
INDUSTRIAS
PRODUCTORAS
DE ETANOL



Fuente: Dirección General de Combustibles – MIC.



4.1

REGULACIONES EN SECTOR DE COMBUSTIBLES

Paraguay cuenta con un marco legal para los biocombustibles utilizados en el sector transporte, mediante la Ley N° 2.748 de Promoción de Biocombustibles del año 2005, reglamentada por el Decreto N° 10.703 de 2013. La Ley estableció mandatos de mezcla para biocombustibles, incentivos fiscales incluidos IVA reducido y exención de aranceles de importación sobre equipos. Además, el gobierno tiene prohibido cobrar tarifas a los productores de biocombustibles por: medición, producción, distribución, venta u otro concepto. Los beneficios se encuentran previstos en las leyes N° 60/90 y 2.421/04. Asimismo, en el año 2019 se promulga la Ley N° 6.389 “Que establece el régimen de promoción para la elaboración sostenible y utilización obligatoria del biocombustible

apto para la utilización en motores diésel”, y su Decreto N° 3.500 del 30 de marzo de 2020.

También, hay un extenso número de decretos relativos a hidrocarburos, que regulan la calidad, precio de venta, permite importación de ciertas cualidades, entre otros (VMME, 2019). Por otro lado, el Decreto N° 10.911/2000, reglamenta la refinación, importación, distribución y comercialización de los combustibles derivados del petróleo.

Por el lado de hidrocarburos, derivados y afines, la Ley N° 1.182 que crea Petróleos Paraguayos (PETROPAR) y establece su Carta Orgánica, fija como función de esta entidad autárquica la de realizar el transporte, almacenamientos, refinación y distribución de los mencionados al inicio.



05.

El Paraguay en tiempos de Covid-19



05.

EL PARAGUAY EN TIEMPOS DE COVID-19

Según informes del Banco Interamericano de Desarrollo, el impacto económico debido al COVID-19 será severo y afecta al Paraguay en tres niveles: global, regional y doméstico¹⁵. Con referencia al efecto a nivel doméstico, indican que las medidas de mitigación implican un fuerte golpe para la economía, particularmente para el sector terciario, que representa más de la mitad del PIB y del empleo. Así mismo, estas medidas afectarán en mayor proporción a los trabajadores informales, que son una amplia mayoría en el Paraguay (64,3% del empleo no agrícola), especialmente en el sector terciario y a las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas, que representan el 98% del total de las empresas registradas y 52% del empleo formal (Bastos et al. 2020.000Z). Aún existe mucha incertidumbre alrededor de las cifras de impacto económico a largo plazo. No obstante, el año 2020 cerró con una recesión económica que provocó un crecimiento negativo del PIB -1% con respecto al año 2019 (BCP 2020); la proyección de crecimiento antes del brote de coronavirus era de entre 3% y 4%.

Otras estimaciones sugieren que la tasa de desempleo incrementaría en 12% lo que equivale a una pérdida aproximada

de 223.850 puestos de trabajo y además incrementaría el número de personas en pobreza en 284.404 personas (González 2020). En la publicación del primer trimestre (enero a marzo) de la Encuesta Permanente de Hogares Continua (EPHC), se registró que la población ocupada se redujo en casi 3% con respecto al año 2019, en otras palabras 86.179 personas ya se encontraban desocupadas en el primer trimestre del 2020 a consecuencia de la pandemia (DGEEC 2020)¹⁶.

Entre otras cuestiones, la EPHC 2020 para el segundo trimestre (abril a junio), con respecto a la situaciones adversas generadas por el COVID-19, indica que 68,5% de los hogares experimentaron disminución de sus ingresos, el 41,8% han reportado que tienen problemas para honrar sus obligaciones financieras como alquileres y préstamos, el 35,8% de los hogares tiene inconvenientes para conseguir trabajo y el 27,7% se encontraba con suspensión del trabajo sin pago (DGEEC 2020). Esta situación es no sólo preocupante a corto plazo, sino que de no generarse soluciones que sean sostenibles podría tener consecuencias nefastas para el futuro de los hogares y de la economía del país.

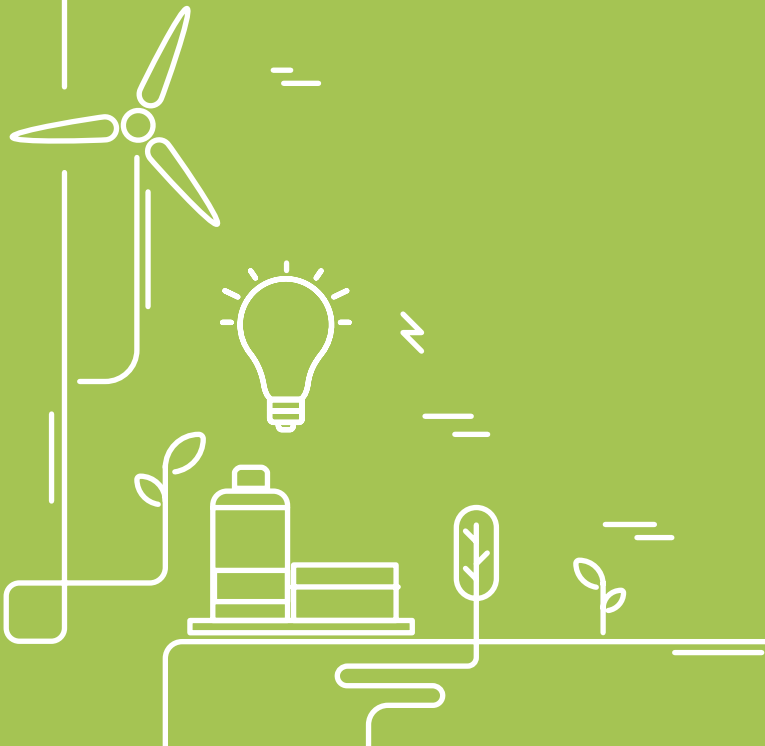


15 (Bastos et al., s.a.) Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/el-impacto-del-covid-19-en-las-economias-de-la-region-cono-sur>

16 (DGEEC 2020). Encuesta Permanente de Hogares Continua 2019-2020

06.

Potencial del hidrógeno en el Paraguay



06.

POTENCIAL DEL HIDRÓGENO EN EL PARAGUAY

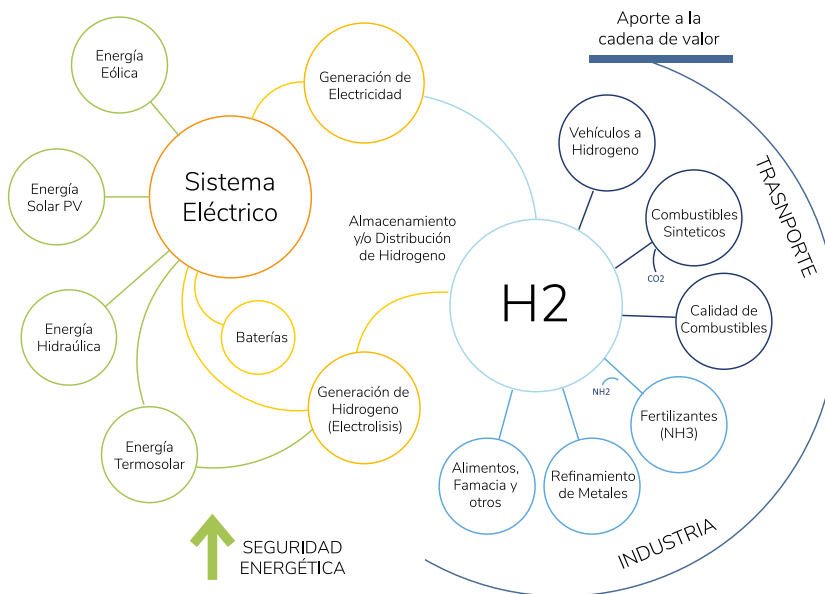
Las características del hidrógeno lo convierten en un producto muy versátil, ya que puede ser empleado como materia prima, como combustible o incluso como medio de almacenamiento de energía. Un sistema integrado con la provisión de hidrógeno ofrece numerosas oportunidades, así como se ve en el Gráfico 5. El mercado del hidrógeno se encuentra en constante evolución, tanto que la producción global de hidrógeno en el año 2016 fue de 52 millones de toneladas generando ingresos por valor de 108 billones de USD, y para el 2025 se prevé una producción de 111 millones de toneladas e ingresos por valor de 182 billones de USD. Los mercados más grandes serán en Asia Pacífico, China e India, y en Europa, Rusia y Reino Unido. No obstante, se espera que el año 2025 el 45% de la producción de hidrógeno provenga de Asia cerca de 49.7 millones de toneladas¹⁷. En cuanto a la exportación de hidrógeno los países con mayor participación en las exportaciones globales según el valor económico son Estados

Unidos (19%), China (15%), Corea del Sur y Alemania (ambos 11%).

A nivel regional la producción de hidrógeno en el año 2016 en Centro y Sur América fue de 4 millones de toneladas, generando ingresos por valor de 9 billones de USD (tasa de crecimiento anual compuesta de 9%). Para el 2025 se prevé una producción de 11 millones de toneladas e ingresos por 11 billones de USD (tasa de crecimiento anual compuesta de 11%). En esta región, el mercado más importante actualmente es Brasil y lo seguirá siendo según las previsiones. La participación de Brasil en las exportaciones globales de hidrógeno según valores económicos fue del 3% en el año 2017. Es importante notar que América Latina y Asia son socios comerciales muy importantes. Una gran parte de las importaciones de Paraguay es de manufactura asiática. Entonces, es muy probable que la fuerte presencia de las tecnologías de hidrógeno en Asia tenga implicancias en el uso y desarrollo de la tecnología a nivel regional y nacional.

GRÁFICO 5.

ESQUEMA DE INTEGRACIÓN DEL HIDRÓGENO AL SISTEMA ELÉCTRICO Y LA CADENA DE VALOR



Fuente: Elaborado con base en (Chao 2017)

17 Grand View Research, 2018, Hydrogen Generation Market Analysis and Segment Forecasts to 2025

El creciente mercado de hidrógeno podría representar para el Paraguay una nueva oportunidad de negocio, y además permitirle desarrollar la tecnología para aprovechar todas las bondades del H₂, debido a que el país tiene un enorme potencial para la producción de hidrógeno verde a precios competitivos de alrededor de 2,2 USD/kgH₂¹⁸ (Gustavo Arturo Riveros-Godoy y M. Rivarolo 2019) menor a los recomendados por la Agencia Internacional de Energía (IEA 2019).

LOS GRANDES EXCEDENTES DE ELECTRICIDAD CON TARIFAS BASTANTE COMPETITIVAS VIABILIZAN LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO ELECTROLÍTICO A GRAN ESCALA.

En el 2018 el Paraguay exportó, en los términos restringidos por los tratados binacionales de las grandes centrales hidroeléctricas en operación en el tramo internacional del río Paraná, 42,2 TWh de hidroelectricidad (VMME 2019). Además, como se mencionó en el apartado 3, el país tiene un importante potencial para la generación de energía eléctrica por medio de la tecnología solar fotovoltaica. Por lo que según (Rivarolo et al. 2019), el sistema eléctrico nacional puede albergar grandes emprendimientos para la producción de hidrógeno electrolítico, sin presentarse mayores inconvenientes para el balance de energía eléctrica del país, e incluso se podría aprovechar para la coproducción de oxígeno electrolítico.

El hidrógeno presenta grandes oportunidades para incrementar la seguridad energética nacional y orientar la descarbonización de ciertos segmentos en el sector energético. Por ejemplo, puede usarse para promover la transición energética del sector transporte desde la movilidad terrestre hasta la marítima e incluso aérea.

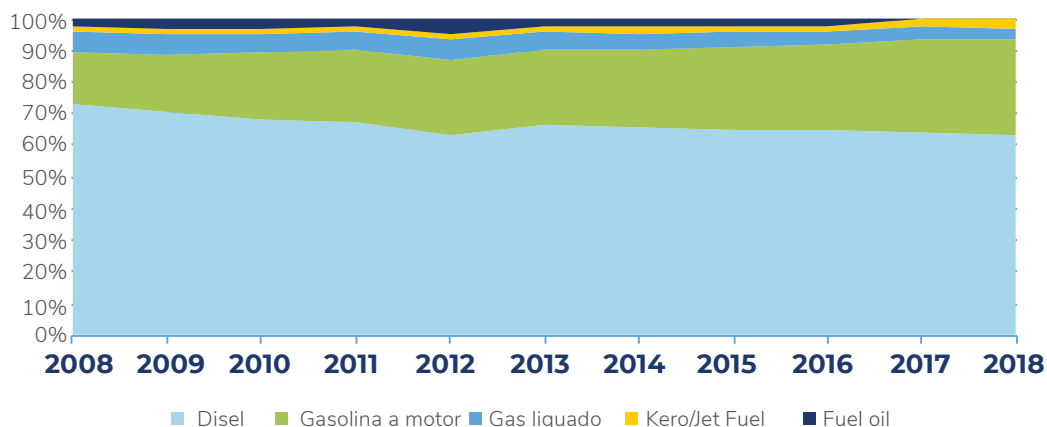
En cuanto a los sistemas eléctricos puede contribuir en el almacenamiento de electricidad excedente (disponible en el horario fuera de punta de carga) y en su generación usando celdas a combustible, e incluso prestar servicios auxiliares para la gestión de las redes eléctricas, totalmente viable para el contexto nacional.

A nivel global la crisis de COVID-19 ha demostrado **que la calidad del aire depende fuertemente de una movilidad sostenible** (Zander S. Venter et al. 2020). El Paraguay no está ajeno a este hecho, ya que el sector transporte es responsable del consumo de aproximadamente 93% de los derivados del petróleo importados (VMME 2019).

Es importante tener en cuenta que el consumo de derivados del petróleo tiene una participación del 41% en el consumo final energético nacional (VMME 2019), siendo el gasoil y la gasolina los principales combustibles consumidos como se muestra en el Gráfico 6. Entonces, **el sector transporte es el principal nicho para la introducción del hidrógeno en la matriz energética nacional.**

¹⁸ Precio estimado del Hidrógeno Verde producido a gran escala, obtenido vía electrólisis del agua utilizando electricidad de fuentes renovables.

GRÁFICO 6.
CONSUMO NACIONAL DERIVADOS DEL PETRÓLEO. PERIODO 2008-2018



Fuente: Dirección de Recursos Energéticos del Viceministerio de Minas y Energía.

Con respecto a este elevado consumo de derivados del petróleo, el gobierno se ha fijado el objetivo de **reducir en 20%**¹⁹ el **consumo de combustibles fósiles para el año 2030** (STP 2014). Se espera un consumo de 2.145,2 ktep de derivados del petróleo para ese mismo año, según estudios de prospectiva energética a nivel nacional para un escenario de referencia (Itaipú Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipú y Fundación Bariloche 2015)²⁰. Esto significa que **se debería dejar de consumir alrededor de 429,04 ktep de derivados de petróleo**. Considerando este escenario para implementar el hidrógeno como vector energético, es posible estimar que **se necesitará contar con una capacidad instalada del orden de 600 MW o con una producción anual de 90 mil toneladas de H₂ para el 2030**²¹(ilustrativo), que podrían ser empleado principalmente como combustible para el sector transporte de cargas y pasajeros tanto terrestre como fluvial. **Esta reducción podría ahorrar 1,3 millo-**

nes de toneladas de CO₂²². Su impacto en el sistema eléctrico podría ser importante sino se realizan las obras de transmisión y distribución necesarias y no se tenga aprobado un plan de generación adecuado, se estima que esto **representará el 6,8% de la capacidad instalada actual** y 6,5% de la esperada para ese año.

El transporte fluvial es un caso especial para el reemplazo de los derivados del petróleo por alternativas energéticas sostenibles. Inclusive, en la actualidad, el transporte de mercancías por este medio resulta ser más eficiente que el transporte terrestre (OLADE 2020). Según los expertos²³, es un segmento prometedor para la inclusión de tecnologías del hidrógeno que podría energizar la hidrovía Paraguay-Paraná, donde circulan unas 2.500 barcas, 300 remolcadores de empuje (R/E) y 50 buques autopropulsados (con potencias de 4.000 HP a 6.000 HP) de los cuales el Paraguay dispone 75% de la flota.

19 % Anual de consumo total de energía a nivel nacional.

20 Prospectiva Energética de la República de Paraguay 2013-2040.

21 Estimado con base en suposiciones y datos de (Itaipú Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipú y Fundación Bariloche 2015), se requieren estudios más profundos para determinar valores precisos que reflejen la posible demanda para ese año. Además, se reconoce que no es la única estrategia que el gobierno podría adoptar para alcanzar el objetivo.

22 Ídem al anterior.

23 Referencias con base en reuniones con expertos de PETROPAR, realizadas en el marco la consultoría.

POR OTRO LADO, EL HIDRÓGENO ACTUALMENTE SE USA EN LA INDUSTRIA INTERNACIONAL YA SEA EN LOS PROCESOS O COMO MATERIA PRIMA, ALGUNOS DE LOS SEGMENTOS SON: LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA, LA INDUSTRIA QUÍMICA, LA INDUSTRIA METALÚRGICA PARA LA PRODUCCIÓN DE HIERRO Y METAL E INCLUSO COMO FUENTE DE CALOR PARA GENERAR ALTAS TEMPERATURAS EN HORNOS INDUSTRIALES.

También se usa hidrógeno electrolítico en la industria de alimentos para la hidrogenación de aceites vegetales (Galeano 2013). Uno de los casos registrados en el Paraguay de uso de hidrógeno como materia prima es en la hidrogenación de aceites vegetales para la obtención de margarinas. Cerca del 7% de los productos que el país exporta corresponde a este tipo de alimentos (OEC World), y el H₂ que utilizan es obtenido vía electrólisis del agua²⁴.

Otra alternativa del uso del hidrógeno como materia prima es en química verde y en la fabricación de combustibles sintéticos por el método de Fischer-Tropsch, por ejemplo. El hidrógeno que se produce a partir de la electrólisis del agua y energía renovable se usa para combinarse con carbono para producir un combustible sintético. Este carbono puede reciclarse de procesos industriales o incluso capturarse del aire mediante filtros. La combinación de CO₂ y H₂ da como resultado el combustible sintético, que puede ser gasolina, gasoil, hidro metano, dimetil-éter, metanol, etanol o incluso queroseno. Por el momento, la producción de combustibles sintéticos es un proceso complejo y costoso. Sin embargo, un aumento de la producción (economía de escala) y precios competitivos de la

electricidad podrían hacer que los combustibles sintéticos sean significativamente más baratos. A diferencia de los biocombustibles, los combustibles sintéticos no compiten por superficie que podría ser usada para la producción de alimentos. Y si se usa energía renovable, se pueden producir combustibles sintéticos sin las limitaciones de volumen que se puede esperar en el caso de los biocombustibles debido a factores como la cantidad de tierra disponible.

También ya se ha estudiado la posibilidad de producir hidro metano, metanol y amoníaco a nivel nacional para uso interno y exportación (Rivarolo et al. 2014; Rivarolo et al. 2019). El hidro metano puede usarse para alimentar vehículos a gas natural, sustituyendo la gasolina y el gasoil. Por otro lado, el metanol se puede usar para elaborar combustible, solventes y anticongelante, además puede ser exportado al Brasil que es uno de los países con mayor demanda de la región (Rivarolo et al. 2014).

La producción derivados del hidrógeno puede promover la economía circular por medio del aprovechamiento de los residuos para la extracción de CO₂ (Enerkem 2020). El dióxido de carbono es utilizado como materia prima para la fabricación de casi todos los combustibles sintéticos (Hirsch, 2020) y su producción junto con la utilización de hidrógeno verde puede propiciar una cadena de suministro de combustibles verdes por medio de la captura del CO₂ que de otra forma iría a parar al medio ambiente. El país afronta dificultades para la gestión de los residuos tanto sólidos como aguas negras entonces esta alternativa permitiría ayudar a complementar programas orientados a la gestión de estos desperdicios (ABC, 2019; STP 2014).

Con respecto al amoníaco, este tiene una amplia gama de aplicaciones, en particular en las industrias químicas, en los ciclos

²⁴ Entrevista a un representante de la empresa ContiParaguay S.A.

de absorción a baja temperatura y en la agricultura para la producción de fertilizantes: esta última aplicación es de particular interés en el contexto del Paraguay (Ver Gráfico 7)²⁵. Sin embargo, esta no es la única forma de aprovechar el amoníaco, al ser un gas en condiciones estándar, y relativamente fácil de licuar (a -33°C); se puede almacenar de manera más eficiente en comparación con el hidrógeno: por esta razón, el amoníaco también puede ser un portador de energía conveniente para el hidrógeno (Rivarolo et al. 2019). Además, el amoníaco licuado tiene una mayor den-

sidad energética que la del hidrógeno, 12,7 MJ/ltr lo que hace candidato como vector energético para el transporte en un futuro. Por otro lado, (Galeano 2013) realizó un estudio exhaustivo del mercado de hidrógeno en el Paraguay en el periodo 2001-2011, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 3. Mercado de hidrógeno en el Paraguay en el periodo 2001-2011(en toneladas/año). Según (Galeano 2013), en el Paraguay los principales productos industriales que usan hidrógeno como materia prima en su fabricación son la urea fertilizante y el metanol.

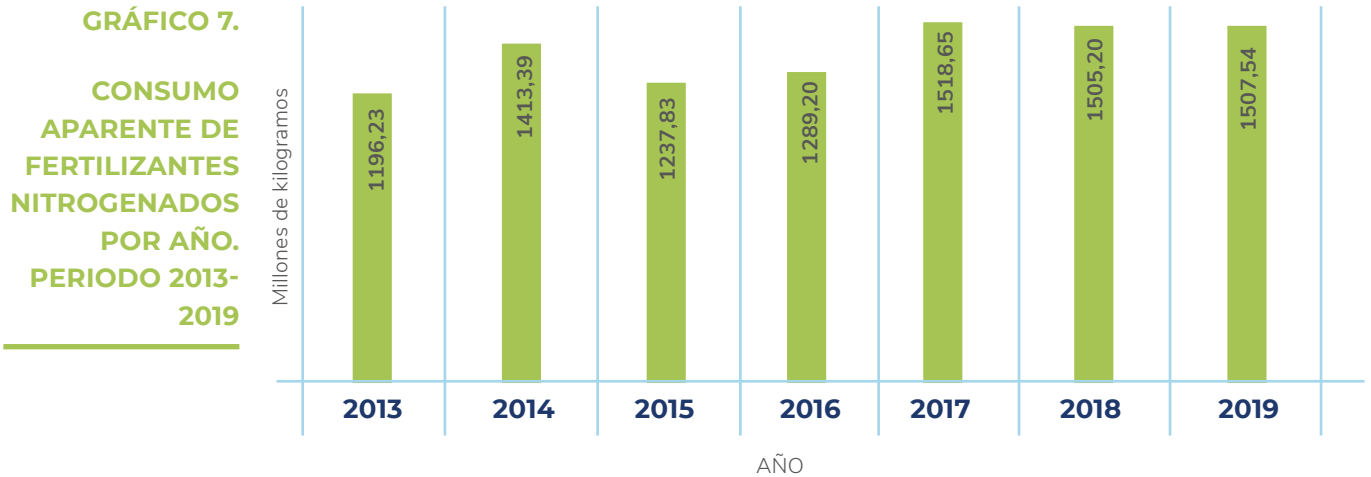
TABLA 3.
MERCADO DE
HIDRÓGENO EN
EL PARAGUAY
EN EL PERIODO
2001-2011 (EN
TONELADAS/
AÑO)

AÑO	AMONIACO	METANOL	H ₂ O ₂	HIDRÓGENO
2001	22,06	30,44	20,93	0,000
2002	18,53	41,96	31,40	0,000
2003	19,06	43,86	33,40	0,000
2004	21,88	62,31	36,04	0,000
2005	31,41	68,50	42,34	0,510
2006	42,18	150,02	42,40	1,049
2007	45,00	200,22	47,57	0,000
2008	37,24	186,75	41,75	0,179
2009	46,42	414,36	50,80	0,141
2010	64,24	315,66	78,09	0,196
2011	79,77	123,53	57,80	0,636

AÑO	UREA	HNO ₃	NaNO ₃	(NH ₄) ₂ SO ₄
2001	336,15	7,68	0,88	13,26
2002	359,03	4,82	1,06	29,89
2003	568,18	6,49	0,00	54,76
2004	522,93	7,20	0,99	35,78
2005	438,94	8,16	0,35	68,27
2006	641,01	8,73	0,21	122,40
2007	977,04	8,49	1,20	102,70
2008	933,77	10,02	0,03	80,00
2009	1 054,53	13,40	4,21	79,88
2010	1 233,59	11,30	4,35	115,14
2011	1 679,73	20,03	0,39	151,00

Fuente: (Galeano 2013)

²⁵ El uso de fertilizantes químicos en el Paraguay ha mostrado un importante crecimiento de 2002 a 2019, la demanda anual de fertilizantes nitrogenados ha aumentado de 34.934 toneladas a 150.075 toneladas (+ 429%).



Fuente: Servicio Nacional de Calidad y Sanidad Vegetal y de Semillas

El hidrógeno también podría reemplazar o complementar el uso de biomasa. Paraguay es un gran consumidor de leña. Como se puede observar en el Gráfico 8, desde el 2008 hasta el 2018 el consumo de leña en contraste con la electricidad ha sido superior al 50% sin considerar los otros tipos de biomasa.

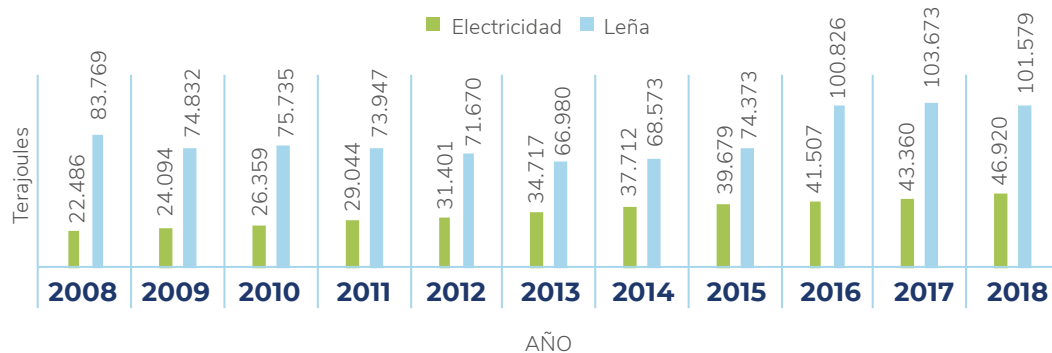
La leña, actualmente se usa en las industrias de alta temperatura. En el año 2018, tuvo una participación del 48,7% del consumo final de energía del sector industrial (VMME 2019), principalmente para generar calor. La leña representa el 99% del consumo de energía neta en vapor y el 84% del consumo en calor directo en el conjunto de la industria, según la Prospectiva Energética del Paraguay al 2040 (Itaipú Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipú y Fundación Bariloche 2015). Este estudio

también sugiere que se podría sustituir inmediatamente (a corto plazo sin necesidad de grandes adecuaciones tecnológicas) la leña por derivados del petróleo en el sector industrial para producir vapor y calor directo, respectivamente por fuel oil y gasoil, y, también que a partir de 2030 la introducción del gas natural importado irá sustituyendo a estas fuentes para ambos casos. En este caso, el hidrógeno podría tomar participación en este sector para reemplazar estas fuentes o complemente un uso más sostenible de la biomasa en el sector. El hidrógeno tiene utilidad en las industrias de altas temperaturas (IEA 2019), e indirectamente podría propiciar el incremento del uso de electricidad renovable en las industrias.

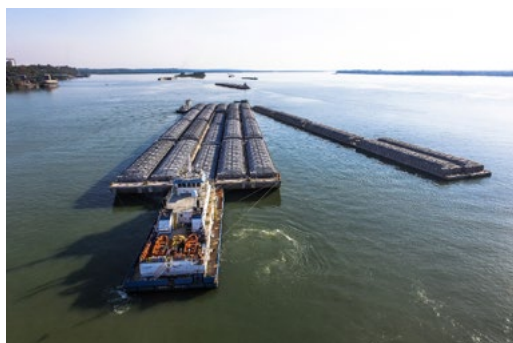


GRÁFICO 8.

CONSUMO ENERGÉTICO DE ELECTRICIDAD Y LEÑA EN EL PARAGUAY

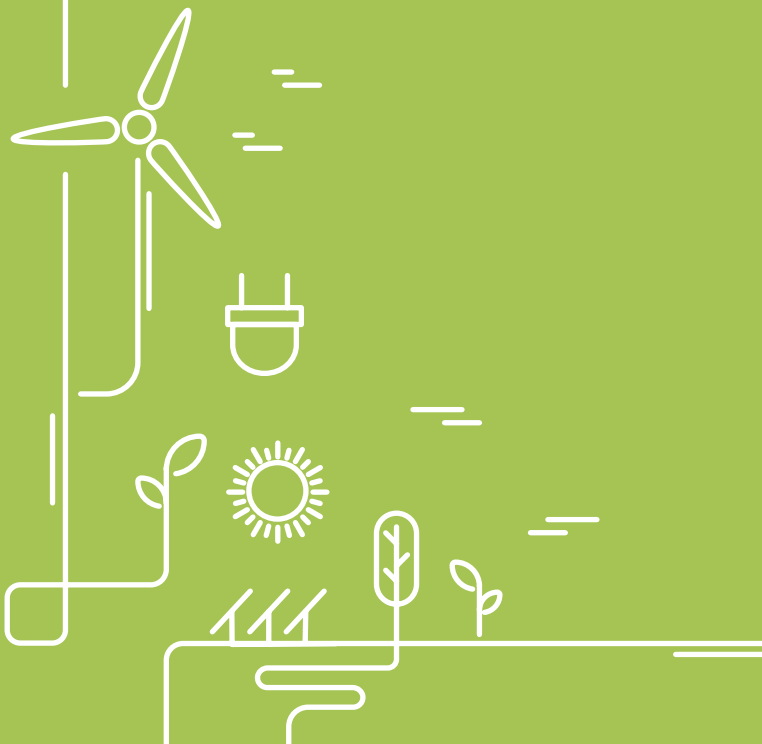


Fuente: Dirección de Recursos Energéticos del Viceministerio de Minas y Energía.



07.

Experiencias de uso de H₂ en la región



07.

EXPERIENCIAS DE USO DE H₂ EN LA REGIÓN

7.1

COSTA RICA

Costa Rica es un gran promotor de la innovación y, al igual que Paraguay, es uno de los países líderes en generación de energía proveniente de fuentes renovables. Además, recientemente ha incorporado en su agenda de gobierno la movilidad sustentable, para lo cual han identificado que la electricidad limpia y el hidrógeno verde son recursos indispensables para iniciar un proceso de descarbonización en el sector transporte. En ese sentido, se encuentra impulsando iniciativas que permita a la sociedad exponerse a estos nuevos tipos de tecnologías. Tal es el caso de la Planta Experimental de Hidrógeno en la provincia de Guanacaste, un proyecto resultado de la alianza entre Ad-Astra Rocket Company una compañía de ingeniería aeroespacial con base en Estados Unidos, y RECOPE, empresa de petróleos de Costa Rica, que pusieron en marcha en el año 2013 una planta de producción de hidrógeno vía electrólisis, para su utilización en un piloto de vehículos livianos y buses; además de poner en circulación los primeros Toyota Mirai en América Latina.

Para conocer más detalles sobre este proyecto, se entrevistó al Ing. Juan Ignacio del Valle Gamboa quién se desempeña como Director de Operaciones de Ad Astra Rocket Company, en la sede de Costa Rica. Donde ofrecen soluciones de sistemas de energía renovable distribuida, uno de los cuales consiste en el ciclo de la energía del hidrógeno (producción, almacenamiento y uso). Esta compañía fue el principal promotor de la introducción del hidrógeno como vector energético en Costa Rica y es la empresa encargada de operar y mantener

la Planta Experimental. A continuación, se detallan los puntos que fueron consultados al entrevistado:

7.1.1 ANTECEDENTES

La iniciativa de hidrógeno en Costa Rica fue principalmente promovida por Ad Astra, cuando en el año 2010 iniciaron un proceso de diversificación hacia soluciones en temas de energías renovables, para ese entonces ya incorporando estos temas, dado que la empresa tenía experiencia previa con respecto a este vector energético en el marco del programa espacial en Estados Unidos, donde los transbordadores utilizan celdas de hidrógeno para producir agua y electricidad. Desde ese entonces, han tenido la mirada en el hidrogeno como un vector energético limpio y una forma de llevar electricidad no solamente al sector transporte, sino también a otros sectores que no son tan fáciles de electrificar, como el sector industrial, y también en el sector de energía de respaldo.

Además, un actor importante que permitió desarrollar el proyecto fue de la industria de petróleo de Costa Rica, RECOPE, con quienes trabajaron en conjunto desde el año 2011 al 2014, RECOPE fue la primera alianza que apoyó y financió la primera parte del proyecto.

7.1.2 DETALLES TÉCNICOS DEL PROYECTO

En cuanto a la producción del hidrógeno, para fines de demostración de viabilidad, se ha fabricado un prototipo a pequeña escala de un sistema de bajo costo para generación de hidrógeno basado en energía solar

y eólica, compuesto por un aerogenerador y paneles fotovoltaicos integrado con un electrolizador, que permite el almacenamiento de la energía eólica y solar en forma de hidrógeno, generando una cantidad muy pequeña de hidrogeno aproximadamente 2,5 kg por día inicialmente. Más tarde se adicionó más capacidad de producción y un dispensador para vehículos pesados de hidrógeno. Actualmente, hay dos tecnologías en el mundo del hidrógeno, la presión que requieren vehículos pesados como autobuses y camiones que son 350 atmosferas o H35, y la tecnología de 700 bar comúnmente para vehículos ligeros.

7.1.3 FINANCIAMIENTO Y ALIANZAS

El primer aliado e inversor de este proyecto fue la industria de petróleo de Costa Rica, RECOPE, quien financió la planta, que básicamente fue la primera escuela práctica y técnica de generación de hidrógeno, con respecto a las normas técnicas, los aspectos de seguridad, cómo se operan los sistemas, cómo se trabaja con el hidrógeno a muy altas presión, y cómo se realiza el transporte y distribución. Junto con RECOPE durante el periodo 2011 – 2015 se desarrolló toda la infraestructura básica y la escuela de las capacidades técnicas que se necesitaba para seguir adelante.

Otra entidad pública que proporcionó apoyo financiero es el Sistema de Banca para el Desarrollo entre los años 2016 y 2017. Esto permitió armar una red de alianzas, debido a la necesidad de contar con el apoyo y participación de más actores relacionados a otros sectores. Al proyecto, se sumaron empresas internacionales como Air Liquide a través del aporte de equipos, tanques y el dispensador. La empresa Cummins Inc. aportó otros equipos esenciales, y varias otras compañías que

prestaron algún tipo de ayuda tanto a nivel financiero como a nivel de donaciones de equipos.

Más adelante se sumó una empresa de transporte turístico, cuyo rol es el de operar los vehículos que forman parte del proyecto. Finalmente, en 2017 fue la primera demostración de uso de un bus a hidrógeno en Costa Rica. En este mismo año, se logró la participación del Banco Interamericano de Desarrollo, en una primera etapa aportó con una consultoría para perfeccionar los modelos de negocios en cuanto al uso de hidrógeno para la ampliación del proyecto a 10 autobuses o 10 camiones. En una segunda etapa, el BID realizó un aporte de más de 800 mil USD para el fomento del desarrollo de la tecnología en el país. No obstante, el aporte más importante del BID fue la de construir una alianza entre empresas interesada en el desarrollo del hidrógeno en Costa Rica entre ellas empresas internacionales como Siemens, Cummins y Linde, y empresas del sector público como el ICE y RECOPE.

En el año 2019 se suma a la iniciativa el representa nacional de Toyota, la empresa costarricense Purdy Motors, que entregaron 4 vehículos, los Toyota Mirai que utilizan celdas de hidrógeno a 700 bar. No obstante, actualmente se realizan la carga de los vehículos a 350 bar con autonomía reducida en 50 %, dado que aún no se cuentan con los dispensadores a 700 bar para lo cual reportaron que en el año 2020 se esperaba adicionar esos equipos.

7.1.4 LECCIONES APRENDIDAS

El correcto dimensionamiento del proyecto es vital para el éxito. En tal caso se debe ajustar la escala, pensando en al menos una mínima recuperación de la inversión, para que sea más viable.

No obstante, proyectos como estos dependen de varios factores. Es muy importante encontrar el nicho apropiado, ya que el público en general cuando se habla de hidrógeno en el sector transporte, piensan que es una propuesta para que todos los automóviles se conviertan en automóviles de hidrógeno, que si bien, ciertamente existe la tecnología, se debe reconocer que tal vez la movilidad particular no es el nicho donde el hidrógeno primero va a poder mostrar sus grandes ventajas y sus fortalezas. Otro factor importante es que en el caso del transporte de pasajeros se debe pensar y escoger muy adecuadamente cuáles son aquellas rutas de los autobuses, por las distancias, o la frecuencia, o por la cantidad de unidades, el hidrógeno también tiene un factor interesante, es que conforme más grande sea la escala hoy en día es más fácil que el proyecto tenga una gran red de financiamiento.

Se debe encontrar un balance para la sustentabilidad del proyecto, encontrar la manera correcta para el primer paso, dar conocer la tecnología, conocer los riesgos, la parte técnica, pero también es evidente que algo demasiado pequeño tampoco es el camino.

7.2

BRASIL

En Brasil el uso del hidrógeno en el sector industrial ya se encuentra consolidado, y al igual que el Paraguay, cuenta con excelentes condiciones para la producción de hidrógeno verde. No obstante, gran porcentaje de la demanda se atiende con hidrógeno gris producido por el reformado de combustibles fósiles en cuya producción existe emisiones de CO₂ (da Silva César et al. 2019).

En cuanto a iniciativas políticas para el fomento del uso energético del hidrógeno en el Brasil, desde el año 2005 se cuenta con el Programa de Ciencia, Tecnología e Innovación para la Economía del Hidrógeno (PROH₂) que ha permitido fomentar la investigación y desarrollo con grandes avances. Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía ese mismo año publicó la Guía para una Infraestructura en la Economía del Hidrógeno en Brasil que establece la promoción de hidrógeno verde y el desarrollo de la tecnología para su penetración en la matriz energética. Una de las instituciones que participan activamente del PROH₂ es la Universidad Federal de Río de Janeiro que está involucrada en temas de producción de hidrógeno, y desarrollo de tecnología de celdas a combustible tipo PEM y tipo SOFC. Para obtener más información sobre los trabajos que están realizando en el marco de estos programas se entrevistó al Dr. Paulo Emílio Valadão, especialista en ingeniería de materiales y coordinador del Laboratorio de Hidrogeno.

7.2.1 ANTECEDENTES

En el caso de Brasil, la iniciativa fue promovida a través de las investigaciones realizadas en un laboratorio dedicado al Hidrógeno, desde hace 34 años, el Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Grado e Investigación de Ingeniería, de la Universidad Federal de Río de Janeiro – (COPPE), Brasil, donde se cuenta con dos ejes, la aplicación energética del hidrógeno en el área de transporte, como también un eje dirigido a las celdas a combustible de óxido sólido (SOFC).

A través de las investigaciones realizadas en el área de transporte, con cooperación técnica para el financiamiento, pudieron desarrollar una serie de prototipos que fueron probados en diferentes eventos. La serie de

prototipos elaborados por el instituto y las lecciones aprendidas a través de esto permitió la creación de empresas que se dedican exclusivamente al desarrollo de piezas electrónicas para la tracción de vehículos con celdas a combustible abordo.

Con la consolidación de los prototipos y la tecnología producida en el Brasil, actualmente se está desarrollando un prototipo pre-comercial, para posteriormente poder entrar al mercado.

7.2.2

DETALLES TÉCNICOS DEL PROYECTO

La COPPE se ha dedicado especialmente al desarrollo y elaboración de prototipos funcionales de vehículos eléctricos pesados con celdas a combustible usando hidrógeno para la generación de electricidad, específicamente autobuses para el traslado de pasajeros. El primer prototipo que han presentado ha sido en el año 2010, luego presentaron un segundo prototipo en el evento Rio+20 en el año 2012, donde el bus estuvo a prueba. El tercer y último prototipo fue presentado en el año 2016 en las olimpiadas.

El abastecimiento de hidrógeno fue conseguido a través de la compra de una planta de producción de hidrógeno electrolítico.

LA PLANTA ELECTROLÍTICA CUENTA CON UNA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE 6 KILOGRAMOS DE HIDRÓGENO POR HORA. ADEMÁS, EN EL CASO DE REQUERIR MÁS HIDRÓGENO, RECURREN A EMPRESAS DE GASES COMERCIALIZADORAS DE HIDRÓGENO.

El know-how adquirido en el desarrollo de estos prototipos permitió al COPPE elaborar sus propios componentes para la tracción de los vehículos, por lo que fueron consolidando los prototipos años tras año. Tras el último prototipo presentado, los esfuerzos están dirigidos ahora a la elaboración de un prototipo pre-comercial que tenga una aplicación real en la sociedad. Anteriormente, en el 2014, uno de los prototipos circuló durante un año entero en una ciudad universitaria.

También se encuentran fabricando y desarrollando dos embarcaciones fluviales, una es una balsa con una capacidad de carga de 15 vehículos y 100 pasajeros. La otra es un catamarán apropiado para el transporte de pasajeros con una capacidad para 100 pasajeros. Esta balsa y el catamarán estarán listos y serán demostrados en 2022.

Las pruebas de sus prototipos permitieron a COPPE recabar una cantidad de datos de gran utilidad para su futuro desarrollo. En lo que refiere a la eficiencia del sistema, los mismos afirman que las celdas a combustible de óxido sólido (SOFC) alcanzan una eficiencia de 60% aproximadamente en la conversión de energía. También, comentan que, si aprovechan el calor de las reacciones químicas exotérmicas de las celdas a combustible, la eficiencia global del sistema estaría alrededor del 90%.

Otras de las informaciones más interesantes recabadas, es que la celda a combustible fabricada y usada en los prototipos de autobuses consume alrededor de 7 kilogramos de H₂ por 100 kilómetros recorridos, esto ha sido posible gracias a un esquema novedoso que

incluye sistemas de regeneración en el frenado con baterías auxiliares.

Según COPPE, el consumo de las celdas que fabricaron es considerablemente menor a las usadas actualmente en los vehículos de Europa, que fluctúan entre los 11 kilogramos y 15 kilogramos por 100 kilómetros recorridos.

7.2.3 FINANCIAMIENTO Y ALIANZAS

El proyecto tuvo varios financiadores a lo largo de los 15 años de funcionamiento de este proyecto en específico. En el pasado, formaron alianzas de cooperación técnica de financiamiento con FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos), PetroBras (Petróleos Brasileiros S.A.), además de otras empresas de origen nacional. Actualmente, quien está invirtiendo a través de una alianza en el proyecto es FURNAS, que es una empresa del sector eléctrico brasileño.

A lo largo del proyecto también tuvieron financiamiento del gobierno con base en proyectos de agencias nacionales, como por ejemplo la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) del Brasil.

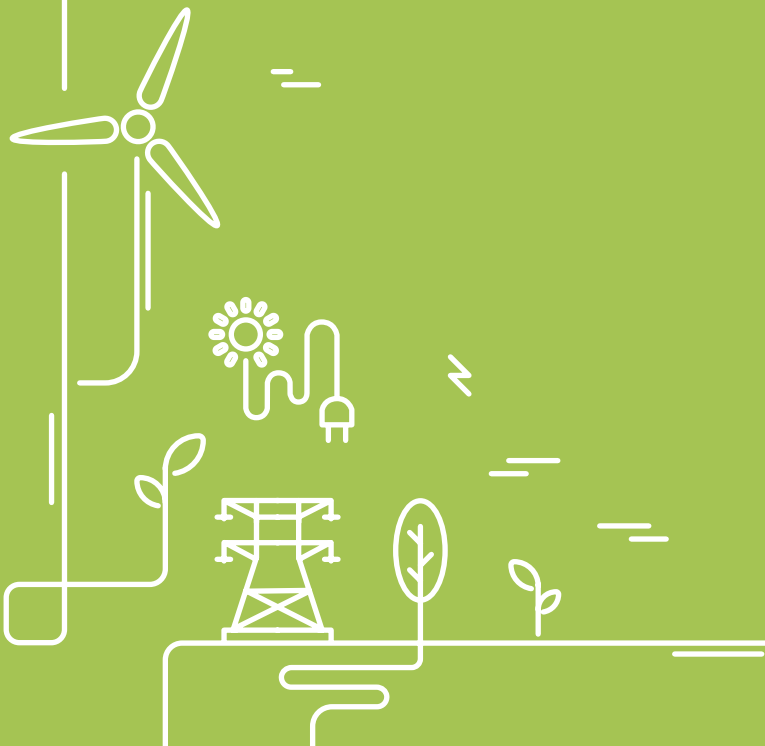
7.2.4 LECCIONES APRENDIDAS

Entre los puntos más significativos que pueden servir como referencia para la aplicación de un proyecto de producción y uso energético del hidrógeno en el Paraguay, se destacan los siguientes:

- La necesidad de formalizar alianzas de cooperación técnica tanto con el sector público como con el sector privado.
- El desarrollo y elaboración de tecnología propia para los prototipos trae grandes beneficios respecto a los costos de inversión y operación.
- Aprovechar las ventajas de la ubicación geográfica del Paraguay para la producción de hidrógeno.
- Una posible ruta para el transporte de cargas y pasajeros sería desde Asunción hasta la frontera con el Brasil, donde a partir de ahí se abren nuevos trayectos interesantes.
- Dirigir grandes esfuerzos a la estimación de los costos del proyecto para conseguir inversores, el cual significa una de las partes más importantes del proyecto.
- Un nicho importante para la implementación del proyecto son las empresas privadas de transporte a las cuáles pueda beneficiar la transición tecnológica.

08.

Análisis FODA: desarrollo de la economía del H₂



08.

ANÁLISIS FODA: DESARROLLO DE LA ECONOMÍA DEL H₂

Las tareas de diagnóstico nacional con miras a impulsar el uso del hidrógeno en la transición energética de Paraguay se completan con una visión organizada de actores relevantes, que permita trazar estrategias nacionales en marco de esa transición.

Así, se realizó un análisis FODA con el objetivo de evaluar y comparar los beneficios y barreras en el uso del hidrógeno para el transporte de cargas y de pasajeros de larga distancia. Los resultados se exponen en el cuadro a continuación.

TABLA 4.

ANÁLISIS FODA PARA EL DESARROLLO DE LA ECONOMÍA DEL H₂ VERDE EN PARAGUAY

Fortalezas		Debilidades	
F1	Los recursos naturales para generar energía eléctrica son abundantes y renovables – en particular, se destaca la generación hidroeléctrica.	D1	Falta de normativas y regulaciones específicas de hidrógeno como vector energético.
F2	Proveedor eléctrico estatal con capacidad, tarifa eléctrica competitiva y excedentes eléctricos aprovechables.	D2	Capacidad técnica limitada de recursos humanos.
F3	Existen condiciones de infraestructura nacional para el transporte terrestre entre las ciudades.	D3	Falta de modelos de negocios adecuados para el desarrollo del hidrógeno.
F4	Ley que establece la exención de impuestos de importación de vehículos eléctricos vigente.	D4	Infraestructura para la distribución del hidrógeno al usuario inexistente (pública y privada).
F5	El país integra una de las principales hidrovías de Sudamérica (la hidrovía Paraguay-Paraná) para transporte de cargas con costos competitivos.	D5	Marco normativo en cuanto a tratamiento tributario para importación de vehículos convencionales.
F6	Existencia de estudios realizados sobre la factibilidad del Hidrógeno a nivel regional y nacional.	D6	Entidad articuladora y coordinadora en el sector transporte y en el sector energético con capacidades limitadas.
F7	Espacio físico estratégico de PETROPAR para la instalación de una planta de hidrógeno.		

Oportunidades		Amenazas	
O1	Apoyo e interés del gobierno y sector privado en la movilidad eléctrica.	A1	Errónea percepción sobre el Hidrógeno y resistencia a la adopción de nuevas tecnologías.
O2	Cooperación técnica e inversionistas interesados en proyectos de producción de Hidrógeno en el país.	A2	Incertidumbre en la proyección del precio del petróleo puede evitar incentivos para la producción del hidrógeno verde.
O3	Renovación y transición de flotas en el sector transporte de cargas y pasajeros.	A3	Ausencia de incentivos para el sector privado.
O4	Importante flota de barcazas y remolcadores fluviales que opera en la hidrovía Paraguay-Paraná.	A4	CAPEX y OPEX elevados.
O5	Potencial mercado de hidrógeno en el mercado internacional en el mediano plazo.		
O6	Compromisos internacionales asumidos en materia ambiental.		
O7	Aprovechamiento de recursos naturales para mayor producción de energía eléctrica.		
O8	Hidrógeno como transporte de última milla.		
O9	Posicionamiento del país como un HUB de energía.		
O10	Tecnología implementada en industria local.		
O11	Recursos permiten la formación de precios estables y previsibles.		

8.1

DESCRIPCIÓN

La descripción de los elementos citados en la matriz se desarrolla en el orden expuesto²⁶.

8.1.1

FORTALEZAS

F1: Los recursos naturales que posee el país posibilitaría la opción de producir

Hidrógeno verde²⁷, es decir derivado de un recurso renovable. Paraguay es exportador de energía eléctrica y un porcentaje inferior al 1% proviene de energías no renovables únicamente. En Paraguay existe una importante disponibilidad de recursos hídricos, con relativamente fácil acceso al agua en prácticamente todo el año, en particular los cursos superficiales de agua.

²⁶ El orden será ordenado de acuerdo con la importancia luego de la validación.

²⁷ Las fuentes renovables de energía pueden producir hidrógeno, ya sean agua, energía solar fotovoltaica (PV), desechos, viento, pequeñas centrales hidroeléctricas sostenibles, geotérmicas e incluso energía de las olas, entre otras. Estos recursos "verdes", junto con las tecnologías ecológicas que están disponibles hoy en día, se usan cada vez más para producir electricidad. Esta electricidad, a su vez, se puede usar a través del proceso de electrólisis para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. (Clark, W. & Rifkin, J., 2006)

F2: La ANDE cuenta con el un marco legal habilitante para implementar incentivos, cuenta con capacidad y excedentes eléctricos aprovechables. La tarifa de electricidad en el país se encuentra entre las más bajas de la región. Seguido de costos de capital, uno de los principales insumos para la estructura del precio en la producción del hidrógeno es la tarifa de electricidad.

F3: Las ciudades -Ciudad del Este, Asunción y Encarnación- con el flujo más importante de transporte de pasajeros y cargas están conectadas por infraestructura vial permanente, lo que significaría que sería necesaria únicamente una transición tecnológica.

F4: Se encuentra vigente una ley que exime el pago de impuestos a la importación a vehículos eléctricos hasta el año 2024.

F5: El país hace parte de una cuenca hidrográfica (la Cuenca del Plata) donde la importante hidrovía Paraguay-Paraná conecta el Paraguay al resto del mundo en términos de un transporte con costos competitivos, con relación al transporte terrestre de larga distancia.

F6: Desde el Parque Tecnológico de Itaipú y otros investigadores ya se han desarrollado numerosas investigaciones de alternativas y factibilidad del Hidrógeno.

F7: PETROPAR dispone de espacio físico para implementar una planta piloto para producción de hidrógeno electrolítico.

8.1.2 DEBILIDADES

D1: El marco legal y normativo en el Paraguay relacionado directamente al Hidrógeno es escaso. Principalmente, existe una escasez de normativas técnicas vinculadas a los distintos aspectos del Hidrógeno, como la seguridad y el almacenamiento.

D2: Como consecuencia de la novedad de esta tecnología también se encuentra la limitada capacidad técnica de los recursos humanos.

D3: La novedad del Hidrógeno causa que aún no existan modelos de negocio adecuados en el país, ni tarifas establecidas para el hidrógeno como tampoco para el servicio a ser ofrecido.

D4: La novedad de esta tecnología también influye en la infraestructura. El hidrógeno aún se encuentra confinado a fábricas privadas (producción cautiva).

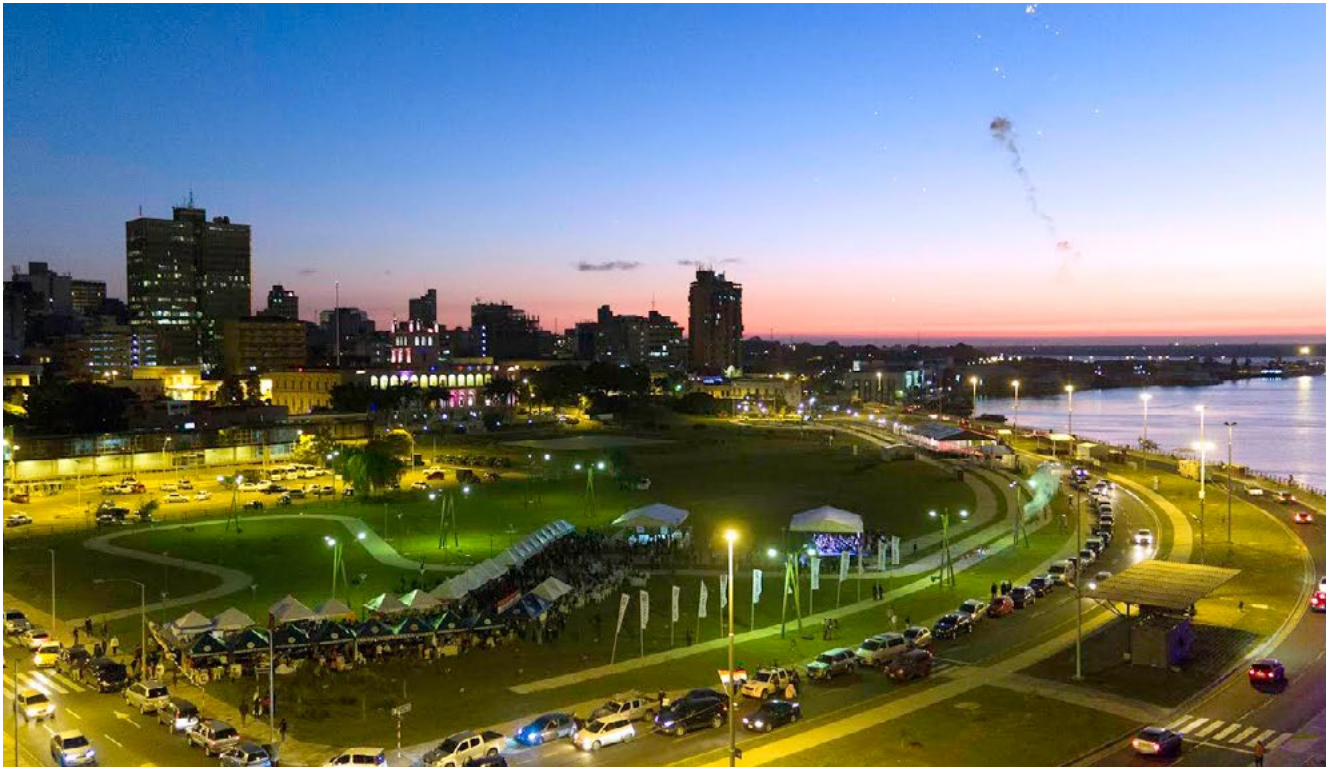
D5: La falta de incentivos al uso de energía limpia y penalización al uso de fuentes energéticas contaminantes se considera una debilidad para la transición a esta nueva tecnología.

D6: Las limitadas capacidades de las entidades articuladoras en el sector energético y de transporte restringe la posibilidad de creación de políticas que benefician el proceso de adaptación a nuevas tecnologías como el Hidrógeno.

8.1.3 OPORTUNIDADES

O1: El gobierno apoyó la Estrategia de Electromovilidad y la Guía para la Estandarización de la Movilidad Eléctrica. Además, el ministro de Obras Públicas manifestó su interés en la transición a una movilidad limpia. La ANDE analizará la posibilidad de usar hidrógeno como backup en los horarios de punta de carga. El Ministerio de Industria y Comercio (MIC) analizará la posibilidad de usar el hidrógeno en los procesos industriales y productivos, con el fin de reemplazar el uso no sostenible de la Biomasa.

O2: Existe un interés de distintos organismos con fondos disponibles para



la cooperación a países en desarrollo. Entre estos se puede mencionar al BID, Plataforma de Inversión Climática (CIP) del IRENA. (IRENA, s.f.). Asimismo, inversionistas extranjeros se muestran interesados en la instalación de plantas de producción de hidrógeno en el país. Entre estas se encuentran: Omega Green y “Seven Seas Energy Limited”, empresa israelí. (MRE, 2020) (Agencia de Información Paraguaya [IP], s.f.)

O3: El mercado de transporte terrestre por medio de buses y camiones impulsado por combustibles fósiles se encuentra establecido por lo que presenta una oportunidad de transición a otra tecnología. Actualmente, la flota de buses cuenta con varios años de vida útil, momento interesante para los empresarios de transición a una nueva tecnología.

O4: El mercado de transporte fluvial por medio de barcazas, impulsado por combustibles fósiles se encuentra establecido por lo que presenta una oportunidad de transición a otra tecnología.

O5: Existe un potencial mercado de hidrógeno a mediano plazo conforme avances de los distintos países de la región y del mundo.

O6: En materia ambiental, existe un conjunto de compromisos asumidos mediante distintas convenciones, que apuntan a una reducción de la contaminación causada, entre otros, por el transporte.

O7: Los abundantes recursos naturales del país podrían ser aprovechados para una mayor producción de energía eléctrica.

O8: El transporte de última milla representa una gran parte del porcentaje total

de vehículos urbanos. La aplicación del Hidrógeno como propulsar podría significar una reducción importante en las emisiones del sector transporte.

O9: Por la posición geográfica del país y los recursos naturales disponibles para la producción de energías renovables, el Paraguay podría convertirse en un HUB de energía limpia.

O10: La implementación de esta tecnología en una industria local podría facilitar el aprendizaje e implementación en otras industrias y sectores.

O11: Por los recursos que se tienen en el país, existe una ventaja para la formación de precios estables y previsibles.

8.1.4 AMENAZAS

A1: A causa de la baja exposición de esta tecnología, incentivada por su novedad, existe una percepción errónea del hidrógeno y su seguridad.

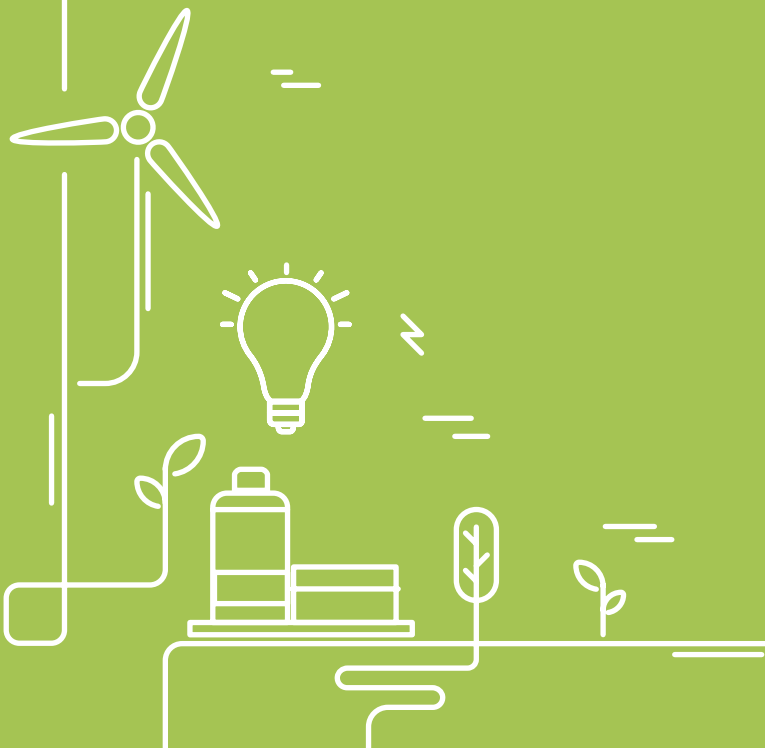
A2: La incertidumbre en los precios del petróleo amenaza la producción del Hidrógeno verde.

A3: Aún no existen incentivos para que el sector privado quiera invertir en Hidrógeno.

A4: Como el Hidrógeno es un vector energético nuevo y cuenta con poco tiempo de implementación y estudio, en etapa de aprendizaje y prototipos experimentales en el mundo, posee altos costos de capital que se reducirán con la producción en masa (a gran escala). Esto también se da en el ámbito de inversión y operación, donde cuenta con altos costos de mantenimiento.

09.

Estudio de caso: Costos para producción y uso del H₂ en Paraguay



09.

ESTUDIO DE CASO: COSTOS PARA PRODUCCIÓN Y USO DEL H₂ EN PARAGUAY

9.1

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE MEDIANTE ELECTRÓLISIS

La electrólisis es un proceso químico por el cual la electricidad se usa para separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno. Este proceso químico se realiza mediante un equipo denominado electrolizador, que se compone, básicamente, constituido de dos electrodos (un ánodo y un cátodo) separados por una membrana sumergida en agua. En un proceso inverso a la electrólisis, que se realiza por ejemplo en una celda combustible, es posible obtener energía eléctrica con altos niveles de eficiencias de alrededor del 50% al 70% (Dawood, Anda y Shafiullah 2020).

ACTUALMENTE, EXISTEN VARIOS TIPOS DE TECNOLOGÍAS EN CUANTO A LOS ELECTROLIZADORES Y EL TIPO DE MATERIAL EMPLEADO.

A continuación se citan algunos: los Alcalinos (AC); y los Poliméricos (PEM), que operan con temperaturas de operación de entre 50°C y 80°C; y los de Oxido Sólido (SOEC), que operan con temperaturas de operación entre 700°C y 800°C (Bagheri 2017). Estos son los tres tipos de unidades electrolizadoras disponibles en escala industrial. No obstante, los dos primeros son los más comúnmente empleados. A nivel de madurez de la tecnología, los electrolizadores alcalinos están más consolidados, incluso pueden ser más baratos

y tener una vida útil mayor con respecto a los otros tipos; también. También son más adaptados a trabajar conectados a red eléctrica. Sin embargo, los electrolizadores tipo PEM producen hidrógeno con alta pureza, con menor sensibilidad a la calidad del agua; son más pequeños, responden más rápidamente a las variaciones de la cantidad producida y pueden producir hidrógeno electrolítico presurizado, lo que reduce la necesidad de compresión. El costo de los electrolizadores alcalinos y tipo PEM son bastante aproximados como se puede observar en la Tabla 5. No obstante, **la vida útil de los electrolizadores alcalinos ronda las 90.000 horas (10 años operando 24 horas)** a diferencia de las 50.000 horas de la tecnología PEM (IRENA 2018), lo que tendría un impacto importante en el flujo de caja del proyecto a largo plazo. En un escenario favorable se espera que el CAPEX de los electrolizadores alcalinos se reduzca de forma notable en las próximas décadas (Deutsch y Andreas 2019).

Los electrolizadores tipo PEM podrían ser más convenientes para estaciones con producción in situ pues son más compactos y requieren menos espacio físico. Según (Hecht y Pratt 2017) alojar los componentes necesarios para la electrólisis alcalina de 100 kgH₂/día a 300 kgH₂/día podría ser un desafío en un contenedor ISO de 20 pies. Sin embargo, para la electrólisis PEM, los componentes deberían caber en este contenedor y en contenedores potencialmente más pequeños. Además, la tecnología PEM

permite trabajar acoplada directamente a una fuente renovable intermitente como una planta fotovoltaica o eólica, al admitir mejor las fluctuaciones de energía en la alimentación de la pila, lo cual, del electrolizador tipo PEM ya que, en las pilas alcalinas, los electrolizadores alcalinos tienen

regímenes de trabajo menos elásticos no permitiendo fluctuaciones rápidas. Es por eso por lo que la opción alcalina es recomendable si es alimentada directamente de la red en donde se supone que el suministro de energía es estable.

TABLA 5.
COSTO Y CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS

CAPEX 2019 ²⁸	Tecnología de electrólisis del agua		
USD/kW	Alcalina	PEM	SOEC
Mín.	500	1.100	2.800
Max	1.400	1.800	5.600
Promedio del rango	950	1.450	4.200

Fuente: (IEA 2019; Deutsch y Andreas 2019)

En cuanto al **consumo de electricidad de los electrolizadores**, se estima alrededor de $5,0 \text{ kWh/Nm}^3_{\text{H}_2} = 55,7^{29} \text{ kWh/Kg}_{\text{H}_2}$. Esto puede variar en función a la eficiencia del equipamiento que producen los diferentes fabricantes. Por otro lado, el **consumo de agua** se estima considerando no sólo para el proceso de electrólisis con las pérdidas en la purificación, sino también el agua necesaria para los sistemas de refrigeración y enfriamiento en el orden de los $26,4 \text{ L}_{\text{H}_2\text{O}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$. Esta estimación fu hecha por la NREL (Hecht y Pratt 2017). Para el **tratamiento del agua**³⁰ que ingresa al electrolizador usando la tecnología SWRO como referencia, (Sommariva 2010) se estima un **CAPEX** del orden de **1.570 USD/(m³/día) a 2.095 USD/[m³/día]**³¹. Además, se considera la instalación eléctrica (5%), ingeniería civil y otros (10%) sobre el capital. El consumo de energía eléctrica se encuentra en el orden de 5 kWh/m_3 .

Inicialmente, considerando que el suministro de energía eléctrica renovable llegará

vía red eléctrica y que su origen será hidráulico, el uso de la tecnología de electrolizadores alcalinos es la más recomendable.

9.2

ALMACENAMIENTO

Si el consumo y suministro de hidrógeno se realiza en el mismo sitio de producción, para asegurar un cierto almacenamiento de hidrógeno y para garantizar el suministro en casos de paro de la producción, se requiere contar con un equipo para el almacenamiento en el lugar.

Los tanques que almacenan hidrógeno comprimido o licuado tienen altas tasas de descarga y eficiencias de alrededor del 99%, lo que los hace apropiados para aplicaciones de menor escala donde un stock local de combustible o materia prima necesita estar fácilmente disponible.

28 Las previsiones europeas en sus nuevos programas prevén y prometen ya una disminución de estos valores en un 10% para electrolizadores alcalinos e incluso más un mayor porcentaje en las otras tecnologías debido al auge de productividad del sector, así como en los avances de la tecnología.

29 En Europa se trabaja ya con 50 kWh/Kg 50 kWh/kg de H_2 , 10% menos.

30 Será necesario contar con tratamiento de agua. En el caso de la Planta de Villa Elisa, PETROPAR tiene dos fuentes de agua, una proviene del río por tuberías, la segunda es agua de pozo clorada.

31 Costos ajustados de 2010 a 2020 con base en https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

Se plantean dos presiones porque la carga de hidrógeno es diferente según se trata de grandes vehículos que en el caso de automóviles. Esta última posibilidad obliga a incluir almacenamiento a 700 bares. Los costos de almacenamiento varían en función a las condiciones de presión requerida como se muestra en la Tabla 6.

TABLA 6.
COSTOS DE EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO

Componentes	Coste (USD/kg)
Almacenamiento de H ₂ a 450 bar	2.680
Almacenamiento de H ₂ a 700 bar	4.070

Fuente: (IEA 2019)

9.3

ESTACIÓN DE HIDRÓGENO

Para el uso de hidrógeno en el sector transporte, en adición al equipamiento de almacenamiento se requiere infraestructura adecuada para el suministro de H₂. Para dicha función las Hidrolineras³² – Estaciones de Recarga cumplen con el cometido. Una hidrolinera es una infraestructura diseñada para llenar un vehículo con combustible de hidrógeno. Se compone de una unidad básica de almacenamiento y dispensado, o de una unidad básica más una unidad de producción, si el hidrógeno se produce en el sitio. La unidad básica incluye como mínimo un sistema de almacenamiento de alta presión y uno o más dispensadores.

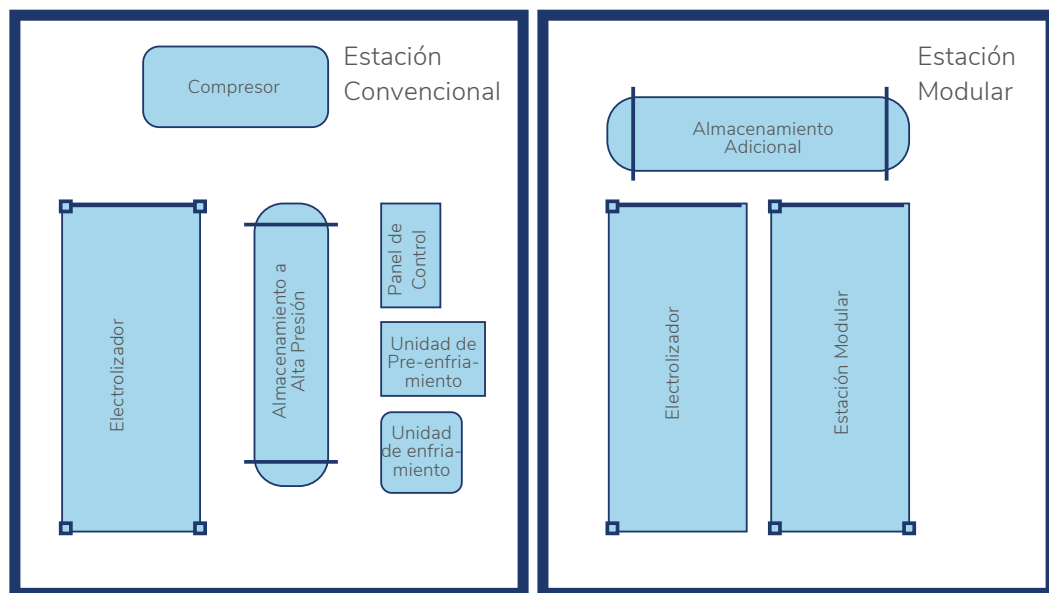
Si el H₂ se produce en el sitio o se entrega a la estación a una presión intermedia o en estado líquido, la unidad básica también requiere un almacenamiento intermedio (basado en tecnología de hidrógeno gaseoso o líquido) y un sistema de compresión. Ciertos componentes técnicos son necesarios para la construcción de una estación de hidrógeno. Para todas las estaciones de reabastecimiento de combustible, estas incluyen, compresores que llevan el hidró-

geno al nivel de presión de gas deseado, un sistema de pre-enfriamiento y dispensadores para entregar el combustible, además de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno de tamaño adecuado.

Actualmente, existen dos alternativas para la instalación de las estaciones de hidrógeno (Ver Gráfico 9). La primera consiste en realizar la instalación de una estación convencional, donde los componentes (compresión, almacenamiento, y equipamientos auxiliares) se implantan de forma independiente. La segunda alternativa es la adquisición directa de Estaciones Modulares. El Gráfico 9 es ilustrativo y no se incluye la ubicación del dispensador, que puede o no estar localizado en las cercanías de la planta. En ambos casos se requiere adquirir el dispensador como una unidad independiente.

32 El término hidrolinera hace referencia a una estación de recarga de hidrógeno para su posterior uso, usualmente para las aplicaciones de transporte.

GRÁFICO 9.
ESTACIÓN CONVENCIONAL (IZQ) Y MODULAR (DER)



Fuente: Elaboración propia con base en (Hecht y Pratt 2017)

Es sabido que el hidrógeno para su uso en el sector transporte se emplea a presiones diferentes. A 350 bar, lo utilizan camiones, buses y otros vehículos pesados, a 700 bar se sirven principalmente los vehículos livianos por ejemplo del tipo Sedan o SUV. Esta dualidad ha promovido que los fabricantes (sera GmbH; McPhy; Powertech) ofrezcan dispensadores en los cuales, en la misma unidad se cuente con dos mangueras (Ver Gráfico 10), una para 350 bar y otra para 700 bar (Parks et al. 2014; Pratt et al. 2015; Hecht y Pratt 2017). Para acompañar esto, los fabricantes de estaciones modulares también ofrecen unidades capaces de suministrar hidrógeno tanto a 350 como a 700 bar como se muestra en la Tabla 7.

ALGUNOS MODELOS DE ESTACIONES DE HIDRÓGENO MODULARES DISPONIBLES COMERCIALMENTE³³

Fabricante y Modelo	Capacidad Máxima	Conexiones al Dispensador	Opciones del Dispensador
Nel SM ³⁴	65 kg/h @ 70 MPa ³⁵	2 (adyacentes)	70 MPa y 35 MPa
Sera M	74 kg/h @ 90 MPa	2 (adyacentes)	70 MPa y 35 MPa
McPhy McFilling 200-DP	35 kg/h @ 70 MPa	2 (adyacentes)	70 MPa y 35 MPa

Fuente: <https://nelhydrogen.com/product/h2station/>, <https://www.sera-web.com/hydrogen>

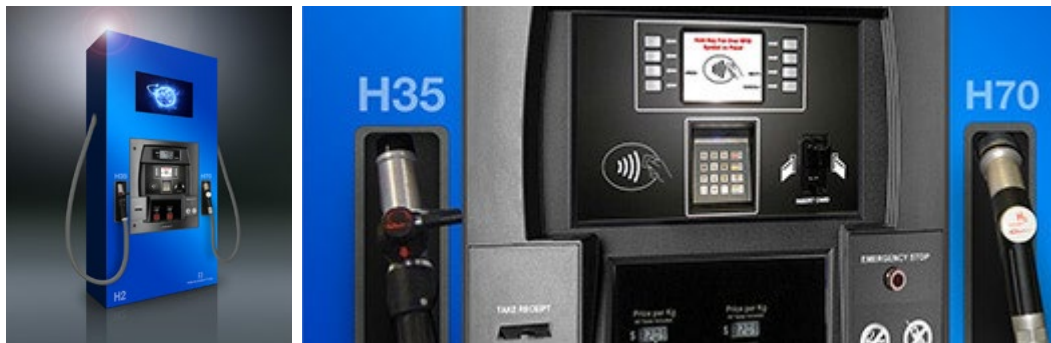
³³ Existen otros fabricantes que aseguran disponer de este tipo de tecnología como Hydrogenics o ITM Power. Además, cuentan los dispensadores con doble manguera.

³⁴ Nel solo tiene dispensadores independientes.

³⁵ 1 Mega Pascal es equivalente a 10 bares.

GRÁFICO 10.

DISPENSADOR DE COMBUSTIBLES H70/35, CON MANGUERAS DE 350 Y 700 BAR



Fuente: <https://www.truezero.com>

Tanto las estaciones modulares como las convencionales deben estar asociadas a un dispensador. El dispensador incluye válvulas, interruptores de alta presión, mangueras, boquillas, medidores de flujo, electrónica de control y una interfaz de cliente (sistema de punto de venta). Algunas estaciones suministran hidrógeno a **350 y 700 bar** como se muestra en el Gráfico 10, por lo que requieren sistemas adicionales tanto de tubería como de control. Las **unidades dispensadoras** varían en precio desde aproximadamente **\$ 155k- \$ 370k USD³⁶**, dependiendo de las capacidades y regímenes de operación.

En una investigación de comparación de estaciones de hidrógeno, convencional versus modulares, conducida por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en conjunto con Sandia National Laboratories de los EEUU, se encontró que el capital de inversión estimado para las estaciones modulares con capacidades de 200 a 400 kg/día se encuentra en el rango de 790k USD a 1.6M USD³⁷ dependiendo del fabricante, además, si se ofrece o no, un dispensador con la unidad. Esta estimación fue realizada con base en encuestas y consultas a diferentes fabricantes y usuarios. Además, realizaron una revisión de los costos totales de los equipos necesarios para la instalación de una estación convencional, que-

que se encuentra en el rango de los 950k USD³⁸ a 1.3M USD, sin costos de instalación. En el mismo estudio aseveran que los costos son aproximados. No obstante, la principal diferencia se encuentra al considerar el **costo de instalación**, que para una **estación convencional** se estima en **35% del capital** de inversión, en contraste con el de una **estación modular**, menos del **5% del capital**.

Ambos tipos de estaciones tienen ventajas y desventajas en términos económicos. Por un lado, como ya se mencionó el principal ahorro que se presenta para las estaciones modulares, es en el costo de instalación, muy por debajo del costo para las convencionales. Además, las estaciones modulares son más fáciles de instalar. Por otro lado, los fabricantes producen módulos con capacidades fijas (por ejemplo 60 kg/h, 100kg/h, 200kg/h y así, relacionado), por lo que no podría haber ahorros resultados de ajustar las capacidades de ciertos componentes, y podría haber inconvenientes para la ampliación de capacidad.

9.3.1 COSTOS DE INSTALACIÓN

Para un **electrolizador modular** con una producción de entre 100 – 300 KgH₂/día, los costos de instalación fueron estimados en **65k USD**, según (Pratt et al. 2015)

³⁶ Costos ajustados de 2017 a 2020 con base en https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

³⁷ Ídem al anterior.

³⁸ Ídem al anterior.

estimación hechas con base en discusiones con diversas compañías³⁹. En línea con lo anterior, la instalación de una planta para el **tratamiento de agua** para suministrar agua al electrolizador y los sistemas de refrigeración rondaría los **1,570 a 2,095 USD/[m3/día]**⁴⁰ más **15%** del capital en concepto de instalación (Ver apartado 9.1).

Finalmente, para la instalación de la **estación de hidrógeno** se invertiría **35% del capital** para el caso de las **convencionales**, y menos del **5% para el caso de las modulares** como fue mencionado en el apartado 0. Estas ratios incluyen la instalación del dispensador.

9.3.2

CAPITAL DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Para estimar el Capital de Inversión se consideraron electrolizadores comercialmente disponibles cuyas características se muestra en la Tabla 11 en el Anexo. Los datos dados en la Tabla 12 en el Anexo se utilizaron para estimar los costos de la estación (se incluye dispensador para doble presión H70/35), suponiendo que la convencional y la modular difieren únicamente en los costos de instalación. Asimismo, para estimar el costo de una planta de tratamiento de agua se consideró la información dada en el apartado anterior. Para el caso de instalarse en la planta de PETROPAR ubicada en Villa Elisa, Asunción, se consideró apropiado incluir almacenamiento adicional al que se estima para la estación (40kg a 945 bar) a 450 bar con capacidad para aproximadamente 100kgH₂.

En cuanto a los costos de operación y mantenimiento el proceso y las consideraciones tomadas se muestran en el apartado 4 de Anexos. Finalmente, en la Tabla 8, se muestra la tabla resumiendo los resultados de análisis, para Plantas Convencionales (PC) es decir con estaciones convencionales y para Plantas Modulares (PM) con Estaciones Modulares, con capacidad de producir 60 y 200 kg/día.

TABLA 8.
RESUMEN DE LAS ESTIMACIONES PARA EL CAPEX Y OPEX DE LAS PLANTAS PILOTO

Unidades en USD	PC60	PM60	PC200	PM200
Capital Inicial ⁴¹	1.388.300	1.318.524	2.003.092	1.969.189
O&M Anual	119.444	114.644	228.140	224.256
Costo de Hidrógeno (USD/kg)	5,4	5,2	3,1	3,0

Fuente: Elaboración Propia

9.4

TRANSPORTES

El hidrógeno siempre ha sido visto como un potencial combustible para la descarbonización del sector transporte, ya sea por medio de su uso directo en la tecnología, o, en la producción de combustibles sintéticos. Algunas de las posibles aplicaciones para el sector transporte terrestre incluyen la movilidad particular como vehículos liviano y camionetas, transporte de pasajeros como buses, y de carga como camiones.

39 Este monto no sufrirá grandes variaciones a lo largo de los años ya que incluye obras civiles, instalaciones eléctricas y otros tipos de servicios cuyos precios no están sujetos a las tecnologías de los electrolizadores.

40 Depende del origen del agua y de sus contenidos en materia orgánica y sales minerales. Normalmente los fabricantes proveen el sistema para tratamiento de agua.

41 Estos costes y sus previsiones de evolución no es causa de encarecimiento de la movilidad.

En la actualidad, los líderes en la fabricación de FCEVs, son Toyota y Hyundai que producen alrededor de 3,000 vehículos anualmente con ambiciosas metas para incrementar las unidades en los próximos años (IEA 2019). Si observamos el segmento de transporte interurbano de pasajeros existe mayor competencia con fabricantes en Estados Unidos, Europa y Asia. La tecnología para este segmento se

encuentra en niveles más maduros (IEA 2019). Por otro lado, un nicho importante cuyo desarrollo se encuentra en etapas iniciales es de transporte de mercancía de larga distancia con diversos fabricantes desarrollando modelos (Nikola, Hyundai, Scania, Toyota, Volkswagen, Daimler and Groupe PSA) con expectativas de entrega a partir del año 2025 (IEA 2019).

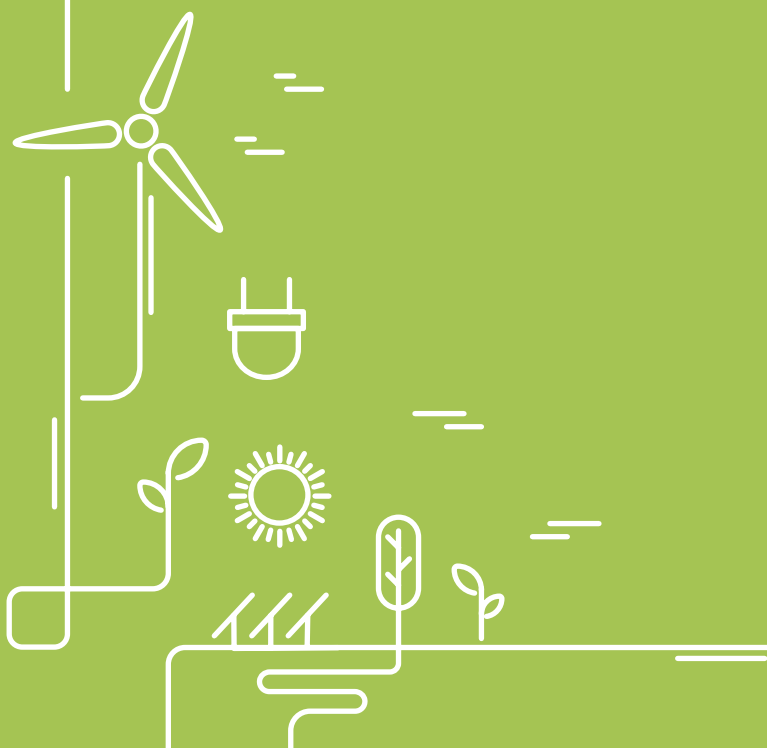
TABLA 9.
COSTE Y DETALLES PARA DIFERENTES TIPOS DE TRANSPORTE TERRESTRE

Tipo de transporte	Autonomía	Capacidad tanque	Tiempo carga	Pasajeros	Presión tanque	Fabricante y modelo	CAPEX USD
Autobuses interurbanos (pasajeros)	350 Km	37.5 kg	<5min	80	350 bar	Solaris Urbino 12 hydrogen	710.000
	350 Km	40 kg		81	350 bar	Van Hool A330 FC	965.000
Camiones mercancías	400 Km	33 kg	7 min	-	350 bar	Hyundai H ₂ XCIENT FC truck	160.000
Automóviles	500 Km	5Kg	3 min	-	700 bar	Toyota Mirai	90.000
	756 Km	6,3Kg		-	700 bar	Hyundai NEXO	79,000

Fuente: Precio de lista de los fabricantes



10. Anexos



10.

ANEXOS

TABLA 10.
OBRAS DE GENERACIÓN PLANIFICADAS EN EL PLAN MAESTRO DE LA ANDE

Sistema	Tipo	Nombre de la Obra	CAP	UD.
SC	CH	Central Hidroeléctrica Río Paraguay A	72	MW
	CH	Central Hidroeléctrica Río Paraguay B	72	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui	5,4	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui	10	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejui	7	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday	34	MW
SE	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá	4,3	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday	8	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá	19	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey	5	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ñacunday	54	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	5	MW
SN	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	4,2	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	4,2	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	4,3	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	3,2	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané	3,2	MW
SO	FV	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,5	MW
	DIESEL	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,99	MVA
	FV	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,5	MW
	DIESEL	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,99	MVA
	FV	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,5	MW
	DIESEL	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,99	MVA
	FV	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,5	MW
	DIESEL	Parque Solar Bahía Negra - Toro Pampa	0,99	MVA
	FV	Parque Solar Loma Plata	10	MW
	FV	Parque Solar Loma Plata	10	MW
SS	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey	3,6	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary	5,6	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey	3	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey	11	MW
	PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui	8,6	MW

Fuente: (ANDE 2016). Plan Maestro de Generación y Transmisión 2016-2025.

TABLA 11.
CARACTERÍSTICAS DE LOS ELECTROLIZADORES COMERCIALMENTE DISPONIBLES CONSIDERADOS

Modelo	A30	A90
Capacidad producción kg/h	2,70	8,10
Capacidad producción Nm ³ /h	30	90
Potencia nominal (kW)	250	430
Consumo agua (l/Nm ³ H ₂)	0,90	0,90
Consumo eléctrico (kWh/kg H ₂)	51,44	53,70
Presión salida (bar)	35	35
CAPEX(USD) ⁴²	142.500	427.500

*Incluye: Container; sistema de tratamiento de agua; conexión a tomas de agua y electricidad; y 2 años de servicio y mantenimiento

TABLA 12.
EQUIPOS PARA UNA ESTACIÓN DE RECARGA DE HIDRÓGENO CONVENCIONAL, Y COSTOS ESTIMADOS

Descripción	Cantidad	Costo ⁴³	Sub-Total
Tanques [13 kg cada uno, 945 bar MAWP, Tipo II]	3	48.444	145.332
Transductor de presión e indicador	6	1.211	7.268
Válvula de bloqueo y purga	6	605	3.631
Válvula neumática	6	2.423	14.535
Electroválvula piloto	7	61	424
Válvula manual de aislamiento	12	605	7.261
Válvula de retención	3	484	1.452
Bomba de refrigerante	1	1.453	1.453
Enfriador de agua	2	4.844	9.688
Filtro de refrigerante	1	61	61
Compresor de aire de instrumentos	1	1.211	1.211
Secador de aire para instrumentos y filtro	1	3.088	3.088
Compresor de hidrógeno [2 etapas, salida de 950 bar]		0	
Estación de 100 kg / día - 6 kg / h, 25 kW		201.520	
Estación de 200 kg / día - 14 kg / h, 60 kW	1	349.026	349.026
Estación de 300 kg / día - 23 kg / h, 100 kW		480.915	
Dispensador de hidrógeno [manguera de (1) 350 bar y (1) 700 bar]	1	265.400	265.400
Unidad de pre/enfriamiento de H ₂	1	159.240	159.240
Detector de llama IR	2	1.816	3.633
Filtro de hidrogeno	1	3.028	3.028
PLC	1	6.055	6.055
Tuberías y Conexiones	-	42.389	42.389
Instalaciones eléctricas	-	60.555	60.555
Cercado y Postes	-	12.110	12.110
Total (Estación 100kg/día)			949.335
Total (Estación 200kg/día)			1.096.841
Total (Estación 300kg/día)			1.228.730

Fuente: (Hecht y Pratt 2017)

42 Calculado con base en el máximo para los electrolizadores alcalinos dado en la Tabla 5.

43 Costos ajustados de 2017 a 2020 con base en https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm

TABLA 13.

CÁLCULO DEL CAPEX PARA ESTACIONES DE HIDRÓGENO CON PRODUCCIÓN IN SITU

Descripción	Con Estación Convencional						Con Estación Modular					
	Inversión		Instalación		Sub Total		Inversión		Instalación		Sub Total	
Villa Elisa - PETROPAR 200 kg/día												
Electrolizador Alcalino 200 kgH ₂ /d	427.500	USD	65.000	USD	492.500	USD	427.500	USD	65.000	USD	492.500	USD
Tratamiento de Agua 250 IH ₂ O/h	8.290	USD	1.243	USD	9.533	USD	8.290	USD	1.243	USD	9.533	USD
Almacenamiento a 450 bar	268.000	USD	26.800	USD	294.800	USD	268.000	USD	26.800	USD	294.800	USD
Estación de Hidrógeno	949.335	USD	113.920	USD	1.063.255	USD	949.335	USD	47.467	USD	996.801	USD
Sub Total					1.860.088	USD					1.793.635	USD
Flete e Importación					50.000	USD					50.000	USD
Planificación (5%)					55.803	USD					89.682	USD
Contingencia (2%)					37.202	USD					35.873	USD
Total					2.003.092	USD					1.969.189	USD
Hernandarias - Acaray 60 kg/día												
Electrolizador Alcalino 60 kgH ₂ /d	142.500	USD	65.000	USD	207.500	USD	142.500	USD	65.000	USD	207.500	USD
Tratamiento de Agua 70 IH ₂ O/h	3.318	USD	498	USD	3.816	USD	3.318	USD	498	USD	3.816	USD
Estación de Hidrógeno	949.335	USD	113.920	USD	1.063.255	USD	949.335	USD	47.467	USD	996.801	USD
Sub Total					1.274.571	USD					1.208.118	USD
Flete e Importación					50.000	USD					50.000	USD
Planificación (3%)					38.237	USD					36.244	USD
Contingencia (2%)					25.491	USD					24.162	USD
Total					1.388.300	USD					1.318.524	USD

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 14.

CÁLCULO DEL OPEX PARA ESTACIONES DE HIDRÓGENO CON PRODUCCIÓN IN SITU

	Abreviación	Fórmula			Unidad
Principales Supuestos					
Potencia Reservada			41.126		Gs/kW
Energía en Punta			331.93		Gs/kWh
Energía Fuera de Punta	S		144.83		Gs/kWh
Tarifa de Agua	wk		3.324		Gs/m3
Tasa de Interés	I		3%		-
Periodo de Depreciación	T		15		años
Factor de Anualidad	A	$i*(1+i)**T / ((1+i)**T) - 1$	8,3767%		-
Consumo de Agua	W		1		L/Nm3H ₂
Horas de Trabajo Anual	V		8.760		h/a
Tasa de Cambio	Xr		6.900		Gs/USD
Datos Básicos	Abreviación	Fórmula	E60+	E200	Unidades
Potencia Reservada Mensual			150	450	kW
Potencia Requerida por el Electrolizador	P	5kWh*m3 de H ₂ [por hora]	150	450	kW
Consumo de Electricidad Anual	M	v*P	1.314.000	3.942.000	kWh/a
Consumo de Electricidad en Horario de Punta Anual	Pke	v*P*(4/24)	219.000	657.000	kWh/a
Consumo de Electricidad en Horario Fuera de Punta Anual	OPke	v*P*(20/24)	1.095.000	3.285.000	kWh/a
Cantidad de Agua Anual	Wm	w*EH ₂ [Nm ₃]/1000	282	846	m3/a
Eficiencia del Electrolizador	N			0,74	-
Cantidad de energía secundaria H ₂ - Anual	EH ₂ [Nm ₃]	m*n/3.45	281.843	845.530	Nm3/a
Contenido de energía secundaria H ² - Anual	EH ₂ [KWh]	m*n	972.360	2.917.080	kWh/a
Capital Semilla (Donación)	cs	P/ Estación Convencional	500.000	940.893	USD
		P/ Estación Modular	500.000	964.256	
CAPEX	L	Con Estación Convencional	1.490.448	2.003.092	USD
		Con Estación Modular	1.420.672	1.969.189	
Costos Anuales	Abreviación	Fórmula	E60+	E200	Unidades
Costo de Capacidad	AN = (I-cs)*a	Con Estación Convencional	82.966	88.977	USD/a
		Con Estación Modular	77.122	84.180	
Costo de Energía Eléctrica	S	s*m	34.413	103.239	USD/a
Costos de RRHH	RH		14.600	14.600	USD/a
Costo de Agua	WK	wk*wm	136	407	USD/a
Costo para Servicio y Mantenimiento	W	EH ₂ [Nm ³] * 0,009648 USD	2.719	8.158	USD/a
Costos Misceláneos (equipo, otros)	SK	EH ₂ [Nm ³] * 0,009648 USD	2.719	8.158	USD/a
Costo Total de Operación	BK	S+ RH + WK + W + SK	54.587	134.562	USD/a
Costo Total Anual	K = AN + BK	Con Estación Convencional	137.554	223.539	USD/a
		Con Estación Modular	131.709	218.742	

Fuente: Elaboración Propia

TABLA 15.

COORDENADAS DE ALTERNATIVAS PARA LA UBICACIÓN DE LA PLANTA EN VILLA ELISA

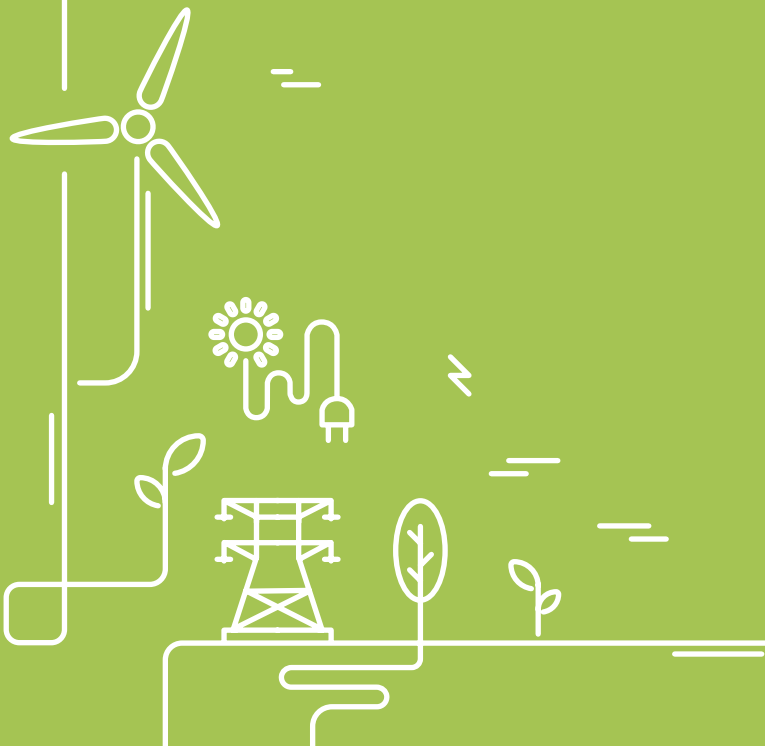
Alternativa	Coordenadas	
A	25°23'04.7"S	57°36'21.1"W
B	25°23'19.3"S	57°36'18.2"W
C	25°23'26.4"S	57°36'27.7"W

Fuente: Elaboración Propia



11.

Referencias



11.

REFERENCIAS

- ABC. 2019. “Solo el 2% de las aguas negras se trata.” ABC Color, 2019. <https://www.abc.com.py/nacionales/asuncion-vierte-cada-dia-300000-metros-cubicos-de-agua-fecal-al-rio-paraguay-1781487.html>.
- ANDE. 2016. “Plan Maestro de Generación y Transmisión (2016-2025).” https://www.ande.gov.py/plan_maestro.php.
- Bagheri, Samira. 2017. “Catalysis in Fuel Cells (PEMC, SOFC).” En *Catalysis for green energy and technology*. Vol. 613, editado por Samira Bagheri, 37–58. Green energy and technology, 1865-3529. Cham, Switzerland: Springer.
- Bastos, Fabiano, Francesca Castellani, Gabriel Sánchez, Agustina Schijman, José Luiz Rossi, Daniel Hernaiz, Sebastián J. Miller, Soledad Feal-Zubimendi y Virginia Queijo Von Heideken. 2020.000Z. “El impacto del COVID-19 en las economías de la región (Cono Sur).” Accedido el 22 de junio de 2020. <https://publications.iadb.org/es/el-impacto-del-covid-19-en-las-economias-de-la-region-cono-sur>.
- BBC. 2020. “Young people ‘most likely to lose job’ in lockdown.” BBC News, 19 de mayo. Accedido el 31 de julio de 2020. <https://www.ssme.gov.py/vmme/pdf/Balance2018/BENpy2018-Estadistico.pdf>.
- CADAM. 2019. “Estadísticas de Importación.” Accedido el 22 de enero de 2020. <https://www.cadam.com.py/estadisticas>.
- CEPAL. 2020. “América Latina y el Caribe ante la pandemia del COVID-19: efectos económicos y sociales.” Accedido el 22 de junio de 2020. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/45337-america-latina-caribe-la-pandemia-covid-19-efectos-economicos-sociales>.
- Chao, Julie. 2017. “Reimagining Hydrogen: A Small Molecule With Large-Scale Ideas.” Accedido el 6 de febrero de 2020.
- CMMolina. 2019. *Combustibles y Vehículos más Limpios y Eficientes en Paraguay: Establecimiento de línea base para la economía de combustible de los vehículos ligeros (2005-2018)*.
- Comisión ODS Paraguay. “El Paraguay y la Agenda 2030.” <http://comisionods.mre.gov.py/>.
- Congreso de la Nación Paraguaya. 2016. “Ley N° 5681 / APRUEBA EL ACUERDO DE PARÍS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.” <https://www.bacn.gov.py/leyes-paraguayas/5243/ley-n-5681-aprueba-el-acuerdo-de-paris-sobre-el-cambio-climatico>.
- Da Silva César, Aldara, Tatiane da Silva Veras, Thiago Simonato Mozer, da Costa Rubim Messeder dos Santos, Danielle y Marco Antonio Conejero. 2019. “Hydrogen productive chain in Brazil: An analysis of the competitiveness’ drivers.” *Journal of Cleaner Production* 207:751–63. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.09.157>.
- Dawood, Furat, Martin Anda y G. M. Shafiullah. 2020. “Hydrogen production for energy: An overview.” *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (7): 3847–69. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.059>.

- Deutsch, Matthias y Graf Andreas. 2019. “EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe.” https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf. Accedido el 16 de julio de 2020.
- DGEEC. 2020. “Encuesta Permanente de Hogares Continua correspondiente al Primer Trimestre 2020.” <https://www.dgeec.gov.py/publicacion.php>.
- Enerkem. 2020. “Enerkem: From waste to Cellulosic ethanol, Biomethanol | Disruptive technology.” Accedido el 22 de septiembre de 2020.335Z. <https://enerkem.com/>.
- González, Wildo. 2020. “Impacto económico del Covid-19 en Paraguay.” Accedido el 22 de junio de 2020. <https://www.5dias.com.py/2020/04/impacto-economico-del-covid-19-en-paraguay/>.
- Gustavo Arturo Riveros-Godoy y M. Rivarolo. 2019. “Hydrogen production in Paraguay toward a low carbon economy: the case of Yguazu project.” https://www.researchgate.net/publication/333149271_Hydrogen_production_in_Paraguay_toward_a_low_carbon_economy_the_case_of_Yguazu_project.
- Hannah Ritchie y Max Roser. 2019. “Age Structure.” Our World in Data. <https://ourworldindata.org/age-structure>.
- Hecht, Ethan S. y Joseph Pratt. 2017. “Comparison of Conventional vs. Modular Hydrogen Refueling Stations, and On-Site Production vs. Delivery.” <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64107.pdf>. Accedido el 15 de julio de 2020.
- Hirsch, Rebecca. 2020. “New solution for carbon dioxide: Turn it into ‘green’ fuel.” Science News for Students, 2020. Accedido el 22 de septiembre de 2020.520Z. <https://www.sciencenewsforstudents.org/article/turn-carbon-dioxide-into-green-fuel>.
- IEA. 2019. ““The Future of Hydrogen”.”.
- IRENA. 2018. “Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition.”.
- Itaipú Binacional, Fundación Parque Tecnológico Itaipú y Fundación Bariloche. 2015. “Prospectiva Energética de la República de Paraguay 2013-2040.” <https://die.itaipu.gov.py/die/files/files2016/file/Presentacion%20Final%20FB%2021-11-16%20Final.pdf>.
- Kantis, Hugo y Pablo Angelelli. 2020. Emprendimientos de base científico-tecnológica en América Latina: Importancia, desafíos y recomendaciones para el futuro: Inter-American Development Bank.
- McPhy. “Large capacity | McPhy.” Accedido el 16 de julio de 2020. <https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/hydrogen-stations/large-capacity/>.
- OECD World. “Paraguay (PRY) Exports, Imports, and Trade Partners.” <https://oec.world/en/profile/country/pry>.
- OECD World. 2020.000Z. “Paraguay (PRY) Exports, Imports, and Trade Partners.” Accedido el 22 de junio de 2020. <https://oec.world/en/profile/country/pry>.
- OLADE. 2020. “Análisis de sustitución de combustibles del sistema de transporte fluvial de la hidrovía Paraguay – Paraná.” https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Telematica.pdf.
- Parks, G., R. Boyd, J. Cornish y R. Remick. 2014. “Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status

- and Costs: Systems Integration.” <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64107.pdf>. Accedido el 15 de julio de 2020.
- PEN 2040. “Política Energética Nacional 2040.” <https://www.itaipu.gov.py/es/pagina/politica-energetica-nacional-2040-0>.
- Powertech. “Hydrogen Fueling Stations.” Powertech Labs.
- Pratt, Joseph, Danny Terlip, Chris Ainscough, Jennifer Kurtz y Amgad Elgowainy. 2015. “H₂FIRST Reference Station Design Task: Project Deliverable 2-2.” https://www.agora-energie.wende.de/fileadmin2/Blog/2019/Electrolysis_manufacturing_Europe/2019-11-08_Background_paper_Hydrogen_cost.pdf. Accedido el 15 de julio de 2020.
- Rivarolo, M., S. Marmi, G. Riveros-Godoy y L. Magistri. 2014. “Development and assessment of a distribution network of hydro-methane, methanol, oxygen and carbon dioxide in Paraguay.” *Energy Conversion and Management* 77:680–89. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.09.062>.
- Rivarolo, Massimo, Gustavo Riveros-Godoy, Loredana Magistri y Aristide F. Massardo. 2019. “Clean Hydrogen and Ammonia Synthesis in Paraguay from the Itaipu 14 GW Hydroelectric Plant.” *ChemEngineering* 3 (4): 87. <https://doi.org/10.3390/chemengineering3040087>.
- Rivas, María Eugenia, Ancor Suárez-Alemán y Tomás Serebrisky. 2019. “Stylized Urban Transportation Facts in Latin America and the Caribbean.”
- Sánchez, Juan David. 2020. “OPS/OMS | Contaminación del aire ambiental exterior y en la vivienda: Preguntas frecuentes.” Accedido el 20 de septiembre de 2020.274Z. https://www.paho.org/hq/index.php?option=com_content&view=article&i-
- [d=14454:ambient-and-household-air-pollution-and-health-frequently-asked-questions&Itemid=72243&lang=es](https://www.paho.org/hq/index.php?option=com_content&view=article&id=14454:ambient-and-household-air-pollution-and-health-frequently-asked-questions&Itemid=72243&lang=es).
- Sera GmbH. “Hydrogen Refuelling Stations.” Accedido el 16 de julio de 2020. <https://www.sera-web.com/hydrogen>.
- Sommariva, Corrado. 2010. *Desalination and Advanced Water Treatment: Economics and Financing*. Hopkinton, Mass. Balaban Desalination Publ. https://www.ande.gov.py/documentos/plan_maestro/PM_2016_2025_Gen_Trans_Distrib_Teleumatica.pdf.
- STP. 2014. “Plan Nacional de Desarrollo Paraguay 2030.” <https://www.stp.gov.py/pnd/wp-content/uploads/2014/12/pnd2030.pdf>.
- VMME. 2019. “Balance Energético Nacional 2018: En términos de Energía Final.”
- WITS. 2018. “Export by Paraguay All Products in US\$ Thousand 2010 - 2018 | WITS | Data.” Accedido el 22 de junio de 2020. <https://wits.worldbank.org/CountryProfile/en/Country/PRY/StartYear/2010/EndYear/2018/TradeFlow/Export/Indicator/XPRT-TRD-VL/Partner/WLD/Product/Total#>.
- Zander S. Venter, Kristin Aunan, Sou-rangsu Chowdhury y Jos Lelieveld. 2020. “COVID-19 Lockdowns Cause Global Air Pollution Declines.” *PNAS*. <https://doi.org/10.1073/pnas.2006853117>.





Ministerio de
**OBRAS PÚBLICAS
Y COMUNICACIONES**
Viceministerio de
MINAS Y ENERGÍA