



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Proyecto de viabilidad de Power-to-Gas: Producción de gas natural sintético en Manaure, La Guajira – Colombia

Autor: Rodolfo Rafael Iguarán Uriana

Tutor: Cristian Fábrega Gallego

Curso académico: 2020 – 2021

Máster en Energías Renovables y
Sostenibilidad Energética

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:



Agradecimientos

Al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Colombia (Minciencias), a la Gobernación del departamento de La Guajira, Colfuturo y el programa de Formación de capital humano de alto nivel para las regiones, por haberme otorgado una beca y apostar por el desarrollo académico investigativo de muchos guajiros más, en especial a los miembros de la Nación Wayuu.

A mis padres, hermanos y amigos de la empresa EMAC LTDA, que fueron de mucho apoyo emocional durante todo el proceso, en medio de la pandemia de la COVID-19.

A ti madre Gloria Uriana Epinayu, estás viva en mi corazón, gracias por tus años junto a nosotros, eres ejemplo de liderazgo y fortaleza ante la vida.

A mis compañeros de clase y docentes del Máster de la Universitat de Barcelona (MERSE) que de una u otra forma aportaron desde su enseñanza, crítica y guía a mi formación.

Agradezco a mi tutor Cristian Fábrega Gallego por su acompañamiento, disposición y dedicación en todo momento para el desarrollo de este trabajo de final de máster (TFM).

Resumen

El interés en los gases renovables se ha incrementado en la actualidad, debido a la disminución de los costes de construcción de centrales de energía solar fotovoltaica y eólica, lo cual permite que hoy en día estas dos fuentes tengan mayor penetración en el mix energético, y la instalación de proyectos más grandes y su complementariedad con la tecnología Power-to-Gas para aprovechar el excedente de la generación de electricidad.

El presente trabajo trata sobre el análisis tecno-económico de una planta híbrida que combina la tecnología eólica y solar fotovoltaica para generar electricidad renovable, la cual se convertirá en hidrógeno verde mediante la electrólisis de agua, para finalmente producir gas natural sintético (SNG) y su inyección en el gasoducto del nodo Guajira.

El parque eólico y la granja solar fotovoltaica, se dimensionaron según las características y potenciales del recurso renovable del municipio de Manaure – La Guajira (Colombia), con la finalidad de determinar el coste nivelado de energía (LCOE) para un sistema híbrido eólico-solar, el factor de capacidad se ubica en el rango 44 – 48%. Por último se dimensiono la planta de Power-to-Gas para operar 12 horas al día, dado que las instalaciones de PtG requieren muchas horas de carga completa y electricidad renovable económica, por lo que se necesita una utilización de la capacidad de al menos 3 000 – 4 000 horas/año debido al alto costo fijo.

El emplazamiento del proyecto, utilizando datos conservadores permite 4 236 horas/año de trabajo de las unidades de la planta piloto de Power-to-Gas, equivalentes a 11.6 horas/día con energía eléctrica proveniente del parque eólico y 1 590 horas/año de operación utilizando solo electricidad de la granja solar FV; lo anterior permite que el Departamento de La Guajira por sus abundantes recursos de energía renovable sea atractiva para la producción de hidrógeno verde y combustibles sintéticos en el mediano y largo plazo, considerando la caída en costes de los electrolizadores hacia el horizonte 2050.

Palabras clave: Sistema híbrido, hidrógeno verde, gas natural sintético, electrólisis, metanación, La Guajira.

Abstract

The interest in renewable gases has increased at present, due to the decrease in the construction costs of solar photovoltaic and wind power plants, which today allows these two sources to have greater penetration in the energy mix, and the installation of larger projects and their complementarity with Power-to-Gas technology to take advantage of surplus electricity generation.

This project deals with the techno-economic analysis of a hybrid plant that combines wind and solar photovoltaic technology to generate renewable electricity, which will be converted into green hydrogen through the electrolysis of water, to finally produce synthetic natural gas (SNG) and its injection into the Guajira node gas pipeline.

The wind farm and the photovoltaic solar farm were sized according to the characteristics and potential of the renewable resource of the municipality of Manaure - La Guajira (Colombia), in order to determine the levelized cost of energy (LCOE) for a hybrid wind-solar system, the capacity factor is in the range 44 – 48%. Lastly, the Power-to-Gas plant was sized to operate 12 hours a day, since PtG facilities require many hours of full load and economical renewable electricity, therefore a capacity utilization of at least 3 000 – 4 000 hours / year is required due to the high fixed cost.

The project site, using conservative data, allows 4 236 hours / year of work for the Power-to-Gas pilot plant units, equivalent to 11.6 hours / day with electrical energy from the wind farm and 1 590 hours / year of operation using only electricity from the solar PV farm; this allows the Department of La Guajira, due to its abundant renewable energy resources, to be attractive for the production of green hydrogen and synthetic fuels in the medium and long term, considering the fall in electrolyzer costs towards the 2050 horizon.

Keywords: Hybrid system; green hydrogen; synthetic natural gas; electrolysis; methanation; La Guajira

Índice del documento

1. Introducción	9
2. Descripción del caso de estudio	10
2.1. Contextualización del proyecto.....	10
3. Estado del arte de la tecnología Power-to-Gas.....	13
3.1 Conceptos generales	13
3.1.1 Transición Energética en el sector eléctrico	15
3.2 Equipos y componentes del sistema Power-to-Gas.....	17
3.2.1 Electrolizador	17
3.2.2. Reactor de metanación	17
4. Dimensionamiento del sistema híbrido de energía eólica-solar FV.....	18
4.1 Ubicación	19
4.2 Análisis del emplazamiento	19
4.3 Caracterización del potencial energético del viento.....	20
4.3.1 Modelización de la distribución de velocidades	20
4.3.1.1 Variación de los parámetros de Weibull con la altura	21
4.3.1.2 Potencia y energía eólica disponible.....	21
4.3.2 Selección de Aerogeneradores	22
4.3.2.1 Cálculo de la energía producida por un aerogenerador	23
4.4 Caracterización del potencial energético solar fotovoltaico	24
5. Análisis de viabilidad técnica del proyecto	25
5.1 Dimensionamiento de la Planta Power-to-Gas.....	28
6. Análisis Económico	30
6.1 Análisis de costes del Sistema híbrido eólico-solar FV.....	30
6.1.1 Estimación del Coste nivelado de energía eléctrica (LCOE)	33
6.2 Análisis de costes de la Planta Power-to-Gas	34
6.2.1 Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (LCOSNG)	35
6.3 Análisis de sensibilidad	36
7. Conclusiones.....	38
8. Referencias.....	39

Índice de figuras

Figura 1. Potencial técnico estimado para la energía eólica marina en Colombia [23].	11
Figura 2. Localización de proyectos de parques eólicos onshore en el departamento de La Guajira [16].	12
Figura 3. Ruta de conversión potencial para la producción de gas natural sintético.	13
Figura 4. Visión simplificada del acoplamiento entre redes de gas y electricidad [29].	13
Figura 5. Vías entre portadores de energía [30].	14
Figura 6. Comparación de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía con respecto al tiempo de descarga y capacidad [49].	16
Figura 7. Diagrama Sankey - Ruta prometedora del gas natural sintético para el almacenamiento de energía renovable del sol y el viento [12, 50].	16
Figura 8. Esquema de una instalación típica de P2G.	17
Figura 9. Conceptos de reactores para la producción de SNG [56].	18
Figura 10. Localización del emplazamiento (modificación, Fuente: IGAC)	19
Figura 11. Densidad de probabilidad y Distribución acumulada de Weibull.	20
Figura 12. Distribución de Weibull a distintas alturas.	21
Figura 13. Densidad de energía eólica disponible anualmente y la velocidad v_{mp} .	22
Figura 14. Tabla IEC 61400-1 -Parámetros básicos para clases de aerogeneradores.	22
Figura 15. Curvas de densidad de probabilidad y potencia eléctrica aerogenerador Nordex: N100/3300.	23
Figura 16. Sistema colombiano de gasoducto troncales [66].	26
Figura 17. Esquema del caso de estudio considerado para el TFM.	29
Figura 18. La cadena para la producción de metano y eficiencias - Diagrama Sankey (Adaptado) [70].	29
Figura 19. Diagrama de bloques del proceso Planta Piloto Power-to-Gas	30
Figura 20. Estructura orientativa de costes del coste total de inversión de parque eólicos [76]	31
Figura 21. Estructura orientativa de costes del coste total de inversión de parque solares [79]	32
Figura 22. Inputs y variables incluidos en el modelo para calcular el LCOE del combustible gaseoso producido [83].	35
Figura 23. Coste del gas natural sintético y los combustibles líquidos en céntimos por kilovatio hora (ct/kWh) de producto final (sin cargos de red ni costes de distribución) [80]	37

Índice de tablas

Tabla 1. Datos de localización	19
Tabla 2. Parámetros de la distribución de Weibull c y k, Fuente: Atlas de viento de Colombia, 2017	20
Tabla 3. Parámetros de interés para cálculos energéticos, a partir de k=3 y c=6 m/s	21
Tabla 4. Densidad media de potencia eólica disponible a diferentes alturas	21
Tabla 5. Densidad de energía disponible anual	22
Tabla 6. Densidad de energía disponible anual	23
Tabla 7. Característica del sistema fotovoltaico	24
Tabla 8. Especificaciones de los paneles seleccionados.....	24
Tabla 9. Comparación factor de planta (CF)	26
Tabla 10. Coste de CO ₂ de las diferentes fuentes	27
Tabla 11. Características del Reactor de metanación - Unidad de demostración STORE&GO	28
Tabla 12. Parámetros de operación de Planta de Metanación propuesta para el proyecto	28
Tabla 13. Parámetros de operación de la Planta de Electrólisis propuesta para el Proyecto.....	28
Tabla 14. Costes asumidos de inversión en energías renovables (€ ₂₀₁₇ /kW).....	32
Tabla 15. Costes operativos asumidos	32
Tabla 16. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Parque eólico	33
Tabla 17. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Granja solar	33
Tabla 18. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Sistema híbrido eólico-solar	33
Tabla 19. Estimación del coste nivelado de energía LCOE (€/kWh)	33
Tabla 20. CAPEX – Planta Power to Gas, valore de referencia para 2021.....	34
Tabla 21. OPEX – Planta Power to Gas	34
Tabla 22. OPEX – Costes de reemplazo de componentes de las unidades – PtG.....	35
Tabla 23. Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (€/kWh) a partir del coste anual de electricidad (€/kWh) del Sistema híbrido Eólico-solar FV año 2020.....	36
Tabla 24. Reducción de costes de inversión en los equipos principales de la planta PtG	37
Tabla 25. Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (€/kWh) a partir del coste anual de electricidad (€/kWh) del Sistema híbrido Eólico-solar FV	37

Listado de anexos

ANEXO A: Resumen perspectivas de la cadena de valor de Hidrógeno

ANEXO B: Resumen características de los tres tipos de electrolizadores

ANEXO C: Resumen caracterización del viento del Departamento de La Guajira

ANEXO D: Hoja técnica | Aerogenerador

ANEXO E: Dimensionamiento de la granja solar FV

ANEXO F: Hoja técnica | Panel solar FV e inversor

ANEXO G: Conversiones útiles y propiedades termodinámicas

ANEXO H: Ficha técnica | Gases: Hidrógeno, Dióxido de carbono, Metano y Gas Natural

ANEXO I: Cálculo del coste nivelado de energía (LCOE) – Planta Power-to-Gas

1. Introducción

Las energías renovables (EERR) juegan un papel fundamental dentro del desarrollo sostenible de un país, en relación a esto, las naciones que son potencia a nivel mundial, han ido diversificando su matriz energética a fin de descarbonizar y ser más amigables ambientalmente. Este reto ha derivado en el posicionamiento de algunas fuentes de energías renovables a partir de las tecnologías hidroeléctrica, eólica onshore, solar y biocombustible sólido, tal como indican los datos estadísticos de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), en el escenario de generación eléctrica a nivel global y capacidad instalada [1].

Según el libro anual de estadísticas de capacidad renovable 2021 de IRENA [2], la capacidad total instalada mundial de EERR alcanzó los 2 779 GW, y a nivel global China y Estados Unidos encabezan el ranking, mientras que Colombia ocupa la posición 27 con un total de 13 549 MW; esta organización sostiene que las fuentes de energía renovable siguen dominando las nuevas incorporaciones a la matriz mundial de generación de energía eléctrica durante el año 2020.

Hoy en día, la disminución de los costes de la tecnología eólica y fotovoltaica [3], permiten que estas dos fuentes de energía variables, tengan mayor penetración en el sistema energético y la construcción de centrales cada vez más grandes, lo cual puede ocasionar exceso de producción y en caso de no existir o disponer de suficiente capacidad de almacenaje, suponen pérdidas de ingresos y vertido de recurso renovable, tal como ocurrió en Alemania y Dinamarca en el año 2020, que produjeron más electricidad de la que consumieron y ese problema se resolvió con la parada de parques eólicos [4, 5].

Asimismo, la generación eólica y fotovoltaica es fuente de energía eléctrica de coste variable cercano a cero, por lo tanto, desplaza la utilización de las centrales térmicas y las demás convencionales debido a que son más baratas, pero presentan algunos inconvenientes, no pueden seguir la demanda, es poco gestionable y de predictibilidad limitada a mediano y largo plazo [6], dado que no está siempre disponible y esto implica contar con generación de respaldo que pueda suplir durante los periodos en los que no hay suficiente viento o brillo solar; este aspecto ha sido objeto de investigaciones [7-9] y la solución que se vislumbra para este problema es el almacenamiento de la energía eléctrica, y las opciones de almacenamiento son de tipo Mecánica, Química, Electroquímica, Electromagnética y Térmica [10, 11].

Con base a lo anterior, la solución de almacenamiento de energía eléctrica relacionado y en el que se centra el presente estudio es el químico y según la literatura revisada, bajo el concepto de la tecnología Power-to-Gas (PtG), se puede lograr la conversión de la electricidad generada a gran escala en gases renovables y su acumulación geológica [12, 13] para su uso posterior a largo plazo o inyección en gasoductos, de este modo, a través del P2G se interconecta la red eléctrica con la red gasista, lo que permite obtener beneficios sinérgicos de ambas infraestructuras [5, 7]; en este caso, el punto de partida es el hidrógeno verde o electrolítico, vector energético y debido a sus características y a su versatilidad es catalogado como el nuevo petróleo [14], es la base para la creación de otros combustibles sintéticos y facilita la descarbonización de aquellos sectores de la economía donde se requiere otra acción diferente a la electrificación. Para este trabajo de fin de máster se estudió la tecnología P2G para la producción de gas natural sintético.

2. Descripción del caso de estudio

El presente proyecto de investigación trata de la viabilidad técnica y económica de un proyecto piloto de Power-to-Gas (PtG), acoplado a un sistema híbrido de energía eólica y solar FV para satisfacer la demanda energética de los procesos de electrólisis y metanación. Para ello se hizo el estudio de vientos y radiación solar, luego el dimensionamiento del parque eólico, granja solar y la planta PtG, con el propósito de obtener como producto final gas natural sintético y su inyección en la red de gasoducto de Colombia desde el nodo Guajira.

2.1. Contextualización del proyecto

El departamento de La Guajira está ubicado en la parte más septentrional de Colombia, se divide en tres subregiones geográficas denominadas Alta, Media y Baja [15]; caracterizadas de acuerdo a su vegetación, clima, topografía y economía, en este orden de ideas, se considera como la Alta Guajira (norte) la zona semidesértica y de limitada actividad industrial, la Media Guajira (centro) es agropecuaria y comercial, finalmente está la baja Guajira (sur) dedicada a la agricultura y ganadería; paralelo a esto existe la explotación a gran escala de recursos no renovables de origen fósil. También, llegan los alisios del nordeste, vientos del Este y del Norte con alta regularidad y velocidad especialmente a la Alta y Media Guajira [16], que causa erosión.

La economía actual del departamento tiene como base principal la producción primaria de carbón, gas natural y sal marina; además, para la explotación carbonífera se ha desarrollado una moderna infraestructura privada y equipamientos extractivos, portuarios y de transportes ferroviarios [17].

De acuerdo con lo anterior, se desarrolla una economía puramente extractiva, la cual produce un significativo flujo de regalías por concepto de la actividad minera en el departamento, pero estas aún no se han traducido en un desarrollo social y territorial satisfactorio, dado que a nivel nacional ocupa el segundo lugar con mayor pobreza monetaria en el país [15]; además, los recursos no renovables tienden a decaer, tal es el caso de la producción de gas natural, que registra una tendencia decreciente desde el año 2012 hasta la fecha.

Por otro lado, a nivel global se ha vuelto tendencia el pro ambientalismo, la presión social para combatir la crisis climática [18] y la reducción de la huella de carbono de las organizaciones en razón a los tratados y protocolos internacionales, para citar un ejemplo, es el caso del Acuerdo de París firmado por 195 naciones, tiene como objetivo “Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático” [19], el cual entró en vigor el 4 de noviembre de 2016, esto ha hecho que muchos países centren su atención en el fomento, la producción de energías renovables y la descarbonización de su economía, lo que implica, una reducción gradual del consumo de combustibles fósiles. Colombia por su parte, ratificó este acuerdo el 12 de julio de 2018 y se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 51% para el año 2030 (contribución determinada a nivel nacional actualizado en 2020) [20].

Teniendo en cuenta el nuevo Plan de Desarrollo Departamental 2020-2023, el cual reafirma que La Guajira tiene las condiciones naturales y de localización geográfica para que se pueda desarrollar proyectos de generación eólica y solar a gran escala, considerando que sus vientos alcanzan rangos entre los 5 y 11 m/s durante todo el año y la radiación supera en un 60% del promedio mundial, la cual permite generar energía a razón de 6 a 7 kWh/m²/día [21].

Según datos de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el potencial eólico onshore de La Guajira se puede traducir en una capacidad instalable del orden de 18 GW eléctricos [22] y el potencial offshore aún no ha sido cuantificado por el gobierno nacional, pero según estimaciones del Programa de desarrollo eólico marino del Grupo del Banco Mundial, indican que la costa Caribe Colombiana tiene un potencial de 109 GW dentro de los 200 kilómetros de la costa: energía eólica marina fija 31 GW y flotante 78 GW [23], cómo se ilustra en la figura 1.

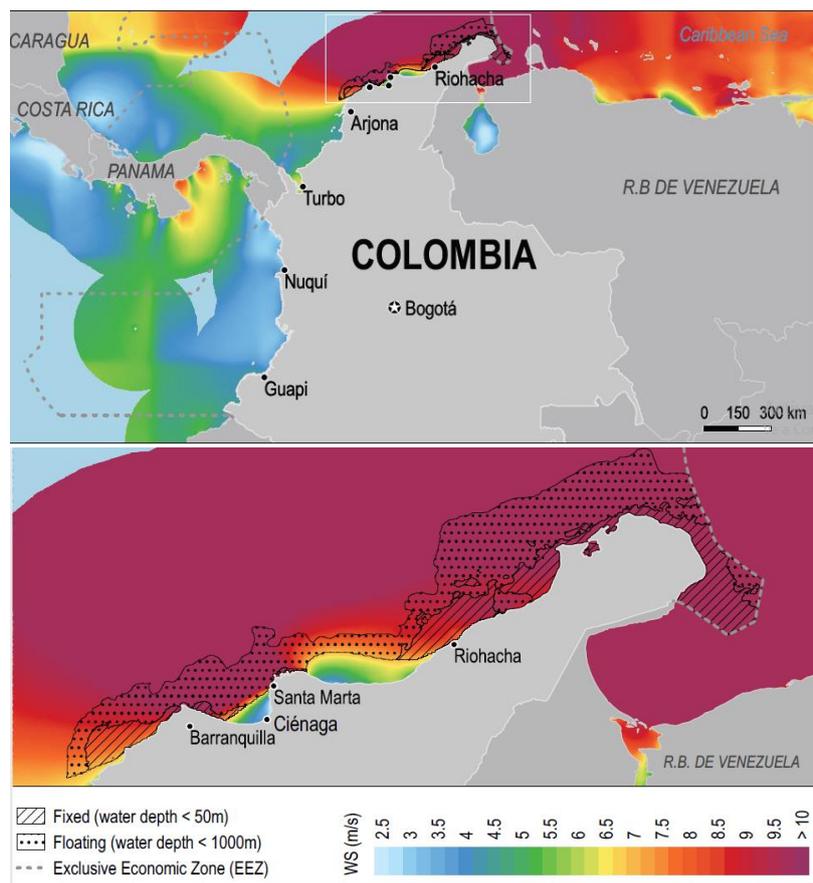


Figura 1. Potencial técnico estimado para la energía eólica marina en Colombia [23].

Actualmente en el departamento de La Guajira se evidencia un limitado aprovechamiento de su potencial eólico onshore y offshore, asimismo la radiación solar para la producción de energía limpia y la utilización de las mismas para la satisfacción de las necesidades energéticas tanto a nivel local como nacional. Esto se debe a un bajo nivel de conocimiento de la población o falta de información sobre parques eólicos, granjas solares y de las nuevas tendencias de las energías renovables a nivel mundial; barreras culturales y la falta de voluntad política de los tomadores de decisión para apoyar este tipo de proyectos, que tiene un potencial de creación de empleo, también contribuye a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y del buen vivir.

La energía eólica ha experimentado importantes progresos técnicos y económicos, siendo una tecnología madura [24], se han mejorado significativamente aspectos tales como el mantenimiento, la integración de la energía renovable a la red eléctrica, la adaptación del diseño de aerogeneradores a las características del emplazamiento, la regulación y control, avances en el almacenamiento y la economía de escala que permite una disminución de los costes de instalación e incremento de la capacidad instalada a nivel global; además existe la posibilidad de combinación con energía solar fotovoltaica, formando un sistema híbrido. Por lo tanto, está y otras razones hacen de la eólica una de las energías renovables con gran desarrollo en los últimos años.

En Colombia se instaló el primer parque eólico onshore en el año 2004, denominado “*Jepírachi*”, se trató de un proyecto piloto de las Empresas Públicas de Medellín (EPM) ubicado en el departamento de La Guajira, el cual hace parte del “Programa de investigaciones, proyectos y actividades coordinadas para el desarrollo eólico futuro a gran escala en Colombia”, donde se adquirió experiencia y conocimientos sobre esta tecnología [25].

El parque eólico “*Jepírachi*” está conformado por 15 aerogeneradores marca Nordex N60/1300 con una potencia nominal unitaria de 1 300 kW, para un total de 19.5 MW de capacidad instalada. Los aerogeneradores están compuestos por un rotor de 60 metros de diámetro y un generador instalado sobre una torre de 60 metros de altura. Están distribuidos en dos filas de 8 y 7 máquinas respectivamente, separadas aproximadamente 1 000 metros [25].

Con base a lo expuesto anteriormente, el presente proyecto de investigación pretende dar los primeros pasos sobre la implementación de la tecnología Power-to-Gas en el departamento de La Guajira, en base al análisis de la viabilidad técnica y económica de la instalación de una Planta Piloto de Generación de gas natural sintético en el Municipio de Manaure a partir de la conversión de la energía eléctrica eólica y solar en hidrogeno verde, con miras a futuro aprovechar el potencial de la región; considerando que para el año 2022 empiezan a operar los primeros parques eólicos conectados a la red del Sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN), y según lo que está en trámite, en 2031 se tendrán 65 parques con más de 2 500 aerogeneradores, cómo se muestra en la figura 2 y una inversión que puede superar 6 000 millones de dólares [21].

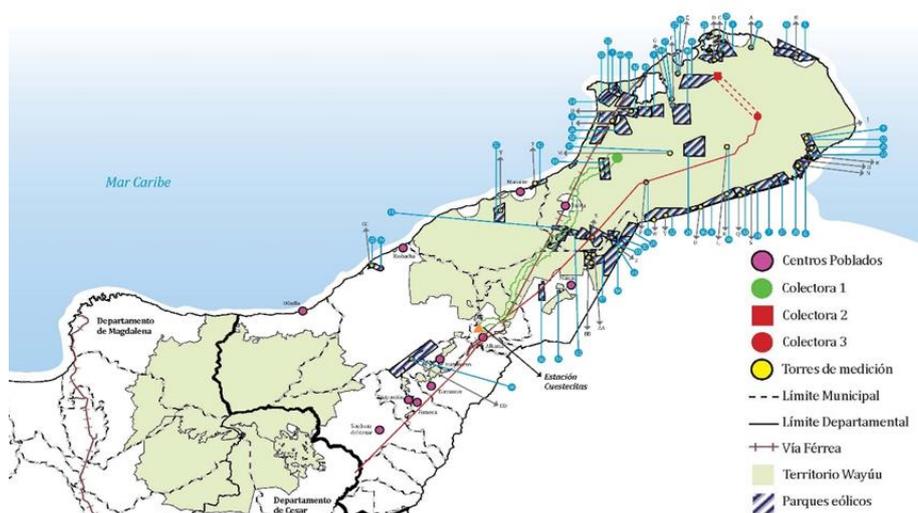


Figura 2. Localización de proyectos de parques eólicos onshore en el departamento de La Guajira [16].

3. Estado del arte de la tecnología Power-to-Gas

3.1 Conceptos generales

El término Power-to-Gas (PtG / P2G) se refiere a la conversión de la energía eléctrica en energía química en forma de gases, ya sea en hidrógeno o metano (portadores de energía), para su posterior almacenamiento y uso [26]; en este orden de ideas, para la producción de gas natural sintético a partir de hidrógeno verde se requiere de tres etapas como se ilustra en la figura 3.



Figura 3. Ruta de conversión potencial para la producción de gas natural sintético.

Etapa 1 Fuentes de energía renovable para producir electricidad sin emisiones de CO₂, etapa 2, la electricidad se usa para producir hidrógeno verde (H₂) a partir de la electrólisis del agua (H₂O) y en la etapa 3 se necesita una fuente de dióxido de carbono (CO₂) para producir metano (CH₄) que puede considerarse como gas natural sintético (SNG, por sus siglas en inglés), a partir de la hidrogenación de CO₂ y este proceso se denomina metanación [27, 28].

La técnica Power-to-Gas facilita la integración entre la generación de electricidad renovable y la producción de portadores de energía, estos últimos, finalmente permitirán una mayor utilización de la energía renovable como se ilustra en la figura 4, por lo tanto, el acoplamiento entre el sector gasista con el sector eléctrico, permite mejorar la gestionabilidad de todo el sistema energético, dado que los gases renovables aportan almacenabilidad y transportabilidad, además sinergia como se muestra en la figura 5.

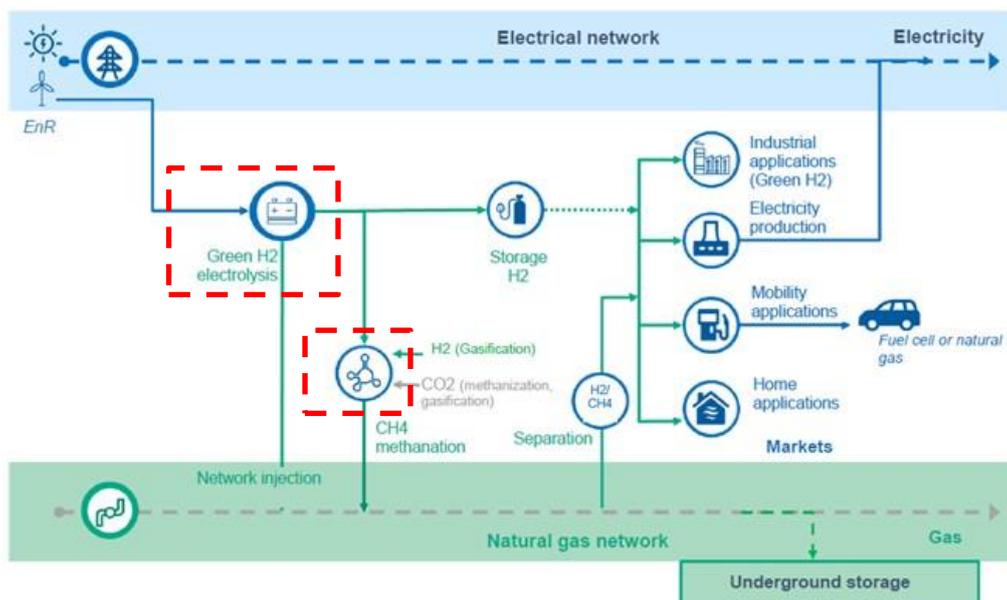


Figura 4. Visión simplificada del acoplamiento entre redes de gas y electricidad [29].

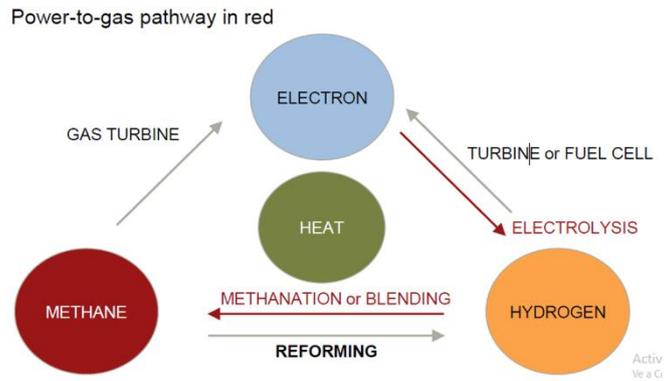
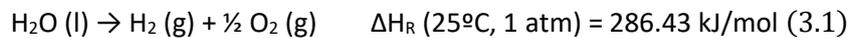


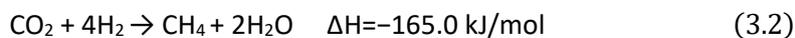
Figura 5. Vías entre portadores de energía [30].

Por otro lado, la tecnología Power-to-Gas para la producción de gas natural sintético involucra dos pasos o procesos químicos denominados: electrólisis y metanación.

La electrólisis del agua: según la ecuación (3.1), es una reacción electroquímica en la que se utiliza la corriente continua (CC) para producir hidrógeno y oxígeno de forma independiente y en estado gaseoso a partir del agua; y el equipo necesario para lograr esta conversión es el electrolizador, el cual debe presentar una eficiencia, flexibilidad y tiempo de vida adecuados para que el rendimiento sea máximo [26].



La metanación: puede ser de tipo biológica o química, esta última también conocida como reacción de Sabatier sigue la ecuación (3.2), donde ΔH es la entalpía de formación, se basa en la hidrogenación catalítica de CO_2 a CH_4 y se encuentra implementada a nivel comercial para la obtención de gas natural sintético [26] e implica un mol de dióxido de carbono por cada cuatro moles de hidrógeno [31]. Con base en los pesos moleculares de CO_2 y metano y en relación con el contenido energético del metano, se requieren 0.2 toneladas de CO_2 para producir 1 MWh de metano [28].



El proceso se opera a temperaturas de 250-400 °C con presiones de 1-80 bar [32], utilizando catalizadores a base de níquel y rutenio [33, 34]. Durante la reacción, aproximadamente el 17% de la energía química del hidrógeno se libera como calor, lo que limita la eficiencia máxima alcanzable al 83%, siempre que no se implemente más uso de calor [35].

Considerando que la reacción de metanación es exotérmica, la conversión más alta se logra a bajas temperaturas, mientras que esto simultáneamente conduce a una cinética reducida. Por lo tanto, de forma análoga a la reacción de cambio de agua y gas, la metanación a menudo se lleva a cabo en dos pasos [13]. Una desventaja de la metanación catalítica es que las impurezas, como el sulfuro de hidrógeno y los siloxanos tienen que ser eliminadas antes de la etapa catalítica [36].

El alcance de este TFM es la conversión del hidrógeno verde en gas natural sintético (SNG), por lo tanto, en el Anexo A se presenta un resumen sobre las perspectivas de la cadena de valor del hidrógeno verde.

3.1.1 Transición Energética en el sector eléctrico

La transición energética en el sector eléctrico implica el cambio significativo del mix energético actual basado en el petróleo, carbón y gas natural hacia uno descarbonizado, con alto predominio de fuentes de energías renovables, es decir, con tendencia cada vez más verde. Esta transformación implica retos y desafíos para el sector eléctrico para mantener la confiabilidad, estabilidad y seguridad energética, similar al ofrecido por los recursos no renovables (combustibles fósiles) para el sistema. Blanco y Faaij en [37], realizaron una revisión de más de 60 estudios sobre modelos de potencia y energía basados en simulación y optimización, analizando las necesidades de almacenamiento de un sistema eléctrico con alta penetración de fuentes de EERR.

Es evidente que la generación de electricidad renovable está creciendo rápidamente, pero actualmente la mayor parte de la electricidad se usa directamente y se almacena una pequeña parte, en lugar de producir gases renovables a gran escala. Para producir grandes cantidades de gas natural sintético, se necesitarían inversiones sustanciales en capacidad de electricidad renovable tal como se discute en [38-41] y el acoplamiento de las plantas de Power-to-Gas [42]. La única ruta viable es el hidrógeno verde producido a partir de fuentes de energía renovables, particularmente la energía eólica y solar [43, 44].

En este orden de ideas, la continua penetración de energías renovables en el sistema energético va a afectar la estabilidad de la red eléctrica, debido a que la producción eléctrica depende de las condiciones climáticas [45], que son aleatorias y fluctuantes [5], por lo cual requiere del uso de amortiguadores o portadores de energía (almacenamiento de energía estacional), y la tecnología emergente que surge como alternativa es el Power-to-Gas, como se explicará más adelante.

Como es sabido, las plantas fotovoltaicas y eólicas no son gestionables al depender de un recurso que no se puede controlar dado que su producción depende de factores como la disponibilidad de radiación solar o de viento en cada momento [3, 6], por lo cual presentan fluctuaciones del suministro, es decir, varían a lo largo del tiempo produciendo picos y valles de energía, sin embargo, gracias a la tecnología Power-to-Gas, estas plantas pueden ser administradas de forma más adecuada y ser consideradas gestionables [26] dado que el almacenamiento puede absorber el exceso de generación y mantener la estabilidad del sistema eléctrico, de igual manera inyectar electricidad al sistema cuando se requiera.

Como se muestra en la Figura 6, la tecnología Power-to-Gas es la opción más importante para almacenar gran cantidad de energía por largo periodo de tiempo [46], además es compatible con la infraestructura existente del gas natural [47], opciones de acumulación en cavernas de sal, acuíferos, yacimientos agotados de petróleo y gas natural [12, 13], tanto el hidrógeno verde como el gas natural sintético sirven como respaldo estacional o como reservas de seguridad energética en ausencia de combustibles fósiles [8, 48] o cuando las condiciones climáticas no sean tan favorables para la generación de energía eólica y solar fotovoltaica.

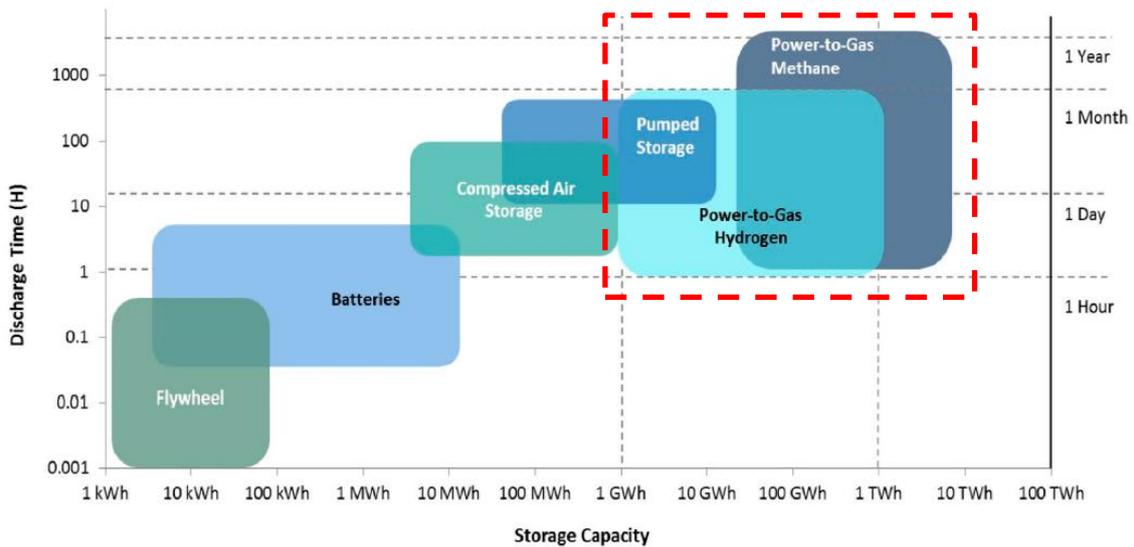


Figura 6. Comparación de los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento de energía con respecto al tiempo de descarga y capacidad [49].

Una de las desventajas de la tecnología Power-to-Gas es la eficiencia de las cadenas de suministro donde la conversión en general aún es baja [46], en cada etapa se gasta demasiado energía; tal como se ilustra en la Figura 7, el cual indica las pérdidas correspondientes a la electrólisis, producción de gas natural sintético y cuando se vuelve a electrificar a través de una turbina de gas de ciclo combinado (reelectrificación), por lo tanto, actualmente la eficiencia general de la cadena alcanza tan solo el 34% [12, 50].

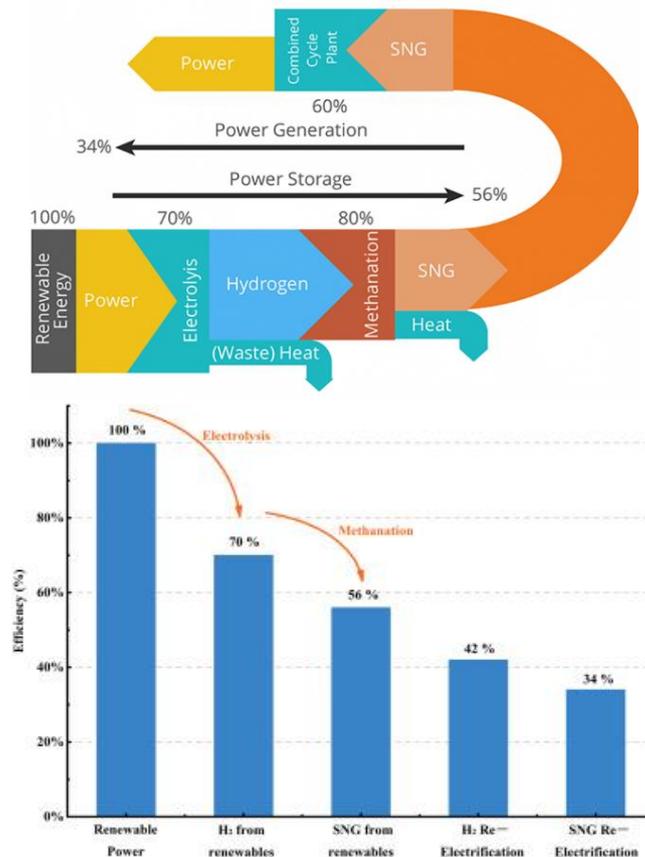


Figura 7. Diagrama Sankey - Ruta prometedora del gas natural sintético para el almacenamiento de energía renovable del sol y el viento [12, 50].

3.2 Equipos y componentes del sistema Power-to-Gas

Para la producción de gas natural sintético se requiere de una fuente de electricidad, agua y dióxido de carbono; se compone de dos equipos principales (electrolizador y reactor de metanación) y equipos auxiliares (compresores, instalaciones de almacenamiento, tuberías, sistema de seguridad de procesos) [7, 13, 45, 51]. Belderbos et al., en [52] proporciona un listado de componentes auxiliares para facilitar el proceso de electrólisis y metanación, aclara que se puede requerir muchos más y el número de componentes dependen de la configuración específica de la planta. En la figura 8, se ilustra un esquema típico de una instalación de P2G.

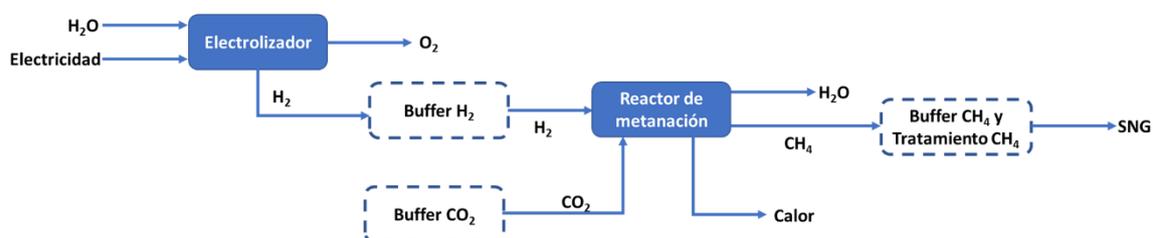


Figura 8. Esquema de una instalación típica de P2G.

A continuación, se realiza una descripción de los dos componentes principales necesarios para poder llevar a cabo la producción de gas natural sintético mediante la técnica Power-to-Gas.

3.2.1 Electrolizador

Según el informe *The Future of Hydrogen* de la Agencia Internacional de Energía (IEA) publicado en junio de 2019 [53], existen tres tecnologías electrolizadoras principales hoy en día: electrólisis alcalina, electrólisis de membrana de intercambio de protones (PEM) y células de electrólisis de óxido sólido (SOEC); se describen los tipos de electrolizadores más comunes en [26].

Un parámetro importante es la eficiencia, que se define como la relación entre el contenido energético del hidrógeno producido y la energía utilizada para producirlo [7]. Los electrolizadores PEM se utilizan con mayor frecuencia para capacidades superiores y alcalinos para menores. Esto probablemente se deba a la cronología de proyectos con tendencias hacia PEM y mayores capacidades de producción de hidrógeno. Los electrolizadores alcalinos SPE (polímero sólido electrolito) solo se utilizan en plantas muy pequeñas, lo que indica una etapa muy temprana de desarrollo técnico [54].

La electrólisis PEM se considera la más adecuada para absorber la producción fluctuante de electricidad de las centrales de energía eólica y solar FV [55]. En el Anexo B, se presenta un resumen acerca de las características de los tipos de electrolizadores principales.

3.2.2. Reactor de metanación

La metanación se puede realizar en reactores tanto biológicos como catalíticos (ver Figura 9) [56]. Jianli et al., en su estudio [12] considera que la metanación adiabática en lecho fijo puede producir eficazmente metano de alto valor.

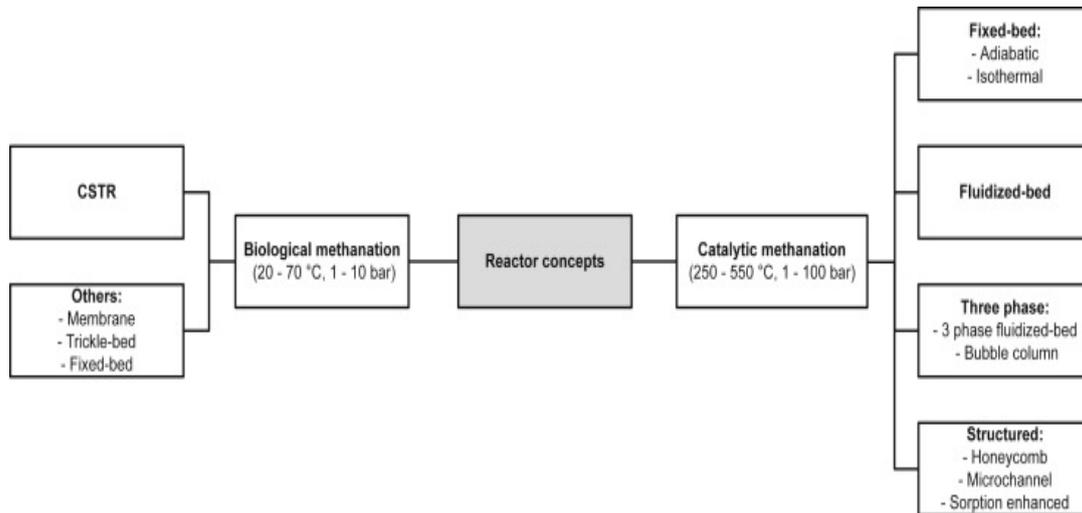


Figura 9. Conceptos de reactores para la producción de SNG [56].

Las principales características de esta reacción son [26]:

- Su exotermicidad, debido a lo cual por cada 1 Nm³ de metano sintético producido por hora, se emite 1.8 kW de calor, por lo que es necesario eliminar el calor generado para evitar la formación de puntos calientes
- La disminución de aproximadamente un 40% del volumen de los gases de reacción debido a la formación de agua
- Es necesario utilizar un catalizador, ya que la reducción del CO₂ cuenta con fuertes limitaciones cinéticas

Vogt et al., en [57] realizó un análisis sobre la reacción de Sabatier y la metanación biológica, además su vínculo con el concepto de Power-to-Gas e importancia en la transición a las energías limpias.

4. Dimensionamiento del sistema híbrido de energía eólica-solar FV

La importancia de la hibridación en los proyectos renovables en el departamento de La Guajira, radica en el máximo aprovechamiento que se les puede dar a las fuentes no convencionales de energías más competitivas a nivel mundial, las cuales se encuentran presentes en el territorio, tales como la eólica y la fotovoltaica. En este capítulo se desarrollará el dimensionamiento de los componentes individuales (parque eólico y granja solar) simulando la operación bajo condiciones locales, se excluyen los estudios de punto de conexión y línea de transmisión.

De acuerdo con la literatura revisada, un sistema híbrido verde es aquel que integra dos o más fuentes de energía renovable para generar electricidad libre de emisiones de CO₂, haciendo uso de un mismo punto de conexión. Aunque la suma de las potencias de los módulos de generación híbrida sea superior a la capacidad de evacuación, la energía vertida nunca puede sobrepasar este límite [58]. La configuración típica comprende varias fuentes de generación ya sea convencional y no convencional, sistema de almacenaje, sistemas de acondicionamiento de la potencia (inversor, rectificadores, reguladores de carga), y sistema de regulación y control.

4.1 Ubicación

Se denominará “Parque eólico y granja solar Tawaya” y será instalado en el Municipio de Manaure, Departamento de La Guajira (Colombia), sobre la costa del mar Caribe dentro de la zona subregión denominada Alta Guajira (ver figura 10).

Tabla 1. Datos de localización

Latitud	Longitud	Elevación	Vida útil
11° 44' 14.06" N	72° 36' 5.34" O	2	30 años

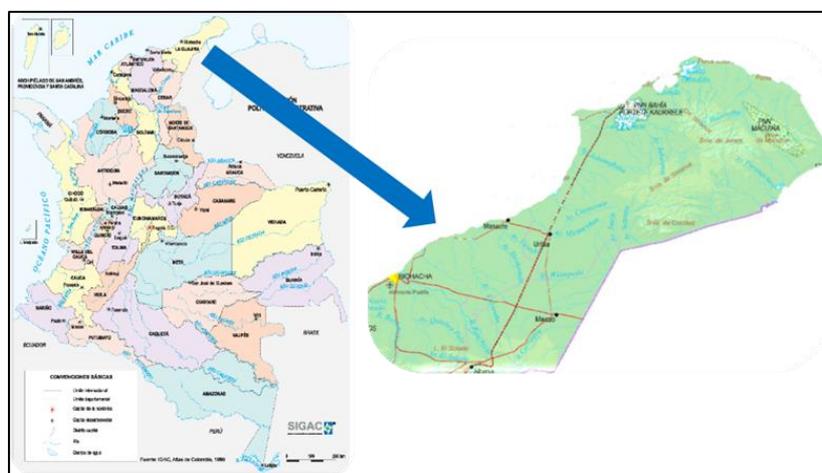


Figura 10. Localización del emplazamiento (modificación, Fuente: IGAC)

4.2 Análisis del emplazamiento

La zona de localización seleccionada para el proyecto, presenta los siguientes aspectos:

- La disponibilidad del terreno, el cual hace parte de la Zona Minera indígena de Manaure, declarado mediante resolución número 18 1087 de 21 de octubre de 2002 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, en favor de la Asociación Indígena Sumain Ichi que agrupa a los sectores de Tawaya, Musichi, Yawacat, Urraichi, Arroyo Limón, Hirtú y Toronjomana [59]; justo en el primer sector mencionado es la localización del proyecto.
- Inspección visual de campo, la zona presenta buenas características para el aprovechamiento eólico, solar FV y una topografía relativamente plana, aunque con algunas diferencias de nivel. El terreno se ubica en el área de influencia de las Salinas marítimas de Manaure y del Resguardo Indígena de la Alta y Media Guajira [59].
- Facilidad para la conexión a la red eléctrica puesto que se halla relativamente cercano a la Subestación eléctrica Ballenas.
- La localización queda cerca de la carretera nacional que une el Municipio de Riohacha con Manaure, es una vía recién asfaltada.
- La zona destinada para el parque eólico y granja solar, se encuentra situada relativamente cerca del Área Protegida Distrito de Manejo Integrado Musichi, y fue establecido mediante Acuerdo No. 031 de diciembre 22 del año 2011, expedido por el Consejo Directivo de la Corporación Autónoma Regional de la Guajira – CORPOGUAJIRA [60].
- La vegetación es muy escasa en el área de interés, en general, la mayoría es de tipo matorral subxerofítico, caracterizado por el dominio de leguminosas mimosoides como trupillo (*Prosopis juliflora*) y varias Cactáceas [60].

- Zona semidesértica de clima cálido árido, el período de mayor precipitación ocurre durante los meses de septiembre, octubre y noviembre, de acuerdo con los promedios mensuales multianuales de la estación meteorológica de Manaure, se estima que en la región se precipitan aproximadamente 459.38 mm en un año. La temperatura promedio aproximado es 29°C con una variación de tan sólo 1.4°C entre el mes más frío y el más cálido. El valor medio anual de la humedad relativa es del 75% [60].

4.3 Caracterización del potencial energético del viento

Para el análisis del recurso eólico, se utilizó el Atlas de viento de Colombia, desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), debido a que en la localización del proyecto no hay instrumentos de medición y la estación meteorológica próxima se encuentra ubicada en el aeropuerto Almirante Padilla de la ciudad de Riohacha; en el Anexo C se presenta un resumen con información detallada sobre la caracterización del viento del Departamento de La Guajira [61] y de la zona de interés.

4.3.1 Modelización de la distribución de velocidades

Según los datos recogidos en el Atlas eólico colombiano, para la localización del proyecto se cuenta con la siguiente información relevante (tabla 2):

Tabla 2. Parámetros de la distribución de Weibull c y k , Fuente: Atlas de viento de Colombia, 2017

Ítem	Rango
Parámetro de forma (k)	3 – 3.5
Parámetro de escala (c)	6 – 7 m/s

Como es sabido, la distribución de Weibull queda definida a partir de dos valores cualesquiera del conjunto: Parámetro de forma (k), Parámetro de escala (c), velocidad media anual, mediana, moda y desviación estándar [24]. En este caso para efectos de cálculos se utilizará el límite inferior del rango indicado en la tabla 2.

Con los parámetros de la densidad de probabilidad de Weibull: $k = 3$ y $c = 6$ m/s, se puede calcular y representar gráficamente la función de distribución de probabilidad $p(v)$ y la acumulada $F(v)$, como se muestra en figura 11, además, distintos parámetros de interés para cálculos energéticos (ver tabla 3).

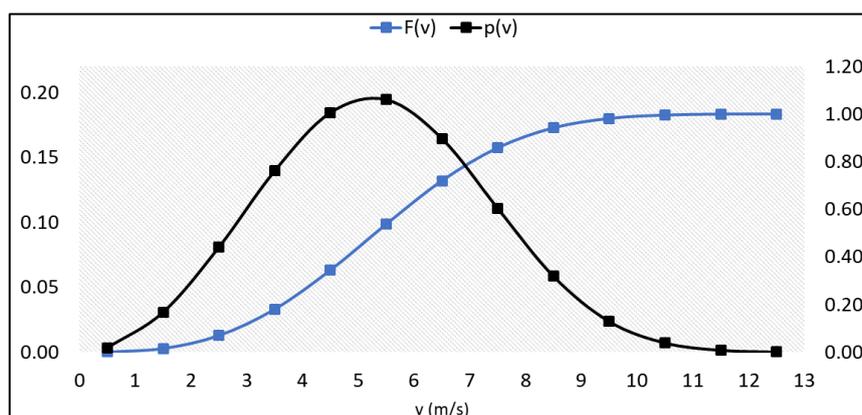


Figura 11. Densidad de probabilidad y Distribución acumulada de Weibull.

Tabla 3. Parámetros de interés para cálculos energéticos, a partir de $k=3$ y $c=6$ m/s

Ítem	Formula	Resultado
Velocidad media anual $\langle v \rangle$	$\langle v \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$ (4.1)	5.36 m/s
Velocidad para la que la densidad de probabilidad de la densidad de potencia es máxima v_{mp}	$v_{mp} = \langle v \rangle \frac{\left(1 + \frac{2}{k} \right)^{1/k}}{\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)}$ (4.8)	7.11 m/s

4.3.1.1 Variación de los parámetros de Weibull con la altura

Cuando se conocen los parámetros de la distribución de Weibull para una altura y se desea estimar sus valores para otra altura, Justus y Milhail desarrollaron unas expresiones aproximadas de naturaleza empírica, cuyo uso no se recomienda para alturas mayores a unos 100 m [24].

Estas expresiones son aproximadas, deben usarse solo para terrenos de baja rugosidad y solo en el caso de no disponer de medidas de viento a la altura deseada [24]. Entonces, a 10 m de altura para una distribución de Weibull con valores de $k=3$ y $C=6$ m/s, el valor de β es 0.21, por lo tanto, los parámetros a 80 m es $k_{80} = 3.67$ y $c_{80} = 9.33$ m/s, a partir de estos datos se estimó la velocidad media anual a dicha altura $\langle v_{80} \rangle = 8.42$ m/s, utilizando las expresiones (4.1).

De igual manera para la altura de 100 m, los parámetros de Weibull y la velocidad media anual a dicha altura, son: $k_{100} = 3.76$, $c_{100} = 9.78$ m/s y $\langle v_{100} \rangle = 8.84$ m/s; en la figura 12 se ilustra la distribución de Weibull a distintas alturas.

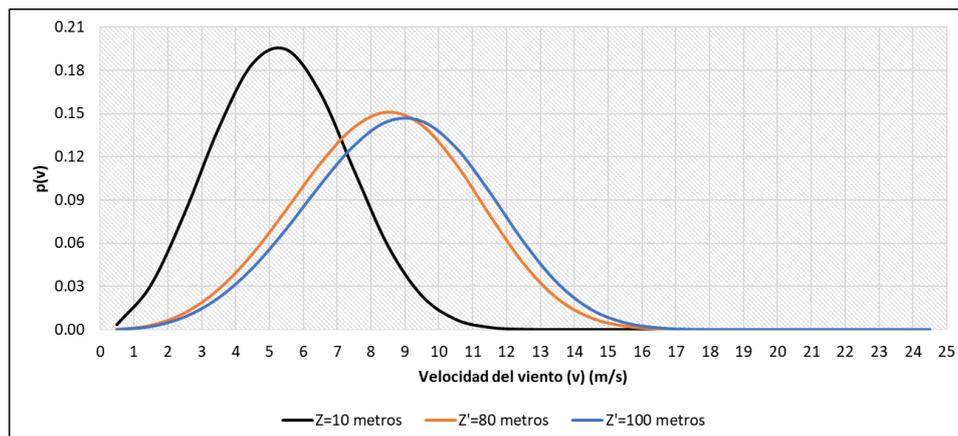


Figura 12. Distribución de Weibull a distintas alturas.

4.3.1.2 Potencia y energía eólica disponible

En la tabla 4 y figura 13, se indica el potencial eólico del emplazamiento del proyecto:

Tabla 4. Densidad media de potencia eólica disponible a diferentes alturas

Formula	Z = 10 m	Z' = 80 m	Z' = 100 m
$\frac{\langle P_d \rangle}{A} = \frac{1}{2} \rho \langle v^3 \rangle$ (4.13)	126 W/m ²	441 W/m ²	504 W/m ²

La densidad de potencia (4.13) depende linealmente de la densidad del aire y del cubo de la velocidad, si la velocidad aumenta un 10%, la densidad de potencia crece 33% [24]. De aquí la

importancia de elevar el buje del aerogenerador a mayor altura sobre el nivel del suelo, dado que la velocidad tiende a crecer con la altura.

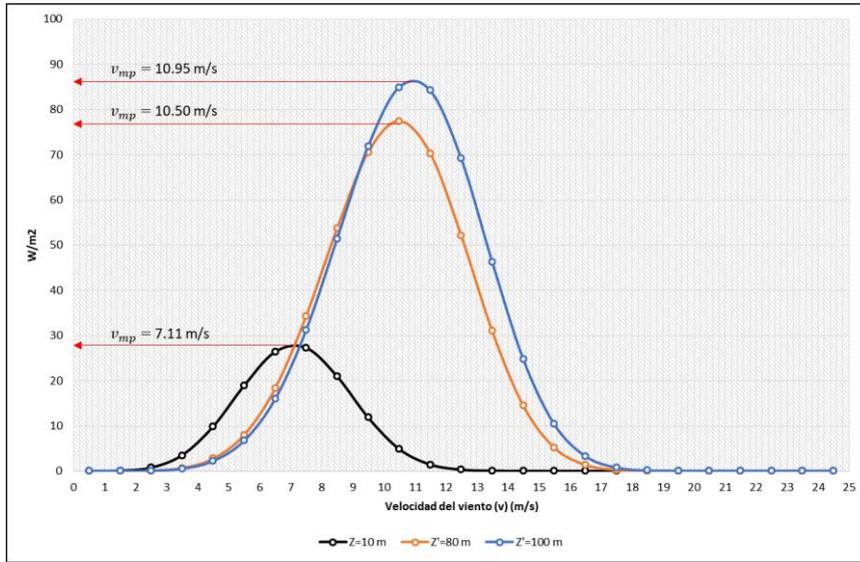


Figura 13. Densidad de energía eólica disponible anualmente y la velocidad v_{mp}

El valor v_{mp} es la velocidad cuya contribución a la densidad de probabilidad de la densidad de potencia eólica disponible es máxima.

El cálculo de la densidad de energía disponible anual se indica en la tabla 5.

Tabla 5. Densidad de energía disponible anual

Formula	Z' = 80 m	Z' = 100 m
$\frac{E_d}{A} = \frac{\langle P_d \rangle}{A} T$ (4.14)	3859 kWh/m ²	4415 kWh/m ²

La densidad de energía eólica disponible (4.14) es la energía total del viento por unidad de área perpendicular a su dirección durante un año [24].

4.3.2 Selección de Aerogeneradores

Los aerogeneradores se diseñan específicamente para un tipo de viento determinado que viene dado por una clasificación estandarizada denominada IEC 61400-1, en función de la velocidad de referencia del emplazamiento, ver figura 14.

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Figura 14. Tabla IEC 61400-1 -Parámetros básicos para clases de aerogeneradores.

La velocidad de referencia se obtiene a partir de la velocidad media anual:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0.2} \quad (4.15)$$

Los aerogeneradores seleccionados tienen una altura de buje de 100 metros y velocidad media anual de 8.84 m/s, por lo tanto, la V_{ref} es igual a 44.2 m/s. Con esa velocidad de referencia cualquier clase de aerogenerador soportaría las ráfagas de viento de la zona, según el Atlas eólicos de Colombia, el promedio de la velocidad máxima del viento multianual se ubica en el rango de 27-30 m/s, ver anexo C, por lo que se elegirán como primera opción modelos de aerogeneradores de clase II, aunque también se puede utilizar los de clase I, teniendo en cuenta los aerogeneradores del parque eólico “Jepírachi” de la Alta Guajira.

4.3.2.1 Cálculo de la energía producida por un aerogenerador

Los aerogeneradores previstos para el proyecto son fabricados por la empresa NORDEX y cuyo modelo es N100/3300, con una potencia nominal (P_N) unitaria de 3300 kW, diámetro de rotor de 99.8 metros (área barrida: 7823 m²) y altura del buje 100 metros. Empiezan a generar electricidad a partir de velocidades de viento muy bajas, ya que arrancan con vientos de 3.5m/s y dan su potencia nominal a 14 m/s y la de desconexión 25 m/s. En el anexo D se presenta la descripción técnica detallada del aerogenerador.

La figura 15 muestra la forma de las curvas de las dos funciones: curva de potencia $P(v)$ del aerogenerador y la densidad de distribución de probabilidad de velocidad $p(v)$, con velocidad media anual de 8.84 m/s a la altura del buje del rotor.

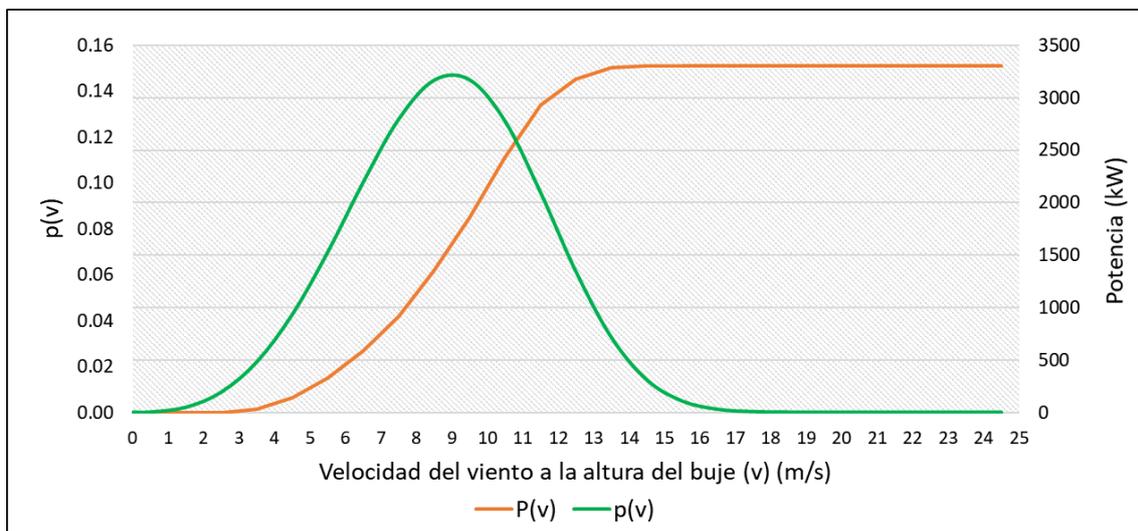


Figura 15. Curvas de densidad de probabilidad y potencia eléctrica aerogenerador Nordex: N100/3300. El cálculo de la energía anual producida por el aerogenerador N100/3300 se indica en la tabla 6.

Tabla 6. Densidad de energía disponible anual

Ítem	Formula	Resultado
Potencia media de funcionamiento	$\langle P \rangle = \sum_i p_i P_i \Delta v_i$ (4.16)	1 629 kW
Energía producida anualmente	$E = \langle P \rangle T$ (4.17)	14.27 GWh
Rendimiento estacional anual	$\eta_{EST} = \frac{\langle P \rangle}{\langle P_d \rangle}$ (4.18)	0.413
Factor de carga	$FC = \frac{\langle P \rangle}{P_N}$ (4.19)	0.494

Tabla 6. Densidad de energía disponible anual

Ítem	Formula	Resultado
Horas equivalentes anuales a plena carga	$HE = FC \times 8760$ (4.20)	4 323 horas/año
Producción específica anual	$\frac{E}{A}$ (4.21)	1 824 kWh/m ²

La energía producida anualmente (E) que se indica en la tabla 6 para el aerogenerador, corresponde a condiciones ideales de trabajo, por lo tanto, debe corregirse con el coeficiente de corrección total de energía (K_t) que se explica en [24] para aproximar a la realidad la energía generada (E_{real}); para el presente proyecto se contempla un factor de corrección (K_t) igual a 0.98.

$$E_{real} = K_t E \quad (4.22), \quad \rightarrow \quad E_{real} = 13.98 \text{ GWh}$$

El parque eólico se dimensiona con 25 aerogeneradores para una potencia nominal instalada de 82.5 MW y una producción de electricidad anual de 349 532 234 kWh.

4.4 Caracterización del potencial energético solar fotovoltaico

Para el análisis del recurso solar, se utilizó la herramienta desarrollada por el instituto JRC "European Commission Joint Research Centre", llamada *PVGIS-Photovoltaic Geographical Information System*, versión 5, y el Atlas de radiación solar de Colombia, desarrollado por el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), ver anexo E.

En la tabla 7 se muestra la característica técnica del sistema fotovoltaico y en la tabla 8 se describe las especificaciones de los módulos fotovoltaicos seleccionados para el proyecto.

Tabla 7. Característica del sistema fotovoltaico

Parámetro	Valor
Potencia pico (KWp) - P _{DC}	15 720
Potencia en AC (KW) - P _{AC}	13 911
Número de módulos FV @ 500W	31 440
Producción anual (kWh)	25 000 000

Tabla 8. Especificaciones de los paneles seleccionados

Parámetro	Valor
Empresa de manufactura	Trina Solar Co., Ltd.
Tipo	Silicio cristalino (Mono-Si)
Modelo	TSM-DE18M(II)
Potencia pico (W)	500
I _{mp} (A)	11.69
V _{mp} (V)	42.8
Eficiencia módulo (%)	20.7

En el anexo F, se presenta la hoja técnica del Panel solar FV e inversor.

5. Análisis de viabilidad técnica del proyecto

El sistema híbrido de energía eólica-solar FV estará conectado a la red para enviar al Sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN), la electricidad restante de la demanda de la Planta piloto de Power-to-Gas; el combustible sintético resultante es 100% renovable, dado que no se estará interactuando con las empresas de servicios públicos, es decir, el coste de la energía para la conversión mediante PtG es exactamente el coste de producción de la electricidad renovable, sin tarifas de servicios eléctricos adicionales ni peajes, además, el número de horas de operación es crucial para la viabilidad de este tipo de iniciativas, en lugar de operar solo con exceso de la producción de las renovables [62].

Para la interconexión del sistema híbrido de energía eólica-solar FV con el Sistema Interconectado Nacional Eléctrico, debe cumplir con algunas normas colombianas, tal es el caso de la nueva Resolución No. 060 de 20 de junio de 2019 [63], expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia, que establece requisitos exigentes para las plantas eólicas y solares fotovoltaicas que inyecten energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales son de mandatorio cumplimiento para garantizar la seguridad y estabilidad de la red eléctrica [64] y también como requisito previo, el cumplimiento de la Resolución No. 167 de 2017 [65] la cual muestra la metodología para determinar la energía firme de plantas eólicas con o sin datos de vientos.

Por otro lado, tras revisar y analizar la información disponible en el sistema de geoservicios de la Unidad de Planeación Minera Energética de Colombia (UPME), el aplicativo Atlas de vientos (<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>), evidenció que el emplazamiento del proyecto cuenta con las condiciones favorables para que se continúe con el proceso de prefactibilidad y la instalación de torres de medición para corroborar que las estimaciones o cálculos estadísticos se aproximan a la realidad, dado que, a 80 metros de altura se tiene un rango mínimo de densidad de energía de 441 W/m^2 como escenario pesimista y como rango máximo 729 W/m^2 en el escenario optimista (Ver anexo C), además se consultó el *Global Wind Atlas* (<https://globalwindatlas.info/>), y los resultados de la revisión de densidad de potencia media se encuentran dentro del intervalo identificado.

La construcción del parque eólico y la granja solar FV no implicará desplazamiento de población, dado que estará ubicado en la zona minera indígena delimitada por el Ministerio de Minas y Energía [59]. Para las condiciones logísticas y el desembarque de equipos requeridos, se coordinará con la empresa El Cerrejón para la utilización de su infraestructura portuaria y ferroviaria, principalmente Puerto Bolívar, dado que es el principal puerto exportador de carbón en Colombia [25].

La potencia eléctrica en corriente alterna (P_{AC}) del sistema híbrido de energía eólica-solar FV es de 96.41 MW, de los cuales, 82.50 MW corresponden al Parque Eólico y 13.91 MW a la Granja Solar FV. En este estudio, también se realizó un análisis de las plantas por separado, para la obtención de valores de factor de capacidad (CF) y el resultado se indica en la tabla 9.

Tabla 9. Comparación factor de planta (CF)

Tipo de planta	Producción anual (kWh)	CF
Parque eólico 82.50 MW	349 532 234	48.36%
Granja solar FV 15.72 MW	25 000 000	18.15%
Sistema híbrido eólico-solar	374 532 234	44.35%

Para el cálculo del factor de capacidad, se dividió la producción energética anual calculada entre la producción energética anual que se podría haber generado con la planta trabajando a su potencia nominal, siguiendo la ecuación 5.1:

$$CF = \frac{\text{Producción energética anual}}{\text{Producción energ. Anual a la potencia nominal}} = \frac{\text{Prod. Eólica} + \text{Prod. Solar FV}}{P_N \times 365 \text{ días} \times 24 \text{ horas}} \quad (5.1)$$

De acuerdo con la tabla 9, la granja solar FV es la que presenta un valor de factor de capacidad más bajo (18.15%), mientras que la del parque eólico es el más alto (48.36%), sin embargo, con la hibridación se obtuvo un FC = 44.35%, el cual permite un mayor número de horas de funcionamiento de la planta Power-to-Gas, sin la presencia de la radiación solar dado que los aerogeneradores pueden funcionar en horas de la noche, de acuerdo con la literatura revisada la energía solar es más barata que las otras fuentes de energías renovables con la desventaja de un reducido factor de planta.

En cuanto a la ubicación del proyecto, se encuentra relativamente cerca del Complejo Ballena, centro de producción y despacho del gas natural extraído de los campos gasíferos offshore y onshore del Departamento de La Guajira, que surte la demanda energética del norte y centro de Colombia. Existen dos gasoductos que se derivan de esa estación hacia el interior del país y dos líneas adicionales para llevar gas natural a los municipios del norte de la península Guajira (ver figura 16) [66]. En este orden de ideas, por la cercanía de la planta Power-to-Gas a la red de gas natural existente, facilita la inyección del gas natural sintético (SNG), además, se puede estudiar la viabilidad para el almacenamiento de hidrógeno [13] en los pozos abandonados del campo Ballena, en caso de requerirse a futuro.



Figura 16. Sistema colombiano de gasoducto troncales [66]

Un aspecto que requiere mayor detalle de análisis es la disponibilidad de agua dulce en la Alta Guajira, dado que no existen cuerpos de aguas como ríos en esa zona, solamente arroyos temporales por acción de la ola invernal, sin embargo, esta preocupación ha sido identificada en el Plan Desarrollo Departamental, dado que la actual administración (2020-2023), sostiene que los proyectos de generación eólica requerirán de agua de uso industrial para la fase de construcción de los parques eólicos; sin embargo, la red hídrica de La Guajira es sencilla, su curso de agua más importante es el río Ranchería, que nace en la Sierra Nevada de Santa Marta y desemboca en el mar Caribe en el Municipio de Riohacha, en cuyo recorrido pasa por 11 municipios; muchas de las corrientes son insuficientes y de curso temporal; entre ellas están los ríos Ancho, Camarones, Tapias, Cañas, Palomino, Jerez, Corumal, María Mina, Villanueva, San Miguel y San Salvador. La Guajira hidrográficamente se divide en tres cuencas. Cesar – Ranchería, Mar Caribe y Golfo de Maracaibo [21].

Para la tecnología Power-to-Gas, el uso del agua desmineralizada y se requiere de forma continua para producir hidrógeno mediante electrólisis, por lo cual para este proyecto se contempla hacer uso de la tecnología de desalación de agua de mar, como complemento, dado que la ubicación de la planta PtG, se encuentra en el área de influencias de las Salinas Marítimas de Manaure, esto permitirá el aprovechamiento de la salmuera, que ha sido la preocupación sobre el impacto ambiental, en este caso, la salmuera no será vertida al mar sino a las piscinas de cristalización, luego de un estudio riguroso sobre la calidad de las mismas.

De acuerdo con la literatura revisada, uno de los aspectos positivos de la producción de SNG es la posibilidad de utilizar CO₂ y, por tanto, de retrasar su liberación a la atmósfera. Las principales fuentes de CO₂ son: CO₂ de la captura de carbono (CC); CO₂ de biomasa, obtenido mediante fermentación, gasificación y combustión; CO₂ de procesos industriales, obtenido como subproducto; CO₂ del aire (DAC, por sus siglas en inglés) [7, 51], en la tabla 10 se indican el rango de costes por tonelada de dióxido de carbono.

Tabla 10. Coste de CO₂ de las diferentes fuentes

Fuente de CO ₂	Coste [€/tco ₂]	Fuente
CO ₂ de la captura de carbono (CC)	20–60	[7, 13]
CO ₂ de biomasa	35–80	[7]
CO ₂ de procesos industriales	45–150	[7]
Captura directa de aire (DAC)	41 – 2 086	[7, 13, 42, 44, 80]

Para el tema de dióxido de carbono (CO₂), en Colombia el proveedor potencial y con amplia experiencia es la empresa LINDE COLOMBIA S.A (<https://www.linde.co/>), el suministro por parte de esta empresa a sus clientes, se realiza de acuerdo al perfil de consumo y ellos diseñan el almacenamiento en la central de gases, y por otro lado, se convierte en un cliente potencial para el consumo del subproducto del proceso de Power-to-Gas, en este caso oxígeno (O₂).

Sin embargo, el proyecto se localiza en una zona donde no existe industrias para aprovechar la captura de carbono (CC), pero la región sí posee un potencial para la creación a futuro de un clúster energético donde se puede construir plantas de biomasa y plantas de regasificación del carbón proveniente de la mina de El Cerrejón para generar hidrógeno azul para la industria petroquímica, y el CO₂ capturado, emplearlo para la mezcla con hidrógeno verde y producir gas natural sintético para cubrir la demanda del sector residencial durante la transición energética

de Colombia. El hidrógeno azul, se obtiene a partir de recursos fósiles (petróleo, carbón y gas natural), mediante procesos de reformado y gasificación pero siguiendo un proceso de captura de carbono.

De acuerdo con lo anterior, la opción viable como fuente de dióxido de carbono para la planta piloto PtG considerando su ubicación es la tecnología de captura directa de aire (DAC), porque en la zona no existe desarrollo industrial para utilizar el CO₂ de la captura de carbono (CC).

5.1 Dimensionamiento de la Planta Power-to-Gas

Para el dimensionamiento de la Planta de PtG, se tomará como base los parámetros del reactor de metanación catalítico del proyecto de demostración STORE&GO¹, ubicado en Falkenhagen, Alemania, ver tabla 11.

Tabla 11. Características del Reactor de metanación - Unidad de demostración STORE&GO

Parámetro	Valor
Tipo de reactor	Catalítico
Tasa de consumo de hidrógeno (Nm ³ H ₂ /h)	210
Tasa de consumo de CO ₂ (Nm ³ CO ₂ /h)	52.5
Producción de SNG (catalítico) (Nm ³ CH ₄ /h)	57

Para el caso de estudio, la capacidad nominal seleccionada para el análisis económico corresponde a la ampliación de aproximadamente 5 veces (ver tabla 12) el de la Unidad de demostración del proyecto STORE&GO, con producción de gas natural sintético a presión y temperatura normales, es un reactor catalítico en forma de panel o nido de abeja.

Tabla 12. Parámetros de operación de Planta de Metanación propuesta para el proyecto

Parámetro	Valor
Tasa de consumo de hidrógeno (Nm ³ H ₂ /h) de la unidad de electrólisis	1 050
Tasa de consumo de CO ₂ (Nm ³ CO ₂ /h)	263
Producción de SNG (catalítico) (Nm ³ CH ₄ /h)	285
Horas de funcionamiento de la Planta de metanación por día (h/día)	12
Producción diaria de la unidad de metanación por día (Nm ³ /día)	3 420
Producción anual de la unidad de metanación (Nm ³ /anual)	1 248 300
Eficiencia del reactor	80%

A partir del requerimiento de la unidad de metanación, se dimensiona la Unidad de electrólisis (ver tabla 13 y figura 17), utilizando un Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM).

Tabla 13. Parámetros de operación de la Planta de Electrólisis propuesta para el Proyecto

Parámetro	Valor
Consumo energético (kWh/Nm ³ H ₂)	5
Tasa de Producción de hidrógeno (Nm ³ /h)	1 050
Horas de funcionamiento de la Planta de electrólisis por día (h/día)	12
Producción diaria de la unidad de electrólisis (Nm ³ /día)	12 600

¹ <https://www.storeandgo.info/>

Tabla 13. Parámetros de operación de la Planta de Electrólisis propuesta para el Proyecto

Parámetro	Valor
Producción anual de la unidad de electrólisis (Nm ³ /año)	4 599 000
Producción anual de la unidad de electrólisis (Kg/año)	413 450
Consumo energético anual (kWh/año)	21 725 425
Tipo de electrolizador	PEM
Potencia nominal (MW)	5
Eficiencia del sistema (HHV ²)	75%
Consumo energético (kWh/kg H ₂)	53
Presión de entrega (bar)	Personalizada

²HHV of hydrogen= 39.41 kWh/kg [67] [68]. "Electrolyzer Power" = HHV/η [69]

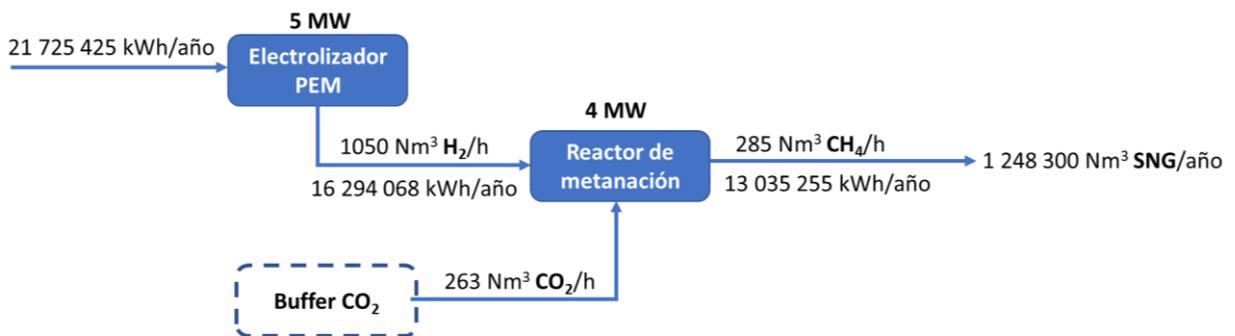


Figura 17. Esquema del caso de estudio considerado para el TFM.

En el anexo G, se presenta un resumen de conversiones útiles y propiedades termodinámicas; y en el anexo H, la ficha técnica de los gases de interés: Hidrógeno, Dióxido de carbono, Metano y Gas Natural.

De acuerdo con la literatura revisada, la tecnología PtG requiere de varias etapas, lo que penaliza en términos generales la eficiencia global del sistema (ver figura 7), el cual se sitúa alrededor del 56% aproximadamente para la producción de gas natural sintético (SNG). Para este proyecto, la eficiencia global del sistema se ha considerado en un 60%, a raíz del incremento en la eficiencia del electrolizador PEM de la compañía Siemens, ver gráfica figura 18 (diagrama Sankey) y 19 (diagrama de bloques).

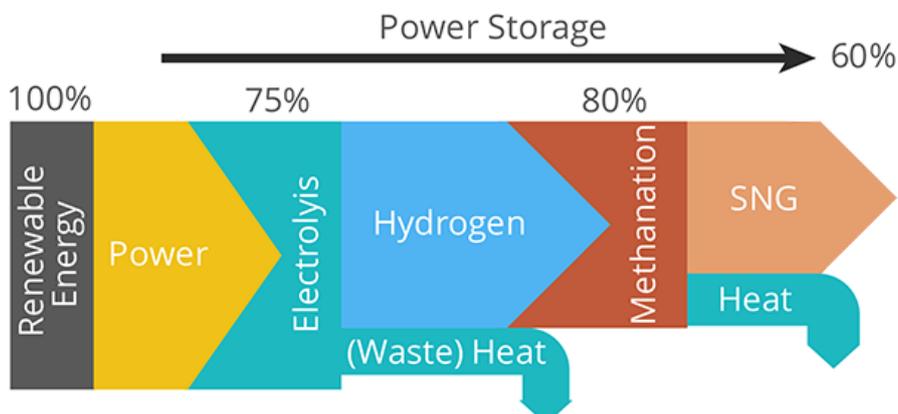


Figura 18. La cadena para la producción de metano y eficiencias - Diagrama Sankey (Adaptado) [70].

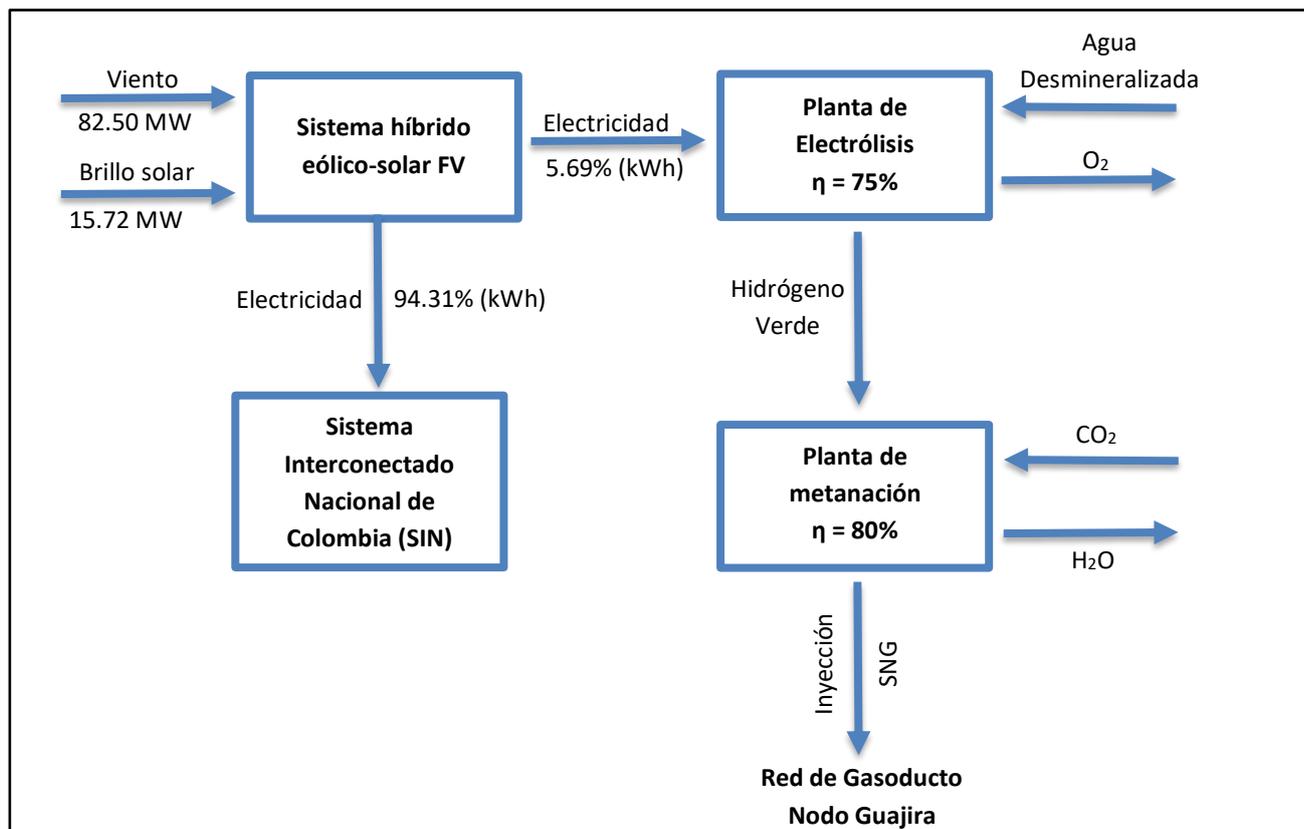


Figura 19. Diagrama de bloques del proceso Planta Piloto Power-to-Gas

De acuerdo con la figura 19, en caso de que exista exceso de producción de electricidad por parte del sistema híbrido eólico-solar FV, tranquilamente la planta piloto de Power-to-Gas puede absorber esa sobreproducción producción en cierto momento del año gas natural sintético (SNG) a coste cero de electricidad.

6. Análisis Económico

Para el análisis económico, es de aclarar que el proyecto se compone de dos partes independientes, la primera corresponde al sistema híbrido eólico-solar FV y la segunda para el acoplamiento de una planta piloto de Power-to-Gas para la producción de gas natural sintético a partir de la conversión de la electricidad generada en gases renovables (inicialmente hidrógeno y luego metano).

El coste informado en el presente trabajo corresponde a estimaciones y proyecciones encontrados en la literatura revisada, las cuales comprenden estudios de viabilidad y análisis económicos publicados en el periodo 2010-2020. La vida útil del parque eólico, granja solar, electrolizador y reactor de metanación se asume de 30 años [71].

6.1 Análisis de costes del Sistema híbrido eólico-solar FV

En Estados Unidos, en el 2010, los costes de instalación de un parque eólico oscilaban entre 900 y los 2 500 USD/kW [72], mientras que en Europa para ese mismo tiempo, el coste unitario de inversión llave en mano de parque eólicos de 10 a 100 MW, se situaba en el intervalo 1 000 a

1 400 EURO/kW [24]. En ambos casos, el componente que representa la fracción principal del total coste del conjunto son los aerogeneradores, cuyo valor se sitúa alrededor del 75% [73], mientras que los costes de operación, son muy pequeños en comparación con las tecnologías de combustibles fósiles, que tiene un margen del 40 al 70% relacionados con costes de combustible, operación y mantenimiento (O&M) durante toda su vida útil [74].

A nivel mundial, según datos de IRENA, el coste total de instalación de los proyectos eólicos terrestres continuaría disminuyendo en las próximas tres décadas con el coste promedio cayendo en el rango de 800 a 1 350 USD/kW para el año 2030 y 650 a 1 000 USD/kW para el 2050, en comparación al promedio ponderado global de 1 497 USD/kW estimado en 2018 [75].

La figura 20 muestra la estructura de costes típico para un para una turbina eólica de 2 MW instalada en Europa, estos datos se toman como ejemplos orientativos del coste total de inversión para un parque eólico.

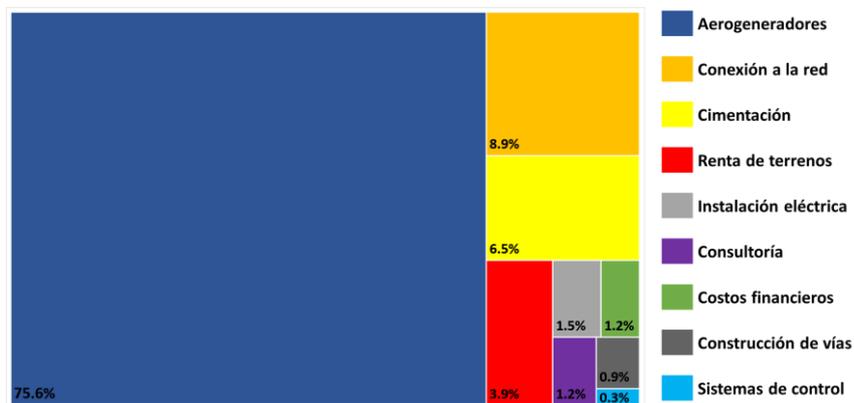


Figura 20. Estructura orientativa de costes del coste total de inversión de parque eólicos [76]

Por su parte, la tecnología solar fotovoltaica por su alta tasa de aprendizaje, ha dado lugar a marcadas reducciones de precio en los últimos años, aproximadamente 1 USD/W en el año 2017, y se prevé que sea de 0.50 USD/W para 2025 [77]; otro análisis, apunta a que los costes de los módulos caerán entre 0.30 y 0.41 USD/W para 2025 [78], por lo tanto, el coste unitario de inversión disminuirá debido a la economía de escala, mayor madurez tecnológica y el aumento de la producción de paneles solares.

Los costes totales de una planta fotovoltaica europea promedian alrededor de 1.7 millones de USD/MW, sin embargo, los costes europeos son solo una representación parcial de los costes en otros mercados, dado que los costes del proyecto deben ajustarse con base a los aranceles e impuestos locales y los costes de logística / transporte [79].

La figura 21 indica los costes de referencia promedio para el desarrollo de granjas solares fotovoltaicas.

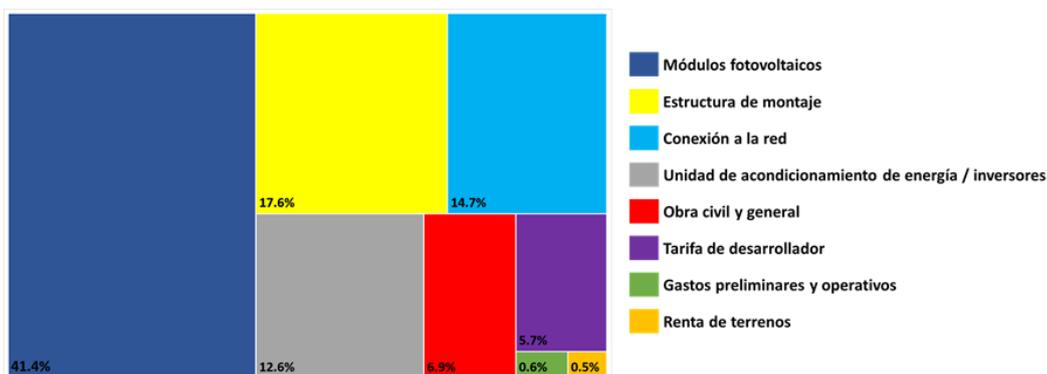


Figura 21. Estructura orientativa de costes del coste total de inversión de parque solares [79]

Además de lo expuesto anteriormente, en este apartado se realiza la estimación de costes de inversión CAPEX y OPEX para los tres tipos de configuración de plantas: Parque eólico, Granja solar FV y Sistema híbrido eólico-solar FV. Para ello, se toma como línea base los costes de inversión en energía renovable estimados por el estudio de AGORA para los años 2020, 2030 y 2050, que se puede consultar en [80], donde muestra costes de inversión asumidos para tres escenarios: escenario optimista, de referencia y pesimista; además para realizar cálculos para años intermedios, se pueden calcular utilizando la herramienta Excel disponible en su sitio web.

En la tabla 14 se presenta los costes de inversión en energías renovables asumidos por AGORA.

Tabla 14. Costes asumidos de inversión en energías renovables ($\text{€}_{2017}/\text{kW}$)

Escenarios	Optimista			Referencia			Pesimista			
	Año	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Eólica onshore		1 415	929	780	1 526	1 260	1 078	1 604	1 550	1 478
Fotovoltaica		833	608	306	908	718	486	981	828	667

A finales del año 2020, el grupo español de infraestructuras, energía, servicios y telecomunicaciones Elecnor, anunció la construcción de un parque eólico en el departamento de La Guajira, denominado "Guajira I" con una potencia nominal de 20 MW e inversión de 31.7 millones de euros [81]; siendo una instalación de 20 000 kW, se obtiene ratio de 1 585 €/kW, por consiguiente, el coste por unidad de potencia, es menor que el mencionado en la tabla 14 para el escenario pesimista.

En la tabla 15 se indica los costes operativos de las EERR, se asume que estos corresponden a un porcentaje de los costes de inversión y se mantienen constantes en el tiempo.

Tabla 15. Costes operativos asumidos

Tipo de planta	Costes operativos (% de los costes de inversión)
Eólica onshore	2.5
Fotovoltaica	1.5
Híbrido Eólica-solar	2.0

Para la obtención del CAPEX y OPEX de las plantas, se procederá a realizar una pequeña simulación con la ayuda de una hoja de cálculo Excel, utilizando los datos de la tabla 14 y 15, considerando también la estructura orientativa de costes del coste total de inversión expuestos en las figuras 20 y 21.

Entonces, los valores de inversión y costes operativos del proyecto, considerando los tres escenarios, se indican resumidos en la Tabla 16, 17 y 18.

Tabla 16. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Parque eólico

Escenario	2020		2030		2050	
	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)
Optimista	112 184 738	7 471 200	73 653 443	4 905 120	61 840 350	4 118 400
Referencia	120 985 095	8 057 280	99 895 950	6 652 800	85 466 535	5 691 840
Pesimista	127 169 130	8 469 120	122 887 875	8 184 000	117 179 535	7 803 840

Tabla 17. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Granja solar

Escenario	2020		2030		2050	
	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)
Optimista	13 032 307	258 874	9 512 176	188 950	4 787 378	95 097
Referencia	14 205 684	282 182	11 233 129	223 135	7 603 483	151 036
Pesimista	15 347 771	304 869	12 954 082	257 320	10 435 233	207 286

Tabla 18. Estimación de la inversión inicial y costes operativos – Sistema híbrido eólico-solar

Escenario	2020		2030		2050	
	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)	CAPEX (€)	OPEX (€)
Optimista	125 217 045	7 119 556	83 165 619	4 697 954	66 627 728	3 865 146
Referencia	135 190 779	7 681 796	111 129 079	6 330 462	93 070 018	5 366 302
Pesimista	142 516 901	8 084 757	135 841 957	7 766 042	127 614 768	7 357 768

6.1.1 Estimación del Coste nivelado de energía eléctrica (LCOE)

Se efectúa la estimación del coste de la electricidad generada por los diferentes tipos de plantas, empleando el método del coste nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés). El coste nivelado de energía es el cociente entre el valor presente del capital total y costes de operación de una determinada planta, entre el valor presente de la electricidad generada por dicha planta a lo largo de su vida útil. Este parámetro resulta de gran utilidad a la hora de comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación. A continuación se describe los parámetros y supuestos utilizados para los cálculos mediante una hoja de cálculo Excel y los resultados se muestran en la tabla 19:

- Costes de capital inicial del proyecto, ver tablas 16, 17 y 18.
- Costes anuales de operación y mantenimiento, ver tablas 16, 17 y 18.
- Producción anual de energía (kWh) de las plantas, ver tabla 9.
- Para las plantas se establece como vida útil 30 años y el porcentaje del desmantelamiento es del 10% del coste de capital inicial.
- Tasa de descuento asumida para el proyecto es del 7.5% y tasa de inflación 2.5%.

Tabla 19. Estimación del coste nivelado de energía LCOE (€/kWh)

Escenarios	Optimista			Referencia			Pesimista		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Eólica onshore	0.054	0.035	0.030	0.058	0.048	0.041	0.061	0.059	0.056
Fotovoltaica	0.058	0.042	0.021	0.063	0.050	0.034	0.068	0.057	0.046
Híbrido Eólica-solar FV	0.052	0.034	0.028	0.056	0.046	0.039	0.059	0.057	0.053

De acuerdo con la tabla 19, se observa que el Sistema híbrido Eólico-solar presenta valores de LCOE más bajo para el intervalo 2020-2030 en los tres escenarios, mientras que para el horizonte 2050 las plantas fotovoltaicas presentaran LCOE más competitivos por el abaratamiento del coste de la tecnología pero con la desventaja que poseen un factor de capacidad inferior al de las plantas eólicas.

6.2 Análisis de costes de la Planta Power-to-Gas

Gorre *et al.*, [51] destaca tres factores económicos determinantes para una planta de Power-to-Gas: el precio de la electricidad y la disposición a pagar por ella, el precio de mercado del gas natural sintético (SNG) y disposición a aceptar por ella, el precio de mercado del CO₂ y la disponibilidad; bajo esta premisa se realizará el análisis económico de la planta piloto de Power-to-Gas que se pretende construir en el Municipio de Manaure (La Guajira – Colombia), partiendo de que el suministro energético para la producción de gas natural sintético es mediante un Sistema híbrido eólico-solar FV, pero de acuerdo con las potencias nominales y la producción de electricidad de las centrales mencionadas, cada una puede satisfacer la demanda energética del proyecto PtG de manera independiente.

El gas natural sintético se produce y se inyecta constantemente a la red de gasoducto, por lo tanto, no hay necesidad de almacenamiento in situ. Los electrolizadores PEM fabricados por Siemens tiene la característica de que se pueden diseñar a presión entrega igual a la presión de entrada del reactor de metanación, por tal razón ya no se requerirá almacenamiento temporal de hidrógeno verde.

En la tabla 20 se indica el CAPEX de la planta PtG:

Tabla 20. CAPEX – Planta Power to Gas, valore de referencia para 2021

Componente	Unidad	Valor unitario	Capacidad	Coste Total €	Basado en
Electrolizador	€/kW _{el}	1 250	5 000	6 250 000	[12] [82] [56]
Reactor de metanación	€/KW _{SNG}	720	4 000	2 880 000	[13]
Planta desalinizadora	€/(m ³ por día)	1 150	10	11 724	[80]
CO ₂ del aire (DAC)	€/t _{CO2}	1 000	8	8 003	[7]
Costes adicionales de instalación (30% de CAPEX de la PtG [45])	---	---	---	3 653 018	Cálculo propio
TOTAL CAPEX				12 802 745	

Los costes O&M de la planta piloto de PtG se indican en las tablas 21:

Tabla 21. OPEX – Planta Power to Gas

Componente	Coste Total €	Basado en
Sistema electrolizador (3.5% de CAPEX)	218 750	Cálculo propio
Sistema de metanación (7.5% de CAPEX)	216 000	
Planta de desaladora (4% de CAPEX)	469	
CO ₂ del aire (DAC) (4% de CAPEX)	320.11	
Subtotal OPEX fijo	435 539	
Electricidad (€)	1 129 722	
Subtotal OPEX variable	1 129 722	
Total OPEX	1 565 261	

Además, se debe contemplar los costes de sustitución de partes, el cual se indica en la tabla 22:

Tabla 22. OPEX – Costes de reemplazo de componentes de las unidades – PtG

Componente	Coste Total €	Basado en
Costes de sustitución Stack (30% del CAPEX del electrolizador [45])	1 875 000	Cálculo propio
Costes de sustitución metanación 40% del CAPEX del reactor	1 152 000	
Total	3 027 000	

Generalmente se asume que el reemplazo de Stack de la unidad de electrólisis, es necesario después de ~10 años y no se requiere un compresor para el H₂ cuando se utiliza un electrolizador de alta presión [45]. El intervalo de reemplazo de componentes de las unidades de catalizador de metanización, de manera conservadora se recomienda cada 15 años [83].

6.2.1 Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (LCOSNG)

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de la planta piloto Power-to-Gas se utilizará el concepto de Coste Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) [84], aplicado a la producción de gas natural sintético, siguiendo la ecuación (6.1) se calcula el coste nivelado del SNG producido en Euro/kWh (Previamente se calculó los Costes nivelados de la electricidad renovable), en la figura 22 se ilustra las entradas y variables que se deben tener en cuenta para un cálculo de LCOE más preciso.

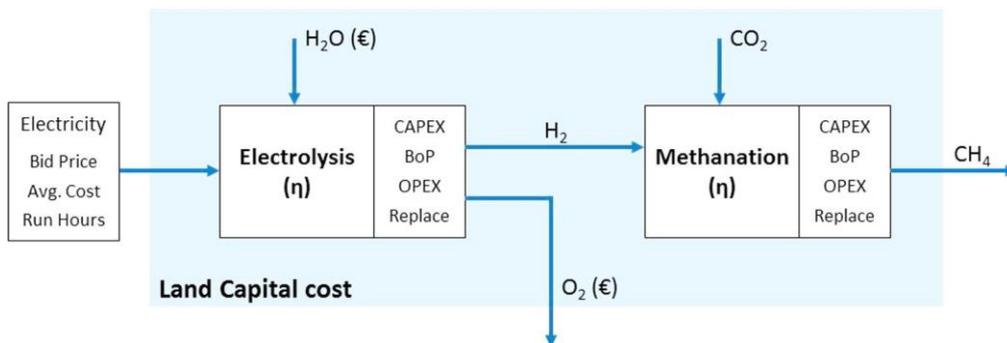


Figura 22. Inputs y variables incluidos en el modelo para calcular el LCOE del combustible gaseoso producido [83].

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX + Energy\ cost + CO_2\ cost + H_2O\ cost}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Energy\ quantity}{(1+i)^t}} \quad [Euro/kWh] \quad (6.1)$$

A continuación se describe los parámetros y supuestos utilizados para los cálculos mediante una hoja de cálculo Excel y los resultados se muestran en la tabla 23:

- CAPEX = Costes de capital inicial del proyecto (Euro). La sustitución Stack (electrolizador) cada 10 años y por su parte el de la unidad de metanación a los 15 años.
- OPEX = costes anuales de operación y mantenimiento (Euro)

- Energy cost = Coste anual de la electricidad (Euro)
- CO₂ cost = Coste anual suministro de dióxido de carbono (Euro)
- H₂O cost = Coste anual suministro de agua (Euro)
- Energy quantity = Producción anual de energía (kWh)
- n = Año al final del ciclo de vida útil activo (Para el proyecto se establece 30 años)
- t = Tasa de descuento asumida para el proyecto es del 7.5% y tasa de inflación 2.5%.
- Para la planta se establece como vida útil 30 años y el porcentaje del desmantelamiento es del 10% del coste de capital inicial.

Tabla 23. Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (€/kWh) a partir del coste anual de electricidad (€/kWh) del Sistema híbrido Eólico-solar FV año 2020

Escenarios	Optimista	Referencia	Pesimista
LCOE Electricidad Sistema Híbrido Eólico-solar FV	0.052	0.056	0.059
LCOE Gas natural sintético	0.22	0.23	0.24

De acuerdo con la tabla 23, para el año 2020 el LCOE promedio del gas natural sintético producido se ubica alrededor de 230 EURO/MWh y es un valor superior al precio del Henry Hub (HH) del Gas Natural que se registra en el mercado internacional a 7.83 EURO/MWh (2.58 USD/MMBTU²) para ese mismo año. Para mayor detalle ver anexo I, cálculo del coste nivelado de energía (LCOE) – Planta Power-to-Gas.

Dato:

- Henry Hub (HH) es el índice de gas más económico, este precio hace referencia a precio en boca de pozo y no incluye los precios de licuefacción, transporte marítimo y regasificación.
- Factores de conversión: 1 MMBTU = 293.297 kWh; y 1 USD = 0.89 EURO.

6.3 Análisis de sensibilidad

A continuación se presentan las estimaciones y datos de referencia para el horizonte de tiempo 2030 y 2050:

- Hasta 2030, se espera que los costes caigan a unos 600 € / kW_{el} para PEM [85].
- Se espera, que los costes específicos de las tecnologías PEM caigan a unos 500 € / kW_{el} en 2050 [85] [86].
- Hasta 2030, se espera que los costes de la metanización química caigan a unos 500 € / kW_{SNG}.
- Para la metanización química de 130 a 400 € / kW_{el} en 2050 [85], promedio 265 € / kW_{SNG}.
- La captura directa de aire (DAC) para efectos del presente estudio, se asume para 2050 disminuya a 300 €/tonelada de CO₂ [44].

² <https://markets.businessinsider.com/commodities/natural-gas-price>

Para el análisis de sensibilidad se consideran las reducciones de costes en los equipos principales que componen una planta Power-to-Gas, tales datos se sintetizan en la tabla 24:

Tabla 24. Reducción de costes de inversión en los equipos principales de la planta PtG

Horizonte de tiempo	2020	2030	2050
Electrolizador (€/kW _{el})	1 250	600	500
Reactor de metanación (€/KW _{SNG})	720	500	265
CO ₂ del aire – DAC (€/tCO ₂)	1 000	1 000	300

En la tabla 25 se presenta el resultado de los cálculos del coste nivelado de gas natural sintético a partir de los datos de la tabla 24 y el coste de la electricidad renovable proveniente del Sistema híbrido eólico-solar FV.

Tabla 25. Estimación del coste nivelado del gas natural sintético (€/kWh) a partir del coste anual de electricidad (€/kWh) del Sistema híbrido Eólico-solar FV

Escenarios	Optimista			Referencia			Pesimista		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
LCOE Electricidad Sistema Híbrido Eólico-solar FV	0.052	0.034	0.028	0.056	0.046	0.039	0.059	0.057	0.053
LCOE Gas natural sintético	0.22	0.13	0.10	0.23	0.16	0.12	0.24	0.18	0.15

De acuerdo con la tabla 25, en el departamento de La Guajira se puede producir gas natural sintético a un coste por debajo de 0.30 €/kWh, lo cual es un gran indicio para lograr a futuro costes de producción de gases renovables a precios aún más competitivos, considerando que la producción de SGN en Europa comenzará a alrededor de 20 a 30 céntimos por kilovatio hora (0.20-0.30 €/kWh) [80].

Los resultados obtenidos para el año 2030 y 2050 son cercanos a los estimados por AGORA para el Norte de África y Medio Oriente (ver figura 23), y a su vez más económico del que se puede obtener en Europa con electricidad de los parques eólicos marinos en los mares del Norte y Báltico; esto se debe a que el norte de Colombia posee condiciones muy favorables para la construcción de centrales de energía eólica y solar fotovoltaica.

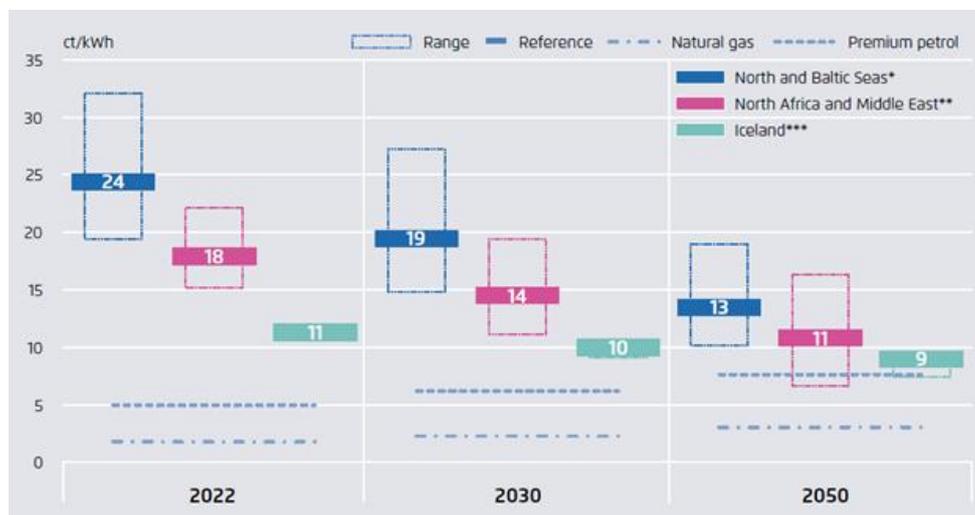


Figura 23. Coste del gas natural sintético y los combustibles líquidos en céntimos por kilovatio hora (ct/kWh) de producto final (sin cargos de red ni costes de distribución) [80]

7. Conclusiones

Después del análisis realizado en este trabajo, se puede concluir que actualmente los costes estimados de producción de gas natural sintético a partir de energías renovables intermitentes no son competitivos con respecto al coste de la producción del gas natural de origen fósil, pero según la revisión del estado de arte de la tecnología Power-to-Gas, producir a escala megavatio es técnicamente factible pero no económicamente, por lo que se recomienda que cualquier instalación nueva sea implementada como proyecto piloto para la producción de este combustible sintético, a diferencia de producir sólo hidrógeno, porque esta técnica ha alcanzado su madurez y se encuentra en fase de despliegue, con buenas perspectivas de crecimiento a mediano plazo por las ambiciosas y retadoras hojas de rutas presentadas por diversas naciones, tales como Australia, Chile y los países de la Unión Europea principalmente.

A pesar de la pandemia de la COVID-19, la generación de energía renovable siguió creciendo, en Colombia al igual que los demás países del mundo tiene en marcha su transición energética, de hecho, recientemente el congreso nacional aprobó la ley de los gases renovables para impulsar el despliegue de las tecnologías renovables y acelerar la descarbonización de la economía del país, de esta manera alcanzar las metas de Contribuciones determinadas a nivel nacional en relación al Acuerdo de París.

El departamento de La Guajira es una zona de extraordinarios recursos eólicos y solar FV, al utilizar la metodología del Coste Nivelado de Energía (LCOE), facilitó comparar precios y conocer opciones de inversión a mediano plazo como es el caso de producir hidrógeno verde, además evaluar el efecto de algunas variables, tales como eficiencia del sistema, precio de los equipos principales, el coste de la electricidad renovable, precio del suministro de dióxido de carbono, suministro de agua y horas de operación; en este estudio se realizó un análisis de sensibilidad sobre el precio del gas natural sintético en el horizonte de tiempo 2030 y 2050, donde las reducciones de precios en activos como electrolizador y reactor de metanación impactarán positivamente para obtener un precio competitivo, además se evidenció que se requiere otras acciones encaminados a reducir los costes asociados a los insumos como la electricidad, dióxido de carbono y la calidad del agua requerido para el proceso de electrolisis, para el caso de los electrolizadores PEM se requiere agua desmineralizada.

En este orden de ideas, el análisis que involucra este estudio, evidenció que los proyectos de Power-to-Gas en solitario no son viables económicamente en el corto y mediano plazo, la única forma de lograr costes competitivos es a través de proyectos integrales bajo el concepto de cogeneración y economía circular para incrementar la eficiencia de los sistemas.

Se puede producir gas natural sintético a un coste por debajo de 0.30 €/kWh a partir del 2030, y alrededor de 0.10 €/kWh en el 2050, siempre y cuando a nivel mundial se lo logre alcanzar una capacidad instalada de electrolizadores de 100 GW, esto porque a medida que se incrementa la capacidad acumulativa se reducen los costes. Por otro lado, las perspectivas de proyectos a futuro de PtG son prometedores bajo el esquema integral, se puede complementar con una planta de bioetanol, en el caso del departamento de La Guajira se puede obtener etanol mediante la fermentación del fruto del árbol *Prosopis juliflora*, muy abundante en la región.

8. Referencias

- [1] IRENA, "Renewable energy technologies," The International Renewable Energy Agency, [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>. [Accessed 10 October 2020].
- [2] IRENA, Renewable capacity statistics 2021, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021.
- [3] Agora Energiewende, «La Energiewende en síntesis. 10 preguntas y respuestas sobre la transición energética alemana,» 2019. [En línea]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Energiewende_in_a_nutshell/152_La-Energiewende-en-sintesis_MW-K2.pdf. [Último acceso: 10 Octubre 2020].
- [4] R. Roca, «'Supersábado' eólico en Dinamarca y Alemania: ambos países han producido más energía de la que consumen,» El periodico de la energía, 3 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/supersabado-eolico-en-dinamarca-y-alemania-ambos-paises-han-producido-mas-energia-de-la-que-consumen/#:~:text=Ambos%20pa%C3%ADses%20han%20producido%20m%C3%A1s%20electricidad%20con%20fuentes%20de%20energ%C3%ADa,que%20Alem.> [Último acceso: 15 Octubre 2020].
- [5] J. R. Morante, T. Andreu, G. García, J. Guilera, A. Tarancón y M. Torrell, Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada, Segunda ed., Madrid: Fundación Naturgy, 2020, p. 270.
- [6] P. Linares, P. Rodilla, T. Gómez, M. Rivier, P. Frías, J. P. Chaves, Á. Sánchez, T. Gerres, R. Cossent, L. Olmos, A. Ramos, L. Rouco y F. Martín, «El Sector Eléctrico Español del Futuro: Retos y Políticas,» Madrid, 2018.
- [7] A. Mazza, E. Bompard and G. Chicco, "Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 794-806, September 2018.
- [8] J. Moore and B. Shabani, "A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies," *Energies*, vol. 9, no. 9, pp. 674-702, 2016.
- [9] A. Ekhtiari, D. Flynn and E. Syron, "Gas Networks, Energy Storage and Renewable Power Generation," *Chemical Engineering Transactions*, vol. 76, pp. 889-894, October 2019.
- [10] Z. Zhang, T. Ding, Q. Zhou, Y. Sun, M. Qu, Z. Zeng, Y. Ju, L. Li , K. Wang and F. Chi, "A review of technologies and applications on versatile energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111263, 2021.
- [11] A. N. Abdalla, M. Shahzad Nazir, H. Tao, S. Cao, R. Ji, M. Jiang and L. Yao, "Integration of energy storage system and renewable energy sources based on artificial intelligence: An overview," *Journal of Energy Storage*, vol. 40, p. 102811, 2021.

- [12] J. Ma, Q. Li, M. Kühn and N. Nakaten, "Power-to-gas based subsurface energy storage: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 478-496, 2018.
- [13] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar and D. Stolten, "Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 12, pp. 4285-4294, 2015.
- [14] T. Lepercq, «El gran salto hacia un nuevo orden energético con un nuevo petróleo: El Hidrógeno,» de *Hidrógeno: el nuevo petróleo. De las 7 batallas de la energía nace un nuevo mundo escarbonizado*, Primera ed., V. Pichon-Varin, Ed., París, Cherche Midi, 2019, pp. 117-128.
- [15] A. Martínez Ortiz, «La Guajira Caracterización Departamental y municipal,» Bogotá, 2019.
- [16] C. González Posso y J. Barney, *El viento del Este llega con revoluciones. Multinacionales y transición con energía eólica en territorio Wayúu*, Segunda ed., Bogotá, 2019.
- [17] DNP, «Agenda interna para la productividad y la competitividad,» Bogotá, 2007.
- [18] A. Cerrillo, «La cumbre de Madrid ahonda la brecha entre la presión social y la falta de nuevas metas climáticas,» *La Vanguardia Ediciones*, 10 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.lavanguardia.com/natural/cambio-climatico/20191210/472156007998/cop25-cumbre-del-clima-brecha-mercado-de-cabono.html>. [Último acceso: 16 Octubre 2020].
- [19] Naciones Unidas UNFCC, *Aprobación del Acuerdo de Paris*, 2015.
- [20] El Espectador, «Colombia se compromete a reducir en 51% la emisión de gases de efecto invernadero para 2030,» *Periódico El Espectador*, 27 Noviembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.elespectador.com/noticias/medio-ambiente/colombia-se-compromete-a-reducir-en-51-la-emision-de-gases-de-efecto-invernadero-para-2030/>. [Último acceso: 8 Marzo 2021].
- [21] Gobernación de La Guajira, *Plan Departamental de Desarrollo de La Guajira 2020 - 2023 "Unidos Por el Cambio"*, Riohacha, La Guajira, 2020, p. 408.
- [22] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia,» *La Imprenta Editores*, Bogotá, 2015.
- [23] ESMAP, «Offshore Wind Technical Potential in Colombia,» World Bank, Washington, DC, 2020.
- [24] M. Villarrubia López, *Ingeniería de la Energía Eólica*, Primera ed., Barcelona: Marcombo, 2012, p. 182.
- [25] EPM, «Jepirachi: una experiencia con la comunidad indígena Wayuu de la Alta Guajira colombiana,» Medellín, 2010.
- [26] S. Pérez-Gil and M. Belsué-Echevarría, "Technologies related to power-to-gas," *DYNA*, vol. 92, no. 6, pp. 632-636, 2017.
- [27] C. PARK, F. KIENZLE, F. BIGLER, P. KORBA and V. KNAZKINS, "Feasibility analysis of the power-to-gas concept in the future Swiss distribution grid," in *24th International Conference on Electricity Distribution*, Glasgow, 2017.

- [28] C. Schnuelle, J. Thoeming, T. Wassermann, P. Thier, A. von Gleich and S. Goessling-Reisemann, "Socio-technical-economic assessment of power-to-X: Potentials and limitations for an integration into the German energy system," *Energy Research & Social Science*, vol. 51, pp. 187-197, May 2019.
- [29] grtgaz, «Technical and economic conditions for injecting hydrogen into natural gas networks - Final report June 2019,» France, 2019.
- [30] ATKEARNE, "Hydrogen-based energy conversion," KEARNE Energy Transition Institute, February 2014. [Online]. Available: https://www.energy-transition-institute.com/documents/17779499/17781876/Hydrogen+Based+Energy+Conversion_FactBook.pdf/ab80d85b-faa3-9c7b-b12f-27d8bad0353e?t=1590787502834. [Accessed 23 October 2020].
- [31] J. Guilera, J. R. Morante and T. Andreu, "Economic viability of SNG production from power and CO₂," *Energy Conversion and Management*, vol. 162, pp. 218-224, 2018.
- [32] S. Kent Hoekman, A. Broch, C. Robbins and R. Purcell, "CO₂ recycling by reaction with renewably-generated hydrogen," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, no. 1, pp. 44-50, 2010.
- [33] W. Wei and G. Jinlong, "Methanation of carbon dioxide: an overview," *Frontiers of Chemical Science and Engineering*, vol. 5, no. 1, pp. 2-10, 2011.
- [34] K. Yaccato, R. Carhart, A. Hagemeyer, A. Lesik, P. Strasser, A. F. Volpe Jr., H. Turner, H. Weinberg, R. K. Grasselli and C. Brooks, "Competitive CO and CO₂ methanation over supported noble metal catalysts in high throughput scanning mass spectrometer," *Applied Catalysis A: Genera*, pp. 30-48, 29 November 2005.
- [35] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, L. Zhao, A. Otto, B. Kumar, M. Weber and D. Stolten, "Power to Gas," in *Transition to renewable energy systems*, D. Stolten and V. Scherer, Eds., Weinheim, Wiley-VCH, 2013, pp. 813-848.
- [36] T. Persson, J. Murphy, A.-K. Jannasch, E. Ahern, J. Liebetrau, M. Trommler and J. Toyama, "A perspective on the potential role of biogas in smart energy grids," 2014. [Online]. Available: http://www.iea-biogas.net/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Smart_Grids_Final_web.pdf. [Accessed 12 November 2020].
- [37] H. Blanco and A. Faaij, "A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vols. 81, Part 1, pp. 1049-1086, 2018.
- [38] IRENA, Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2019.
- [39] FCH, Hydrogen Roadmap Europe - A Sustainable Pathway for the, Brussels: Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking, 2019.
- [40] H2Europe, Green Hydrogen Investment and Support Report, Brussels: Hydrogen Europe, 2020.

- [41] IRENA, *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*, Abu Dhabi: International Renewable Energy, 2021.
- [42] D. Nelissen, J. Faber, R. van der Veen, A. van Grinsven, H. Shanthi and E. van den Toorn, "Availability and costs of liquefied bio- and synthetic methane," 2020.
- [43] F. Petipas, "Design and control of high temperature electrolyser systems fed with renewable energies," 2013.
- [44] H. Blanco, W. Nijs, J. Ruf and A. Faaij, "Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization," *Applied Energy*, vol. 232, pp. 323-340, 2018.
- [45] C. van Leeuwen and M. Mulder, "Power-to-gas in electricity markets dominated by renewables," *Applied Energy*, vol. 232, pp. 258-272, 15 December 2018.
- [46] A. Ajanovic and R. Haas, "On the long-term prospects of power-to-gas technologies," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 8, no. 1, p. e318, 2018.
- [47] P. Schulze, J. Holstein, A. Van den Noort and J. Knijp, "Power-to-gas in a decarbonized European energy system based on renewable energy sources," DNV GL, Høvik, Norway, 2017.
- [48] G. Papaefthymiou and K. Dragoon, "Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility," *Energy Policy*, vol. 92, pp. 69-82, Mayo 2016.
- [49] California Hydrogen Business Council, "Power to Gas: The Case for Hydrogen White Paper," 2015.
- [50] UU, "Methane promising route for storage of renewable energy from sun and wind," Utrecht University, 11 March 2019. [Online]. Available: <https://www.uu.nl/en/news/methane-promising-route-for-storage-of-renewable-energy-from-sun-and-wind>. [Accessed 4 December 2020].
- [51] J. Gorre, F. Ortloff and C. Van Leeuwen, "Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage," *Applied Energy*, vol. 253, 1 November 2019.
- [52] A. Belderbos, E. Delarue and W. D'haesele, "Possible role of power-to-gas in future energy systems," *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1-5, 2015.
- [53] S. Patel, "POWER," 2 December 2019. [Online]. Available: <https://www.powermag.com/why-power-to-gas-may-flourish-in-a-renewables-heavy-world/>. [Accessed 4 December 2020].
- [54] C. Wulf, J. Linßen and P. Zapp, "Review of Power-to-Gas Projects in Europe," *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 367-378, November 2018.
- [55] C. Park, F. Bigler and P. Korba, "Power-to-Gas Concept for Integration of Increased Photovoltaic Generation into the Distribution," *Energy Procedia*, vol. 99, pp. 411-417, November 2016.
- [56] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert and T. Kolb, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371-1390, January 2016.

- [57] C. Vogt, M. Monai, G. J. Kramer and B. M. Weckhuysen, "The renaissance of the Sabatier reaction and its applications on Earth and in space," *Nature Catalysis*, vol. 2, p. 188–197, March 2009.
- [58] IBERDROLA, «Energía Híbrida Energía eléctrica por hibridación: cuando la unión de las renovables hace la fuerza,» Iberdrola, S.A, 2021. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/energia-hibrida>. [Último acceso: 23 Mayo 2021].
- [59] MINMINAS, *Resolución número 18 1087 de 21 de octubre de 2002*, Bogotá, 2002.
- [60] CORPOGUAJIRA, «Formulación del Plan de Manejo del Distrito de Manejo Integrado Musichi, Municipio de Manaure – La Guajira, Informe final,» Riohacha, 2013.
- [61] IDEAM; UPME, *Atlas de viento de Colombia*, Bogotá, D.C, 2017, p. 237.
- [62] J. Eichman and F. Flores-Espino, "California Power-to-Gas and Power-to-Hydrogen Near-Term Business Case Evaluation," Golden, Colorado, 2016.
- [63] CREG, *Resolución No. 060 de 2019*, Bogotá, 2019.
- [64] G. Gubinelli, «Incertidumbre por «Jepirachi»: la única central eólica de Colombia a cargo de EPM dejó de operar en enero y no retomó actividad,» 13 Abril 2020. [En línea]. Available: <https://www.energiaestrategica.com/presente-y-futuro-de-jepirachi-la-unica-central-eolica-montada-y-disponible-en-colombia-pero-que-no-opera-desde-enero/>. [Último acceso: 14 Abril 2020].
- [65] CREG, *RESOLUCIÓN No. 167 DE 2017*, Bogotá, 2017.
- [66] COSENIT, «Informe de avance No. IV Infraestructura de Gas Natural, Propiedad y Competencia y Marco regulatorio del GLP,» Bogotá, 2005.
- [67] K. W. Harrison, R. Remick, G. D. Martin and A. Hoskin, "Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries," *National Renewable Energy Laboratory*, p. 21, January 2010.
- [68] K. Zach and R. Zauner, "Specifications of Pilot Test 2 / Use Case 2," Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2017.
- [69] J. Goldmeer, "Power to Gas: Hydrogen for power generation. Fuel Flexible Gas Turbines as Enablers for a Low or Reduced Carbon Energy Ecosystem," *GE Power*, p. 16, February 2019.
- [70] C. Vogt, M. Monai and G. J. Kramer, "Utrecht University," 11 Marzo 2019. [Online]. Available: <https://www.uu.nl/en>.
- [71] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert and T. Tynjälä, "Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation," *Applied Energy*, vol. 257, no. 113967, 2020.
- [72] D. R. Wilburn, *Wind energy in the United States and materials required for the land-based wind turbine industry from 2010 through 2030*, Reston, Virginia: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2011–5036, 2011, p. 22.

- [73] National Research Council, *Assessment of Research Needs for Wind Turbine Rotor Materials Technology*, Washington, DC: The National Academies Press, 1991.
- [74] WINDEUROPE, "Wind energy is the cheapest source of electricity generation," WindEurope asbl/vzw, 29 March 2019. [Online]. Available: <https://windeurope.org/policy/topics/economics/>. [Accessed 1 May 2021].
- [75] IRENA, "Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [76] EWEA, "Cost and investment structures," *Wind Energy - The Facts*, [Online]. Available: <https://www.wind-energy-the-facts.org/index-43.html>. [Accessed 1 May 2021].
- [77] D. L. P. Arrobas, K. L. Hund, M. S. McCormick, J. Ningthoujam and J. R. Drexhage, "The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future (English)," World Bank Group, Washington, D.C., 2017.
- [78] IRENA, «The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025,» 2016.
- [79] B. Lumby, "Utility-scale solar photovoltaic power plants : a project developer's guide (English)," World Bank Group, Washington, D.C., 2015.
- [80] Agora Verkehrswende, "The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels," Agora Energiewende and, 2018.
- [81] Elecnor, «Elecnor entra en el mercado de las renovables en Colombia con la construcción del parque eólico Guajira,» Grupo Elecnor, 16 Septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.elecnor.com/noticias/https-www-elecnor-com-noticiaselecnor-gana-su-primer-contrato-en-colombia-con-la-construccion-del-parque-eolico-guajira-i>. [Último acceso: 1 Mayo 2021].
- [82] C. Jepma, G.-J. Kok, M. Renz and K. Wouters, "Towards sustainable energy production on the North Sea - Green hydrogen production and CO2 storage: onshore or offshore?," North Sea Energy, Groningen, 2018.
- [83] S. McDonagh, R. O'Shea, D. M. Wall, J. Deane and J. D. Murphy, "Modelling of a power-to-gas system to predict the levelised cost of energy of an advanced renewable gaseous transport fuel," *Applied Energy*, vol. 215, pp. 444-456, 2018.
- [84] O. M. Balan, M.-R. Buga, A. Brunot, A. Badea and D. Froelich, "Technical and economic evaluation of Power-to-Gas in link with a 50MW wind park," *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 111-118, 2016.
- [85] M. Thema, F. Bauer and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 775-787, September 2019.
- [86] R. Chauvy, L. Dubois, P. Lybaert, D. Thomas and G. D. Weireld, "Production of synthetic natural gas from industrial carbon dioxide," *Applied Energy*, vol. 260, no. 114249, 15 February 2020.

ANEXOS

Índice del documento

1. La cadena de valor del hidrógeno verde2
 1.1 Producción de hidrógeno e inyección en la red de gas natural3
 1.2 Conversión de hidrógeno a gas natural sintético e inyección en la red gasoducto4
2. Revisión de proyectos pilotos y de demostración4

2. Referencias Bibliográficas6

1. La cadena de valor del hidrógeno verde

El despliegue de la técnica Power-to-Gas para la producción de gas natural sintético (SNG), pasa por el desarrollo de la economía del hidrógeno y actualmente el principal inconveniente del H₂ electrolítico, es que no es económicamente competitivo con respecto al obtenido a partir de hidrocarburos, principalmente debido al costo de la etapa de electrólisis para la producción del hidrógeno verde [1] pero sí medioambientalmente porque no emite emisiones de CO₂.

Según el análisis de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), muestra que la producción de hidrógeno con electricidad renovable o hidrógeno verde deberá alcanzar 19 EJ en 2050, para alcanzar los objetivos globales de transformación de energía y descarbonización [2], como se muestra en la figura 8.

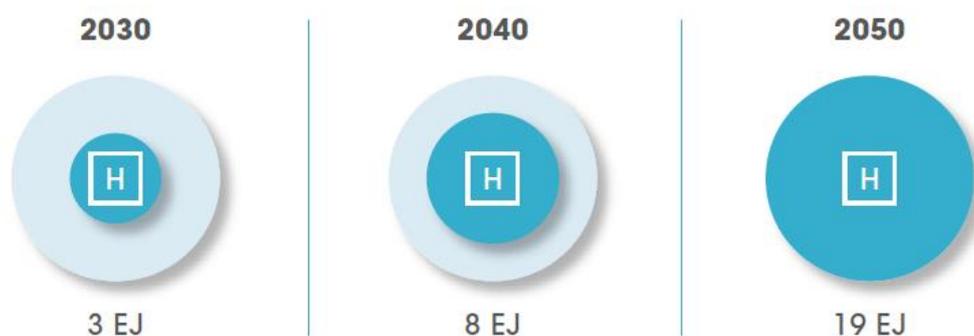


Figura 1. Crecimiento en la producción de hidrógeno con electricidad renovable en el escenario alineado con el Acuerdo de París [2].

El hidrógeno verde se valoriza en el sector energético por su versatilidad y por ser la base para la creación de otros combustibles sintéticos y para el logro del objetivo de la neutralidad en carbono 2050, las principales rutas de valorización bajo el concepto Power to X o Acoplamiento sectorial son [3]:

- Power to Hydrogen (PtH): alude al uso de electricidad renovable para producir hidrógeno mediante electrólisis.
- Power to Power (PtP): el hidrógeno se puede utilizar para producir electricidad en una celda de combustible o en una turbina de gas convencional.
- Power to Gas (PtG): Producción de gas natural sintético.
- Power to Fuel (PtF): alude al uso de hidrógeno como combustible para aplicaciones de movilidad.
- Power to Chemicals (PtC): el hidrógeno es un gas industrial importante que se puede utilizar para la producción de amoníaco, en la industria petroquímica y/o en la industria alimentaria.

El hidrógeno molecular juega un rol importante como energía para la transición y descarbonización del mundo, como se ilustra en la figura 9.

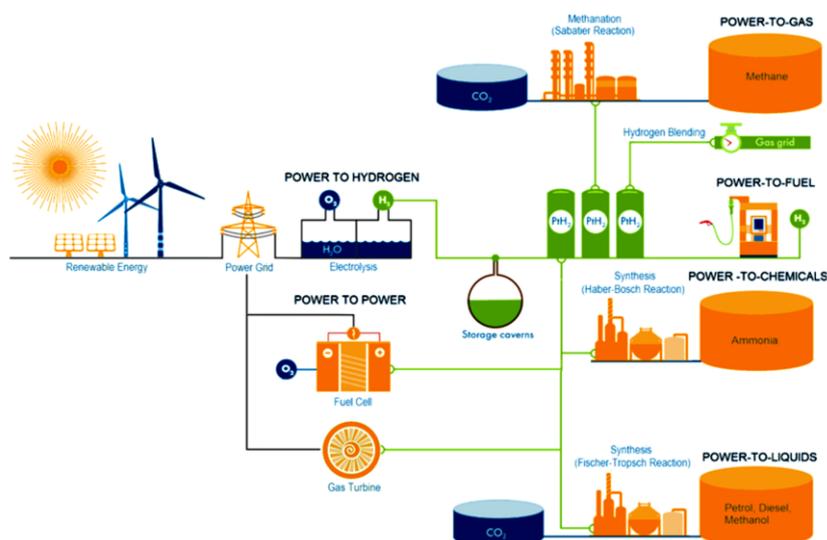


Figura 2. El rol del hidrógeno verde como vector energético y acoplamiento sectorial (Power-to-X)

1.1 Producción de hidrógeno e inyección en la red de gas natural

El hidrógeno generado con electrolizadores puede ser inyectado directamente en la red de gas natural para su distribución y uso (*Blending*). Sin embargo, la cantidad de hidrógeno que puede admitir la red de gas está limitada por las normas y reglamentos específicos de cada país, de forma general, esta cantidad suele ser de un máximo del 12% en volumen [4]; en España, la normativa que rige la calidad que debe cumplir el gas natural para poder ser inyectado es el PD-01 “Medición, Calidad y Odorización de Gas”, dicho protocolo establece un porcentaje de hidrógeno máximo del 5% [5].

Mientras que en Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), en su numeral 6.3 [6] indica las especificaciones de calidad del gas natural entregado al Transportador por parte del Productor en el Punto de Entrada al Sistema de Transporte como se indica en la figura 10 y la cual se deberá cumplir, sin embargo, aún no está contemplado el porcentaje de mezcla o contenido de hidrógeno en el gas natural transportado en la red de gasoductos.

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc

Figura 3. Especificaciones de calidad del Gas Natural, según normativa de Colombia [6]
El uso directo o las mezclas de hidrogeno presentan algunos inconvenientes [5]:

- Si se inyecta en almacenamientos subterráneos donde puedan existir bacterias sulfato reductoras se puede fomentar la producción de ácido sulfhídrico (H_2S), un gas incoloro inflamable.
- Los recipientes o depósitos metálicos para almacenamiento de gas comprimido sólo permiten concentraciones de hidrógeno del 2%.
- Las turbinas de gas de las centrales térmicas o de cogeneraciones pueden trabajar con concentraciones de H_2 de entre el 1 y el 5%, si bien se está trabajando para incrementar ese porcentaje hasta el 15%.
- Algo similar ocurre con los motores de gas. En este caso se está trabajando con los sistemas de regulación de los mismos para permitir concentraciones mayores.
- Los procesos de análisis cromatográfico estándar no son capaces de determinar con precisión las concentraciones de hidrogeno.

Sin embargo, un estudio [7] demostró que una concentración de hidrógeno del 10% en la mezcla (*Blending*) H_2 -GN no afecta la infraestructura del gasoducto, pero la calidad del gas resultante se ve afectada en términos de su valor calorífico, pero una inyección del 2% en volumen tiene un efecto mínimo. En lo que respecta a la red de almacenamiento y distribución, una mezcla del 50% de H_2 en volumen en el gas natural no es crítica. Entre los electrodomésticos de uso final, los motores, quemadores y calderas del vehículo pueden recibir 20% de concentración de hidrógeno, mientras que las cocinas de gas y las aplicaciones de cogeneración (CHP) no son críticas para una mezcla de hidrógeno de hasta un 50%.

1.2 Conversión de hidrógeno a gas natural sintético e inyección en la red gasoducto

Actualmente para el uso y distribución de hidrógeno a gran escala como vector energético lleva asociado problemas de falta de infraestructura para su distribución y consumo, debido a su baja densidad volumétrica y falta de garantía de seguridad. El hidrógeno se puede convertir en gas natural sintético mediante el proceso de metanación y ser inyectado y distribuido por la red de gas natural de forma ilimitada, siempre y cuando el gas natural sintético generado cumpla los requerimientos de calidad exigidos. Así, el hidrógeno verde y el metano sintético pueden servir como enlace entre la red eléctrica y la de gas [4].

2. Revisión de proyectos pilotos y de demostración

El PtG es una tecnología emergente y según la *European Power to Gas Platform*, en diciembre de 2016 en Europa, 39 instalaciones de PtG estaban en operación, 11 finalizaban su construcción y otras 14 en planificación. Alemania es el país más activo, seguido por Dinamarca y Reino Unido [8].

En total, 128 proyectos de investigación y demostración de PtX están realizados o ya terminados en Europa para analizar estos temas en mayo de 2018 (estado a finales de 2017; incluidos los proyectos desmantelados y planificados); de los 128 proyectos, 27 ya están terminados mientras que 38 aún no se han encargado. Posteriormente, 63 proyectos estaban en operación a fines de mayo de 2018 [9].

Thema et al., en [10] realizaron una revisión del estado de electrólisis y metanización; se basaron en datos de 153 proyectos terminados, recientes y planificados desde 1988, se evaluó con respecto a la asignación de la planta, el desarrollo de la energía instalada, el tamaño de la planta, entre otros aspectos. Se analizó el desarrollo de costos para la electrólisis y la metanización, se da una proyección hasta 2030 con una perspectiva hasta 2050. Los resultados muestran reducciones sustanciales de los costes de la electrólisis y de la metanización durante los últimos años y se estima una nueva caída del precio a menos de 500 euros por kilovatio de entrada de energía eléctrica para ambas tecnologías hasta 2050 si la proyección de costes sigue la tendencia actual. Se estima que los costes caerán hasta en un 75% por debajo de 500 €/ kW el hasta 2050. Para la descripción general de los proyectos de PtG, se analizó una base de datos de 153 proyectos en 22 países. Se evidenció que en todo el mundo, los proyectos con metanización parecen tener aproximadamente la misma importancia que los proyectos de sólo producción de hidrógeno; lo mismo ocurre con la distinción entre electrólisis de membrana y alcalina o metanización química y biológica [10].

Por otro lado, Chehade et al., en [11] identificaron 192 demostraciones de Power-to-X en 32 países, los resultados muestran que las características de las demostraciones han evolucionado significativamente a lo largo de los años: la capacidad de electrólisis ha aumentado, tanto para los sistemas PEM como alcalinos, y el potencial de los servicios auxiliares y de equilibrio, además se evidenció que se está investigando cada vez más a través de demostraciones conectadas a la red.

De acuerdo con lo anterior, los proyectos de demostración del PtG para la producción de gas natural sintético son relativamente pocos y se encuentran principalmente en Alemania, los más representativos se pueden ver en el anexo A.3.2. Se han desarrollado plantas pilotos con resultados satisfactorios, tales como el caso de la planta de Audi para la producción de gas metano en Werlte Alemania [12], el proyecto de demostración industrial Jupiter 1000 [13]; el proyecto STORE&GO para la inyección de gas natural sintético producido a partir de fuentes renovables en la red de gas (ONTRAS) en Falkenhagen Alemania.

Los proyectos demostrativos de Power to Gas, han sido impulsados por el interés de las empresas de servicios de energía y otros actores en la cadena de valor que buscan comprender mejor el potencial y los desafíos de esta tecnología, además, obtener experiencia específica con la operación del electrolizador, la ubicación de la planta, los permisos y las regulaciones, así como conexiones a la red eléctrica y de gas natural [14] [15].

La planta de 6 MW de Audi AG se construyó para demostrar la idoneidad para la producción de hidrógeno y metano a gran escala [14], produce aproximadamente 1000 t de metano sintético mientras consume aproximadamente 2800 t de CO₂ por año [16]. La planta de e-gas de Audi en

Wertle, Alemania, es la planta de generación de Power to Gas más grande del mundo. El hidrógeno se produce a partir de tres electrolizadores alcalinos con una potencia eléctrica total de 6 MW, el CO₂ lo proporciona una planta de biogás y la operación comenzó en 2013; se utilizaron reactores de metanización de lecho fijo refrigerados [17].

De acuerdo con lo anterior, la viabilidad técnica de tecnología Power to Gas para la producción de gas natural sintético está validada a nivel industrial [12], por lo tanto, actualmente las barreras a las que se enfrenta el PtG ya no son técnicas, sino, de tipo regulatorios y económicos [18].

Desde 1988, se han instalado varias plantas pilotos y de demostración en todo el mundo, lo que demuestra el gran interés que existe por el almacenamiento de energía eléctrica en moléculas de hidrógeno y posteriormente en la síntesis para la producción de combustibles renovables. Por otro lado, la revisión de la literatura referente a este aspecto específico, muestran que las características de las demostraciones evolucionaron significativamente en los últimos años.

2. Referencias Bibliográficas

- [1] C. Vogt, M. Monai, G. J. Kramer y B. M. Weckhuysen, «The renaissance of the Sabatier reaction and its applications on Earth and in space,» *Nature Catalysis*, vol. 2, p. 188–197, March 2009.
- [2] IRENA, «Innovation landscape brief: Renewable Power-to-Hydrogen,» Abu Dhabi, 2019.
- [3] «POWER TO GAS Industry Cluster Flanders,» [En línea]. Available: <https://www.power-to-gas.be/>.
- [4] S. Pérez-Gil y M. Belsué-Echevarría, «Technologies related to power-to-gas,» *DYNA*, vol. 92, nº 6, pp. 632-636, 2017.
- [5] Gas Natural SDG, «Almacenar electricidad produciendo gas natural: Power to Gas,» 2016.
- [6] CREG, «Comisión de Regulación de Energía y Gas. DOCUMENTO CREG-017, Especificaciones de calidad del Gas Natural en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte,» 8 Marzo 2007. [En línea]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/7b4ee1f9a7c1a73d0525785a007a6e58/\\$FILE/D-017%20CALIDAD%20EN%20TRANSPORTE%20DE%20GAS.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/7b4ee1f9a7c1a73d0525785a007a6e58/$FILE/D-017%20CALIDAD%20EN%20TRANSPORTE%20DE%20GAS.pdf).
- [7] I. A. Gondal, «Hydrogen integration in power-to-gas networks,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, nº 3, pp. 1803-1815, 2019.
- [8] FGNF, «I FÓRUM TECNOLÓGICO: Impulsar el desarrollo del gas renovable en España,» 2018.
- [9] C. Wulf, J. Linßen and P. Zapp, "Review of Power-to-Gas Projects in Europe," *Energy Procedia*, vol. 155, pp. 367-378, November 2018.
- [10] M. Thema, F. Bauer and M. Sterner, "Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, pp. 775-787, September 2019.

- [11] Z. Chehade, C. Mansilla, P. Lucchese, S. Hilliard and J. Proost, "Review and analysis of demonstration projects on power-to-X pathways in the world," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 51, pp. 27637-27655, 22 October 2019.
- [12] J. R. Morante, T. Andreu, G. García, J. Guilera, A. Tarancón y M. Torrell, *Hidrógeno Vector energético de una economía descarbonizada*, Segunda ed., Madrid: Fundación Naturgy, 2020, p. 270.
- [13] <https://www.jupiter1000.eu/english>. [En línea]. Available: <https://www.jupiter1000.eu/english>.
- [14] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar y D. Stolten, «Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, nº 12, pp. 4285-4294, 2015.
- [15] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden y E. Standen, «Study on development of water electrolysis in the EU,» E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Brussels, 2014.
- [16] J. Ma, Q. Li, M. Kühn y N. Nakaten, «Power-to-gas based subsurface energy storage: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, pp. 478-496, 2018.
- [17] M. Götz, J. Lefebvre, F. Mörs, A. McDaniel Koch, F. Graf, S. Bajohr, R. Reimert and T. Kolb, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renewable Energy*, vol. 85, pp. 1371-1390, January 2016.
- [18] J. Gorre, F. Ruoss, H. Karjunen, J. Schaffert y T. Tynjälä, «Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation,» *Applied Energy*, vol. 257, nº 113967, 2020.

Índice del documento

1. Electrolizadores.....	2
1.1 Electrolisis alcalina (EA).....	2
1.2. Electrolisis mediante electrolito polimérico de estado sólido (PEM).....	3
1.3. Electrolisis de óxido sólido (SOEC).....	4
2. Referencias Bibliográficas	5

1. Electrolizadores

1.1 Electrolisis alcalina (EA)

Introducida en la década de 1920, esta tecnología, que utiliza un electrolito alcalino acuoso, se ha utilizado durante décadas, principalmente para la producción de hidrógeno en las industrias de fertilizantes y cloro. Si bien tiene una eficiencia de conversión que oscila entre el 65% y el 70%, generalmente tiene el menor costo de inversión y se considera robusto [1].

La electrolisis alcalina es la tecnología de producción de hidrógeno vía electrolítica más madura y más desarrollada hasta la fecha, con módulos disponibles comercialmente del orden de 2.5 MWe que ofrecen capacidades de producción de hidrógeno de hasta 760 Nm³/h, ver Figura 11.

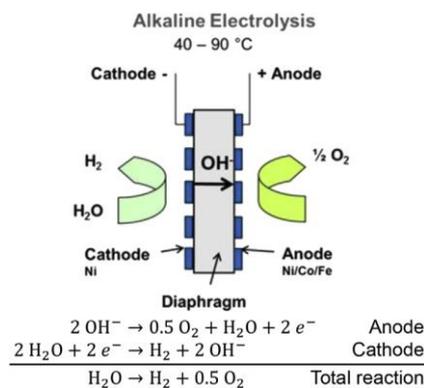


Figura 1. Principio de funcionamiento esquemático de la electrolisis de agua alcalina [1].

La célula electrolítica se compone de dos electrodos, una disolución alcalina y una membrana de separación. Los electrodos están principalmente constituidos por acero inoxidable recubierto de níquel, cobalto o hierro, y se encuentran inmersos en la disolución alcalina que conforma el electrolito, formada normalmente en un 20 - 40% en peso de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido sódico (NaOH) en agua. Para la separación de la cámara catódica y la anódica se utiliza un diafragma poroso o una membrana. La temperatura de funcionamiento del sistema electrolítico alcalino está entre 70 - 90°C y puede trabajar tanto a presión atmosférica como a elevada presión [2].

En estos sistemas, los electrodos trabajan con densidades de corriente relativamente bajas, en torno a 0.4 A/cm², lo cual se traduce en sistemas de electrolisis menos compactos. Las eficiencias del sistema varían con el tamaño y dependen de la calidad de hidrógeno que se quiera alcanzar y el nivel de presión que se desee obtener. Las eficiencias se encuentran normalmente en el rango del 70% respecto al *High Heating Value* (HHV) del hidrógeno, lo cual corresponde a demandas energéticas de unos 5 kWh/Nm³ de hidrógeno. La pureza del hidrogeno en este tipo de sistemas es de aproximadamente un 99.5%. Si se requiere un hidrógeno de mayor pureza es necesario incorporar una etapa de purificación posterior [2].

Las principales ventajas de este tipo de celdas son:

- Su durabilidad, unas 10.000 horas de operación, aunque puede variar si se trabaja con cargas variables

- Su disponibilidad, ya que existen módulos comerciales
- Sus bajos costes específicos, ya que son sistemas que no están basados en componentes que contienen metales nobles.
- Aptas para su aplicación en sistemas tipo PtG, ya que pueden trabajar entre un 20 y un 100% de su capacidad de diseño.

Las principales desventajas son que presentan bajas densidades de corriente y que utilizan un electrolito líquido altamente corrosivo, lo que conlleva un alto coste de mantenimiento.

Actualmente, los esfuerzos de I+D en esta tecnología van dirigidos principalmente a lograr un aumento del tiempo de operación y al desarrollo de nuevos materiales que eviten la corrosión de los electrodos.

1.2. Electrolisis mediante electrolito polimérico de estado sólido (PEM)

Comercializado en la década de 1960 por General Electric, los PEM utilizan una membrana electrolítica de polímero y agua pura como solución electrolítica, lo que evita la recuperación y el reciclaje de la solución electrolítica de hidróxido de potasio que es necesaria con electrolizadores alcalinos [1].

En las celdas PEM, una membrana sólida polimérica actúa como electrolito y como sistema de separación (Figura 12). Esta membrana está directamente conectada a los electrodos y permite el paso de protones de un electrodo al otro. Son sistemas menos desarrollados que los alcalinos y solamente están disponibles comercialmente para aplicaciones a pequeña escala. La eficiencia de estos sistemas se encuentra en el rango del 70% respecto al HHV del hidrógeno y su temperatura límite de operación es de 80°C, debido a la limitación del material que conforma la membrana polimérica.

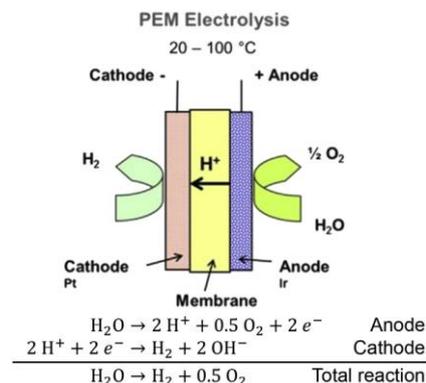


Figura 2. Principio de funcionamiento esquemático de la electrólisis PEM [1].

Los sistemas de electrólisis PEM pueden operar a densidades de corriente entono a 1.5 A/cm², muy superior que la densidad de corriente de los electrolizadores alcalinos y, por lo tanto, es una de sus principales ventajas [2]. Otras ventajas que ofrecen son las siguientes:

- Una rápida puesta en marcha

- Alta flexibilidad
- Más seguros y menos nocivos para el medio ambiente, ya que no utilizan electrolitos corrosivos
- Buen funcionamiento en sistemas fluctuantes
- Alta pureza del hidrógeno producido (99.95%), sin necesidad de ningún equipo de purificación adicional.

Sin embargo, el principal punto débil de esta tecnología es el coste de los materiales que constituyen la celda, principalmente debido a que se necesitan metales nobles como el platino. Todo ello hace que el coste total de estos sistemas pueda ser hasta tres veces superior al coste de los sistemas de electrolisis alcalina. Además, al ser una tecnología actualmente poco madura, presentan problemas de durabilidad, con tiempos de vida inferiores que los sistemas de electrolisis alcalina [2].

1.3. Electrolisis de óxido sólido (SOEC)

Se trata de la tecnología de electrolisis menos madura y desarrollada de todas, aunque presenta mayor eficiencia debido a que parte de la energía se provee como calor. El electrolito es un sólido oxidado (ZrO_2 dopado con Y_2O_3), el cual presenta altas conductividades a altas temperaturas y buena estabilidad térmica y química.

Los sistemas de óxido sólido operan a temperaturas en el rango de 700 - 1000°C utilizando agua en forma de vapor (Figura 13). Las densidades de corriente son similares a las de los sistemas PEM pero, debido a la degradación existente a las temperaturas de proceso, se suele mantener más bajas, 0.4 A/cm². Además, el consumo eléctrico es bastante menor que en el resto de tecnologías, sobre 3kWh/Nm³ H₂. Las eficiencias pueden llegar a superar el 90%, teniendo en cuenta tanto la componente eléctrica como el aprovechamiento térmico. Estos sistemas son operados a presión atmosférica, aunque se están haciendo investigaciones en sistemas de hasta 25 bares de presión.

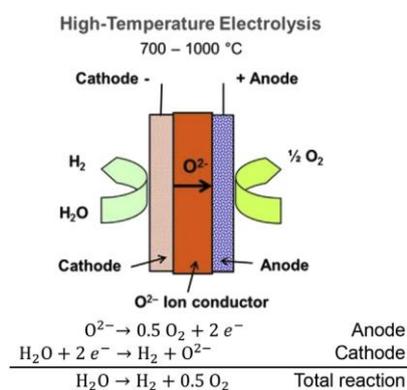


Figura 3. Principio de funcionamiento esquemático de la electrólisis del agua a alta temperatura [1].

El principal punto crítico de estos sistemas son las altas velocidades de degradación que se alcanzan debido a las altas temperaturas, por lo que gran parte de los esfuerzos en I+D están enfocados a bajar la temperatura de funcionamiento a 500 - 600°C. Asimismo, debido a las temperaturas alcanzadas, el producto obtenido es una mezcla de hidrógeno y vapor de agua,

siendo necesario una purificación posterior. Por último, destacar que esta tecnología no es estable a fluctuaciones del suministro eléctrico [2].

2. Referencias Bibliográficas

- [1] S. Patel, «Power,» 2 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.powermag.com/why-power-to-gas-may-flourish-in-a-renewables-heavy-world/>.
- [2] S. Pérez-Gil y M. Belsué-Echevarría, «Technologies related to power-to-gas,» *DYNA*, vol. 92, nº 6, pp. 632-636, 2017.

Índice del documento

1. Resumen Atlas de vientos de Colombia	2
1.1 Viento más probable a 10 m de altura.....	2
1.1.1 Velocidad promedio a 50/80/100/200/250 m de altura	2
1.2. Velocidad máxima del viento.....	2
1.2.1 Probabilidad de ocurrencia del viento máximo.....	3
1.2.2 Período de retorno del viento máximo.....	3
1.3. Dirección del viento.....	4
1.4 Potencial eólico	4
1.4.1 Rugosidad superficial	4
1.4.2 Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento	5
1.4.3 Parámetro de escala (c).....	5
1.4.4 Parámetro de forma (k).....	6
1.4.5 Velocidad del Viento de Máxima Energía	6
1.4.6 Densidad del aire	7
1.4.7 Densidad de energía eólica a 80 m	7
1.4.8 Modelización de la distribución de velocidades.....	8
1.4.9 Variación de los parámetros de Weibull con la altura	9
2. Referencias Bibliográficas	9

1. Resumen Atlas de vientos de Colombia

1.1 Viento más probable a 10 m de altura

De acuerdo con el Atlas eólico colombiano, el término viento más probable hace referencia a los valores de velocidad del viento que se presentan con mayor frecuencia en un lugar determinado. En la alta y media Guajira (centro y norte) se presentan velocidades cercanas a los 5 m/s. El cálculo se realiza con base en el registro histórico de las observaciones del comportamiento del viento en las estaciones meteorológicas, con instrumentos emplazados a 10 m de altura sobre la superficie [1]. Para el caso específico del emplazamiento del proyecto, la velocidad promedio del viento más probable anual se ubica en el rango de 5-6 m/s, como se ilustra en la figura 1.

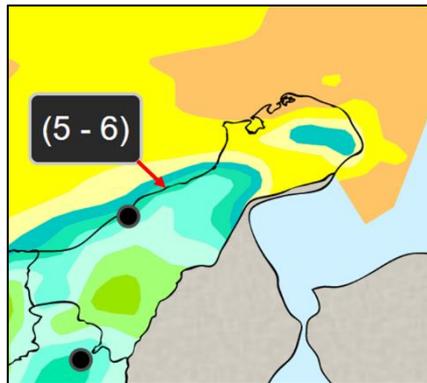


Figura 1. Velocidad del viento más probable (m/s) anual a 10 metros de altura.

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.1.1 Velocidad promedio a 50/80/100/200/250 m de altura

- A 50 metros de altura, la velocidad promedio se ubica en el rango de 7 -8 m/s.
- A una altura de 80 metros, el rango es de 8-9 m/s.
- A 100 metros de altura, el rango es de 9-10 m/s.
- 150 metros de altura, el rango es 10-11 m/s.
- A 200 metros de altura, 11-12 m/s
- A una altura de 250 metros, el rango es de 12-13 m/s.

1.2. Velocidad máxima del viento

De acuerdo con el Atlas eólico colombiano, se refiere al viento con la velocidad más alta, que se presenta en un lugar determinado. Para el caso del departamento de La Guajira, presenta viento con velocidad superior a 30 m/s, sin embargo, en otras regiones de Colombia presentan valores por encima de los 39 m/s, que corresponden a regiones de mayores alturas del sistema orográfico de los Andes. Tal como se establece en el documento, es el máximo valor absoluto registrado en la serie de datos históricos [1]. Para la zona de ubicación del proyecto, el promedio de la velocidad máxima del viento multianual se ubica en el rango de 27-30 m/s, como se indica en la figura 2.

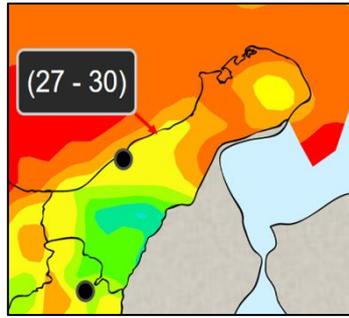


Figura 2. Promedio de la velocidad máxima del viento (m/s) multianual.

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.2.1 Probabilidad de ocurrencia del viento máximo

Según el Atlas eólico colombiano, este término se refiere a la cuantificación matemática de la frecuencia de ocurrencia del flujo de viento con la mayor velocidad, registrada en un lugar determinado, calculada a partir de las series históricas de datos. En el documento se concluye que sobre el territorio nacional continental y marítimo se presenta una probabilidad muy baja en el rango de 4% - 8% asociada a la ocurrencia del viento con máximas velocidades en un lugar determinado [1]. La probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento multianual en la localización del parque es de 4% - 6 %, ver figura 3.

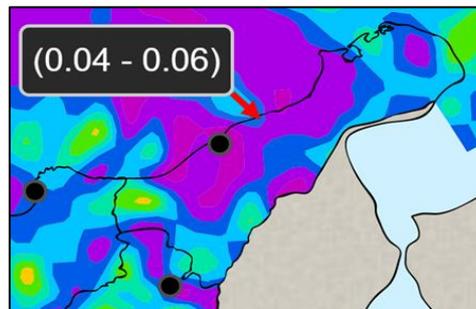


Figura 3. Probabilidad de ocurrencia de la velocidad máxima del viento (%) multianual.

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.2.2 Período de retorno del viento máximo

Según el documento, el período de retorno se refiere al tiempo esperado o tiempo medio entre sucesos de baja probabilidad. En el centro de La Guajira la posibilidad de retorno del viento máximo es en el rango de 60 o más años [1]. Para la ubicación del proyecto, el período de retorno de la velocidad máxima del viento es entre 30 y 40 años, como se muestra en la figura 4.

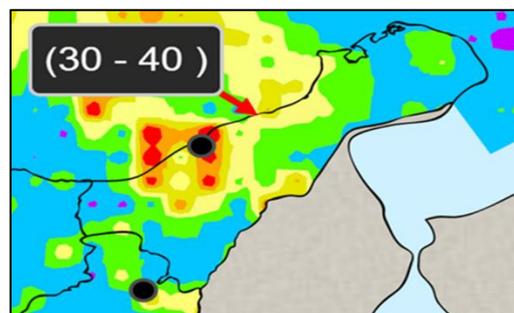


Figura 4. Período de retorno de la velocidad máxima del viento (años) multianual.

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.3. Dirección del viento

Define la procedencia del viento; en otras palabras, la dirección expresa el punto del horizonte desde el cual sopla el viento. En la escala anual, en el departamento de La Guajira se presenta viento del este, y en la estacional, se observa predominio de vientos del norte y del este a lo largo del año [1]. A continuación, se muestra la rosa de vientos de la ciudad de Riohacha, ver figura 5.

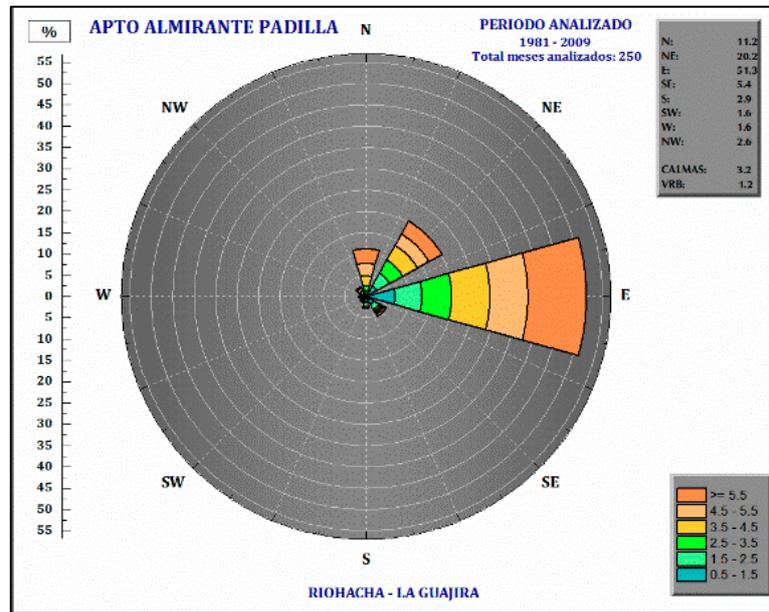


Figura 5. Rosa de viento para el Aeropuerto Almirante padilla - Riohacha, La Guajira [1].

1.4 Potencial eólico

1.4.1 Rugosidad superficial

Es una propiedad que caracteriza el conjunto de irregularidades de una superficie y es determinante en el proceso de fricción que tiene lugar en capas bajas de la atmósfera, puesto que produce un retraso en el flujo de viento. Para el cálculo del potencial eólico, se utiliza un indicador conocido como "altura de rugosidad superficial" según el tipo de terreno.

En el Atlas de viento de Colombia, la rugosidad se calculó con la ecuación de Justus - Mikhail, en donde:

$$\alpha = 0,37 - 0,203 \log V_{10m}$$

Con base al mapa anual de rugosidad, la zona de ubicación del proyecto presenta una rugosidad del orden de 0.21 a 0.24 m, ver figura 6.

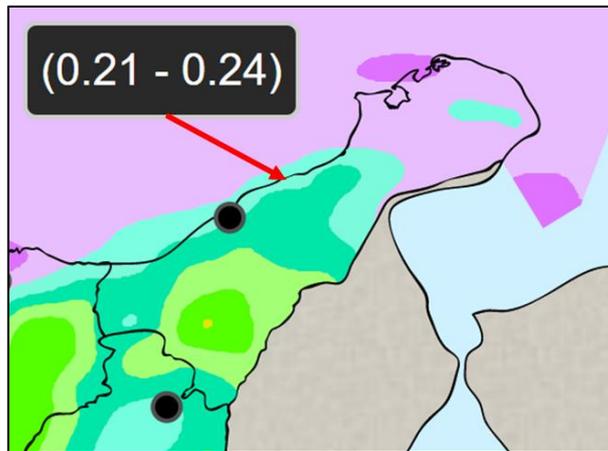


Figura 6. Rugosidad superficial (m) anual.

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

14.2 Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento

Para Colombia, en la escala anual en la región del mar Caribe y sectores de mayor elevación en la cordillera Oriental se observan desviaciones alrededor de los 3 m/s, mientras que sobre la región continental y el área marítima del Pacífico las variaciones oscilación entre los 0.5 y 2.0 m/s. Mientras que estacionalmente, no se perciben mayores cambios en las áreas de menor elevación de las regiones Caribe, Pacífica, Orinoquía y Amazonía.

Para fines energéticos, la serie de datos de velocidad de viento generalmente se ajusta a una distribución de probabilidad tipo Weibull. La desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento anual en la zona de localización del proyecto es de 2.0-2.5 m/s, ver figura 7.

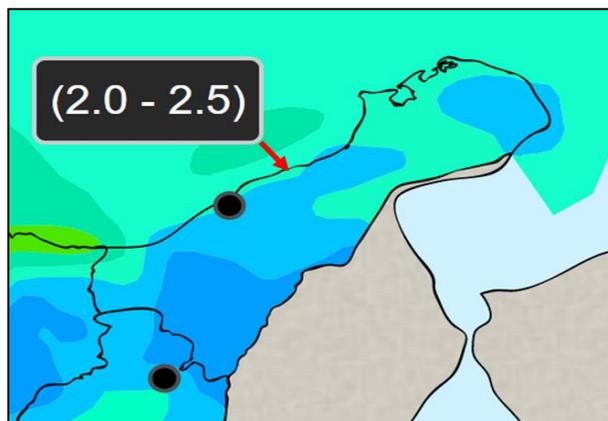


Figura 7. Desviación estándar según Weibull para la velocidad del viento $f(C,K)$ (m/s) anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.3 Parámetro de escala (c)

En la escala anual, se identifica de manera general un solo patrón de comportamiento a lo largo del territorio nacional. En el área continental este parámetro oscila entre 0 y 4 m/s, especialmente en las zonas de menor elevación, incrementándose alrededor de los 7 m/s en las zonas de montaña y en el litoral Caribe.

ANEXO C: Resumen caracterización del viento del Departamento de La Guajira

Los valores del parámetro aumentan en la escala estacional, en el Cesar, Norte de Santander y La Guajira, este parámetro alcanza los 9 m/s durante el primer trimestre del año.

Con base al Atlas de viento de Colombia, el parámetro de escala C para la zona del proyecto es de 6-7 m/s, ver figura 8.

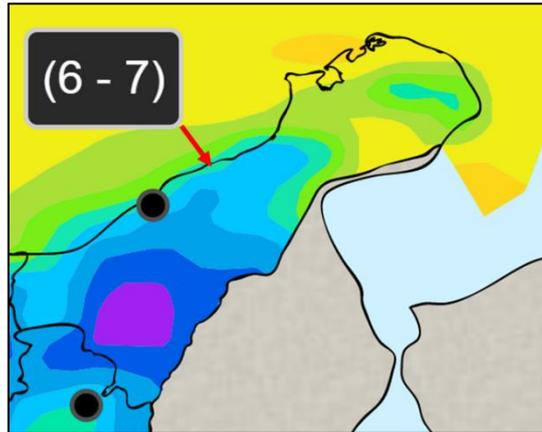


Figura 8. Parámetro de escala C de la distribución Weibull para la velocidad del viento (m/s) anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.4 Parámetro de forma (k)

En general, dentro del ciclo anual se presenta un solo patrón de comportamiento en el territorio nacional. En el área continental este parámetro varía entre 1.5 y 2.5, especialmente en las zonas de menor elevación, ascendiendo hasta 3.5 en las zonas de montaña y litoral Caribe. Con base al Atlas de eólico de Colombia, el parámetro de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento anual para la zona del proyecto es de 3.0 - 3.5, ver figura 9.

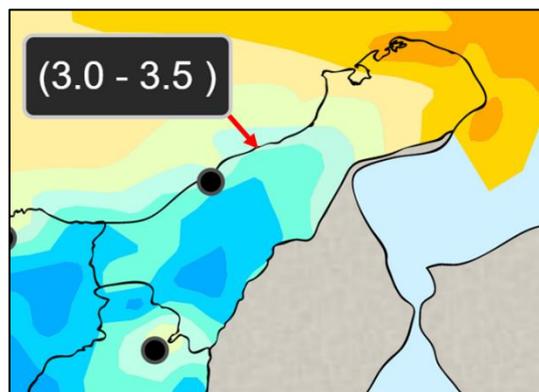


Figura 9. Parámetro de forma K de la distribución Weibull para la velocidad del viento anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.5 Velocidad del Viento de Máxima Energía

Es el valor de velocidad del viento en la que el vector fluye con la mayor cantidad de energía cinética en un lugar y tiempo determinado, por tanto, representa el estado propicio para el aprovechamiento del potencial energético del viento. Para el emplazamiento del parque eólico este valor se sitúa entre 7 – 8 m/s, ver figura 10.

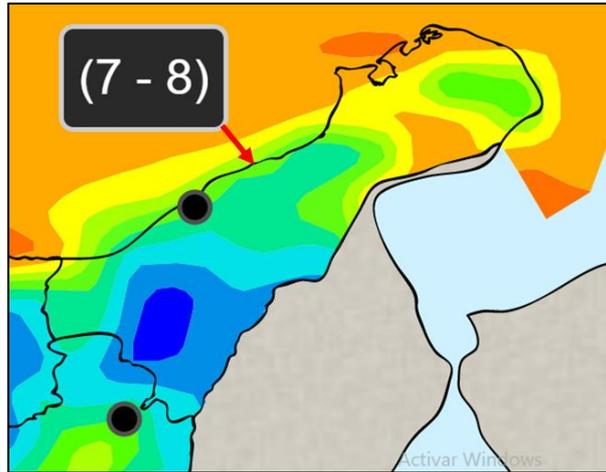


Figura 10. Velocidad del viento de máxima energía (m/s) anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.6 Densidad del aire

Las variaciones espaciales que presenta este parámetro sobre el territorio nacional están directamente relacionadas con la topografía. Sobre las zonas planas de la Orinoquía, Amazonía, Caribe, Pacífico y áreas marítimas, se presentan los valores más altos, que oscilan entre 1.1 kg/m^3 y 1.2 kg/m^3 . Para el caso específico de la zona de localización del proyecto la densidad del aire se sitúan en el rango de $1.15 - 1.20 \text{ kg/m}^3$, ver figura 11.

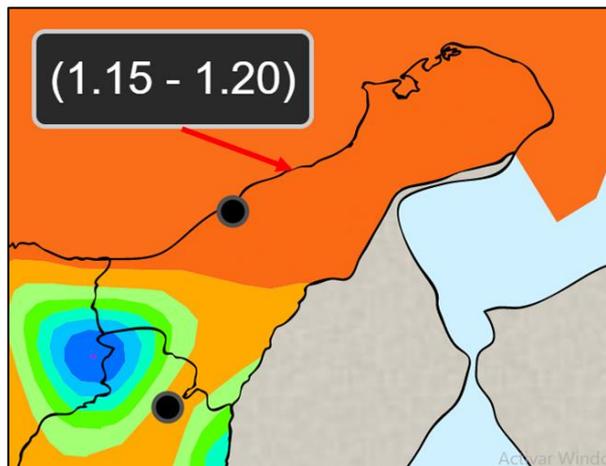


Figura 11. Densidad del aire (kg/m^3) anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.7 Densidad de energía eólica a 80 m

Desde una perspectiva anual, las mayores densidades ($\geq 1.000 \text{ W/m}^2$) se observan sobre el mar Caribe, litoral de Bolívar, Atlántico y Magdalena, así como en el norte de La Guajira y sectores de montaña entre el Nudo de los Pastos y el Macizo Colombiano, en límites entre Nariño y Cauca.

Región Caribe:

Presenta valores por encima de los 1.331 W/m^2 , que persisten a lo largo del año, en amplias zonas del litoral Caribe. Los máximos, superiores a 1.728 W/m^2 , se registran de diciembre a julio desde Bolívar hasta La Guajira. En el interior del continente, se destacan el norte de La Guajira, con valores alrededor de 1.728 W/m^2 en todo el año, y el norte del Cesar, con valores de hasta 1.331 W/m^2 entre diciembre y abril. Con base al Atlas eólico de Colombia, para la zona de localización del parque la densidad de energía eólica anual a 80 m de altura está en el rango de $512 \text{ W/m}^2 - 729 \text{ W/m}^2$, figura 12.

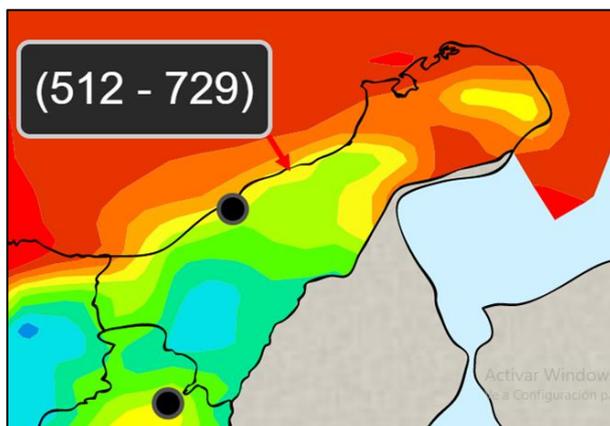


Figura 12. Densidad de energía eólica a 80 metros de altura (W/m^2) anual

Fuente: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>

1.4.8 Modelización de la distribución de velocidades

Con los parámetros de la densidad de probabilidad de Weibull: $k = 3$ y $c = 6 \text{ m/s}$, se puede determinar los distintos parámetros de interés como se indica en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros de interés para cálculos energéticos, a partir de $k=3$ y $c=6 \text{ m/s}$.

Ítem	Formula	Resultado
Velocidad media anual $\langle v \rangle$	$\langle v \rangle = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$ (1)	5.36 m/s
Media anual del cubo de las velocidades $\langle v^3 \rangle$	$\langle v^3 \rangle = c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)$ (2)	216.00 $(\text{m/s})^3$
Velocidad eficaz v^*	$v^* = \langle v^3 \rangle^{1/3}$ (3)	6.00 m/s
Factor de Energía F_e	$F_e = \frac{\langle v^3 \rangle}{\langle v \rangle^3}$ (4)	1.40
Índice de variabilidad $\frac{\sigma}{\langle v \rangle}$	$\frac{\sigma}{\langle v \rangle} = \left[\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right]^{1/2}$ (5)	0.36

Tabla 1. Parámetros de interés para cálculos energéticos, a partir de $k=3$ y $c=6$ m/s.

Ítem	Formula	Resultado
Desviación estándar σ	$\sigma = \langle v \rangle \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (6)$	1.95 m/s
Moda de la distribución de velocidad v_m	$v_m = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (7)$	5.24 m/s
Velocidad para la que la densidad de probabilidad de la densidad de potencia es máxima v_{mp}	$v_{mp} = \langle v \rangle \frac{\left(1 + \frac{2}{k}\right)^{1/k}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (8)$	7.11 m/s
La mediana \tilde{v}	$\tilde{v} = c (\ln 2)^{1/k} \quad (9)$	5.31 m/s

1.4.9 Variación de los parámetros de Weibull con la altura

Cuando se conocen los parámetros de la distribución de Weibull para una altura y se desea estimar sus valores para otra altura:

$$k' = k \left(\frac{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z}{10}\right)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z'}{10}\right)} \right) \quad (10)$$

$$c' = c \left(\frac{Z'}{Z} \right)^\beta \quad (11)$$

En donde el coeficiente β viene dado por la expresión:

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 \ln c}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z}{10}\right)} \quad (12)$$

En las expresiones anteriores:

k, k' : parámetros de forma para las alturas Z y Z' respectivamente.

c, c' : parámetros de escala para las alturas Z y Z' respectivamente (m/s).

2. Referencias Bibliográficas

- [1] IDEAM; UPME, Atlas de viento de Colombia, Bogotá, D.C, 2017, p. 237.

Sales document

Wind turbine class K08 delta

Type: N100/3300
Technical description



K0801_041605_EN

Revision 01 / 2013-01-18

- Translation of the original sales document -
This document is a translation from German. In case of doubt, the German text shall prevail.

Document is published in electronic form.

Signed original at Nordex Energy GmbH, Department Central Engineering.

3. Technical data

Climatic design data of the standard version	
Design temperature	Standard -20 °C...+50 °C CCV -40 °C...+50 °C HCV -20 °C...+50 °C
Operating temperature range	-20 °C... +40 °C
Operating temperature range CCV	-30 °C ... +40 °C
Operating temperature range HCV	-20 °C ... +45 °C
Stop	Standard -20 °C, restart at -18 °C CCV -30 °C, restart at -28 °C HCV -20 °C, restart at -18 °C
Max. height above MSL	2000 m*
Certificate	According to IEC 61400-1

* At installation altitudes above 1000 m, the nominal power can be achieved up to the defined temperature ranges.

Design	
Type	3-blade rotor with horizontal axis Up-wind turbine
Power control	Active single blade adjustment
Nominal power	3300 kW
Nominal power starting at wind speeds of (at air density of 1.225 kg/m ³)	Approx. 14 m/s
Operating speed range of the rotor	9.0 ... 16.1 rpm
Nominal speed	14.3 rpm
Cut-in wind speed	Approx. 3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Cut-back-in wind speed	22 m/s
Calculated service life	20 years

Towers		
Hub height	75 m	100 m
Name	R75	R100
Wind class	DIBt 3/IEC 1a	DIBt 3/IEC 1a
Number of tower sections	3	5

Rotor	
Rotor diameter	99.8 m
Swept area	7823 m ²
Nominal power/area	422 W/m ²
Rotor shaft inclination angle	5°
Blade cone angle	3.5°

Rotor blade	
Material	Glass-reinforced plastics
Total length	48.7 m
Total weight per blade	Approx. 11.15 t

Rotor shaft/rotor bearing	
Type	Forged hollow shaft
Material	42CrMo4 or 34CrNiMo6
Bearing type	Spherical roller bearing
Lubrication	Continuous and automatic with lubricating grease
Rotor bearing housing material	EN-GJS-400-18U-LT

Gearbox	
Type	Multi-stage planetary gear + spur gear
Gear ratio	50 Hz: $i=81 \pm 1\%$ 60 Hz: $i=97 \pm 1\%$
Lubrication	Forced-feed lubrication
Oil type	VG 320
Max. oil temperature	75 °C
Oil change	Change, if required

Electrical system	
Nominal power P_{nG}	3300 kW
Nominal voltage	3 x AC 660 V $\pm 10\%$
Nominal current I_{nG} at S_{nG}	3564 A

Electrical system	
Nominal apparent power S_{nG} at P_{nG}	3667 kVA
Power factor at P_{nG}	1.00 as default setting 0.9 underexcited (inductive) up to 0.9 overexcited (capacitive) possible
Frequency	50 or 60 Hz

**NOTE**

The nominal power is subject to system-specific tolerances. During nominal power, they are ± 100 kW. Practice has shown that negative deviations occur rarely and in most cases are < 25 kW. For the precise compliance with external power specifications the nominal power of the single wind turbine may be parameterized accordingly. Alternatively, the wind farm can be parameterized accordingly using the Wind Farm Portal®.

Generator	
Degree of protection	IP 54 (slip ring box IP 23)
Nominal power	3400 kW
Nominal voltage	660 V
Frequency	50 or 60 Hz
Speed range	50 Hz: 700 ... 1300 rpm 60 Hz: 840 ... 1560 rpm
Poles	6
Weight	Approx. 10.6 t

Gearbox cooling and filtration	
Type	1. Cooling circuit: Oil circuit with oil/water heat exchanger and thermal bypass 2. Cooling circuit: Water/air together with generator cooling
Filter	Coarse filter 50 μ m Fine-mesh filter 10 μ m
Offline filter (optional)	5 μ m

Generator cooling	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger
Cooling water pump	50 Hz: 1.3 kW 60 Hz: 1.1 kW

Generator cooling	
Flow rate	Approx. 70 l/min
Coolant	Water/glycol-based coolant

Converter cooling	
Type	Water circuit with water/air heat exchanger and thermal bypass
Coolant	Water/glycol-based coolant

Pitch System	
Pitch bearing	Double-row four-point contact bearing
Lubrication of the gearing	Automatic lubrication unit with grease
Drive	3-phase motor incl. spring-actuated brake and multi-stage planetary gear
Emergency power supply	Lead-acid batteries

Hydraulic system	
Hydraulic oil	VG 32
Oil quantity	Approx. 20 l
Thermal protection	Integrated PT100

Yaw drive	
Motor	Asynchronous motor
Gearbox	4-stage planetary gear
Number of drives	4
Lubrication	Oil, ISO VG 150
Yaw speed	Approx. 0.5 °/s

1. Dimensionamiento de la granja solar

En el presente apartado se muestran los cálculos correspondientes al dimensionamiento de una planta de energía fotovoltaica para generar electricidad anual alrededor de 25,000,000 kWh (25GWh); de esta manera satisfacer la demanda energética de la Planta Power-to-Gas para convertir electricidad en gas natural sintético, que es del orden de 21,725,425 kWh (21.7 GWh), y este valor se sobredimensionó a un 15% para definir como potencia instalada de la granja solar de 15,720 kWp (15.72 MWp) y con conexión a la red eléctrica, y el excedente posible de energía será vendida a la red.

Luego de definir la producción de energía eléctrica anual de la granja solar, se procede a calcular el número de paneles (NP) siguiendo la ecuación (1), donde se utilizó el aplicativo PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) para calcular la Producción anual FV del panel solar seleccionado para el proyecto.

$$NP = \frac{\text{Producción de energía anual del sistema FV}}{\text{Producción anual panel solar}} \quad (1)$$

$$NP = \frac{25,000,000 \text{ kWh}}{795.18 \text{ kWh}} = 31440 \text{ paneles solares}$$

A partir del dato del número de Paneles (NP), se calcula la Potencia eléctrica en corriente directa (P_{DC}) del sistema FV:

$$P_{DC} = \text{Potencia pico [kW]} \times NP \quad (2)$$

$$P_{DC} = 0.500 \text{ kW} \times 31440$$

$$P_{DC} = 15,720 \text{ kW} \approx 15.7 \text{ MW}$$

Para el proyecto se contempló una relación de DC a AC (ratio) de 1.13, denominado en inglés *Inverter Loading Ratio (ILR)*; considerando que la Administración de Información y Energía de EEUU (EIA, por sus siglas en inglés) recomienda que "para sistemas individuales, las relaciones de carga del inversor suelen estar entre 1.13 y 1.30"¹. Con un ratio de 1.13 se calculó la Potencia eléctrica en corriente alterna (P_{AC}):

$$P_{AC} = \frac{P_{DC}}{\text{Ratio}} \quad (3)$$

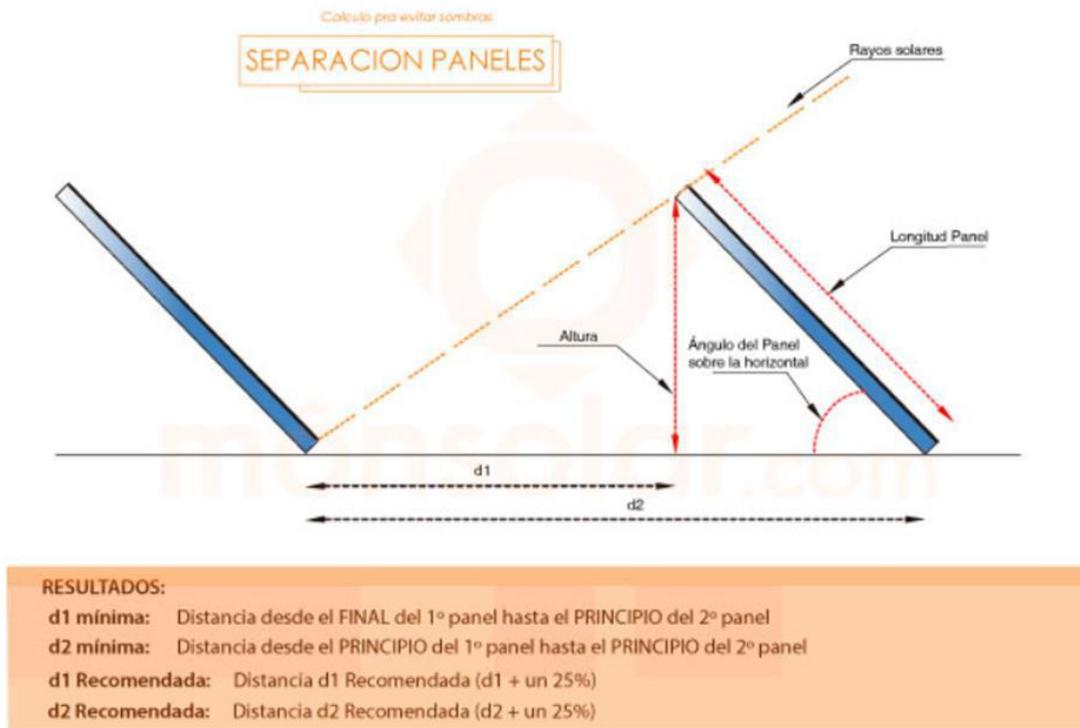
$$P_{AC} = \frac{15,720 \text{ kW}}{1.13} = 13,911 \text{ kW} \approx 13.9 \text{ MW}$$

¹ <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35372>

ANEXO E: Dimensionamiento de la granja solar FV

Para calcular la superficie de la plata se utilizó un aplicativo web², el cual permite obtener las distancias de separación, considerando que la planta está orientada al sur y ángulo de azimut 0°. La separación entre las filas de módulos debe ser razonable para evitar sombras entre las filas, y este cálculo nos permite estimar la superficie de la planta, que más adelante se detalla.

2.- Esquema SEPARACIÓN filas de paneles



3.- Tabla calculadora de separaciones

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0	11.70	1.102	12	0.162	0.202	1.240	1.549

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0	11.70	1.102	12	0.162	0.202	1.240	1.549

LEYENDA:

Tipo de tejado: Puede ser horizontal, este caso es horizontal.

² <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>

ANEXO E: Dimensionamiento de la granja solar FV

Inclinación del tejado: Introducir el ángulo de inclinación del tejado. En este caso Horizontal = 0 grados.

Latitud del lugar: Es la latitud del lugar de la instalación, valor en grados. Utilizar el punto como separador decimal. Para este caso es 11.702°.

Longitud del panel solar: Valor en metros (m). Si el panel está en vertical este valor será la parte larga del panel solar, en este caso será horizontal y el largo del panel a utilizar es de 1.102 m, de acuerdo a ficha técnica del módulo.

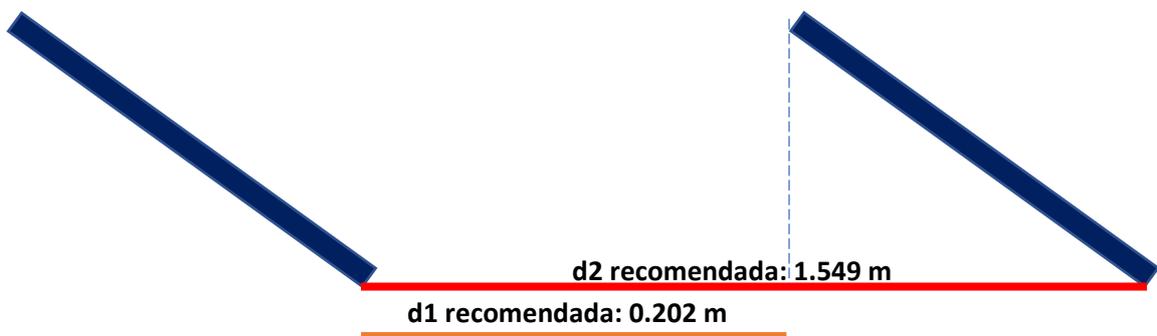
Ángulo del panel sobre la Horizontal: Es el ángulo que forma el panel sobre la Horizontal, no sobre el tejado. En este caso es de 12°.

d1 mínima: mínima distancia de separación desde el FINAL del primer panel hasta el PRINCIPIO del segundo: 0.162m.

d1 recomendada: Es la d1 incrementada en un 25%. Se recomienda utilizar este valor siempre que sea posible: 0.202 m.

d2 mínima: mínima distancia de separación desde el PRINCIPIO del primer panel hasta el PRINCIPIO del segundo: 1.240 m.

d2 recomendada: Es la d2 incrementada en un 25%. Se recomienda utilizar este valor siempre que sea posible: 1.549 m.



Entonces el área total por modulo considerando la distancia recomendada para evitar sombra entre las filas:

Superficie por módulo (para evitar sombras entre filas) = $d2$ recomendada x ancho del modulo

Superficie por módulo (para evitar sombras entre filas) = $1.549 \text{ m} \times 2.187 \text{ m} = 3.39 \text{ m}^2$

Superficie de la planta = Superficie por módulo (Para evitar sombras entre filas) x Número de Módulos

Superficie de la planta = $3.39 \text{ m}^2 \times 31440 = 106582 \text{ m}^2 \approx 11 \text{ ha}$

ANEXO E: Dimensionamiento de la granja solar FV

Para establecer la conexión entre módulos, si se realizará en serie o en paralelo, se ha de tener en cuenta que el módulo seleccionado, es el A-315M, del fabricante Trina Solar. Tiene una tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}) de 42.08V. El número de paneles necesarios que habrá que colocar en serie para alcanzar la tensión de trabajo del sistema ha de superar el voltaje mínimo de funcionamiento del inversor, es por ello que a continuación se ha de conocer las características del inversor MPPT elegido.

Característica del Inversor	
Marca	ABB
Serie	PVS50 TL
I max Corto Circuito (A)	55
MPPT Voltage Range (V)	480 - 800
Rate AC Power (W)	50000

En este caso se ha elegido un inversor MPPT de ABB modelo String Inverters PVS-50-TL, ver anexo ficha técnica del inversor, el cual posee un voltaje mínimo de funcionamiento de $480V_{DC}$ y una tensión máxima de $800V_{DC}$, por lo tanto, seleccionó un modo de conexión que supere los 480V y sea inferior a 800V. En nuestro caso utilizaremos $700V_{DC}$, pues se encuentra en el rango permitido:

$$N_{Serie} = \frac{\text{Voltaje del inversor MPPT}}{\text{Tensión en el punto de máxima potencia}}$$
$$N_{Serie} = \frac{700 V}{42.08 V} = 16.63 \approx 17; \text{ lo cual indica 17 módulos en serie.}$$

El número de módulos conectados en paralelo vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$N_{Paralelo} = \frac{I_{Corriente\ corto\ circuito\ inversor\ cada\ MPPT}}{I_{Corriente\ cortocircuito\ módulo}}$$
$$N_{Paralelo} = \frac{55}{11.69} = 4.7 \approx 5 \text{ módulos en paralelo}$$

Teniendo esta información, podemos determinar que la cantidad de paneles conectados por MPPT al inversor es de:

$$N_{módulo\ por\ MPPT} = N_{serie} \times N_{paralelo}$$

$$N_{módulo\ por\ MPPT} = 17 \times 5 = 85$$

Como la planta fotovoltaica consta de 31,440 módulos, se requerirá 370 conexiones MPPT³, sin embargo el inversor seleccionado cuenta con 3 MPPT, por lo cual solo se requerirá 123 inversor.

³ <https://www.todofotovoltaica.com/inversores-de-energia-solar-fotovoltaica-que-es-el-mpp-o-mppt/>

ANEXO E: Dimensionamiento de la granja solar FV

Se utilizó el aplicativo PVGIS (Rendimiento de PV conectado a la red) para evaluar la electricidad generada.

Un valor típico de la pérdida de un sistema fotovoltaico es del 14%, pero para esta evaluación se utilizó un porcentaje levemente superior del orden del 16%, para realizar cálculos más conservativos, teniendo en cuenta que existen varios factores que inducen pérdidas de los sistemas fotovoltaicos, a continuación se mencionan algunos:

- Pérdidas por dispersión de potencia
- Pérdida por temperatura de la célula fotovoltaica
- Pérdida por suciedad sobre los módulos fotovoltaicos
- Pérdidas por inclinación y acimut
- Pérdidas por sombras
- Pérdidas por degradación fotónica.
- Pérdidas eléctricas

Los principales resultados de la producción de la planta se resumen en la tabla 3.

TABLE 3: Evaluación de la producción de energía.

Pérdida del sistema	Producción anual de electricidad FV	Irradiación anual	Rendimiento de la Plata FV	Rendimiento de radiación
%	kWh	kWh/m ²	h	h
16	25000000	1710	1590	2179

- **Rendimiento de la Plata FV** = $\frac{\text{Producción anual de electricidad FV}}{\text{Potencia DC}}$

$$\text{Rendimiento de la Plata FV} = \frac{25000000 \text{ kWh}}{15,720 \text{ kW}} = 1590 \text{ h}$$

- **Rendimiento de radiación** = $\frac{\text{Yearly in plane radiation (kWh/m}^2\text{)}}{1 \text{ kW/m}^2}$

$$\text{Rendimiento de radiación} = \frac{2178.82 \text{ kWh/m}^2}{1 \text{ kW/m}^2} = 2179 \text{ h}$$

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

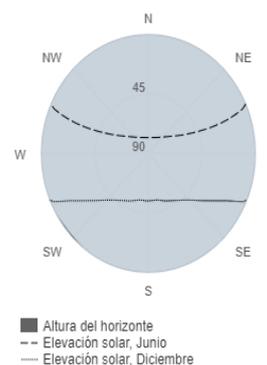
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 11.702, -72.610
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-NSRDB
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 0.5 kWp
 Pérdidas sistema: 16 %

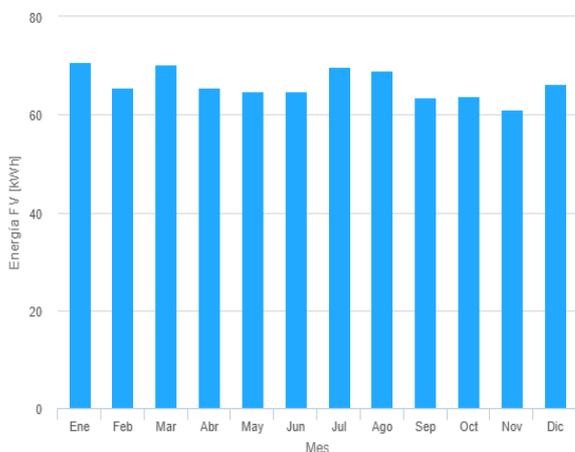
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 12 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 795.18 kWh
 Irradiación anual: 2178.82 kWh/m²
 Variación interanual: 22.33 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -2.73 %
 Efectos espectrales: NaN %
 Temperatura y baja irradiancia: -10.66 %
 Pérdidas totales: -27.01 %

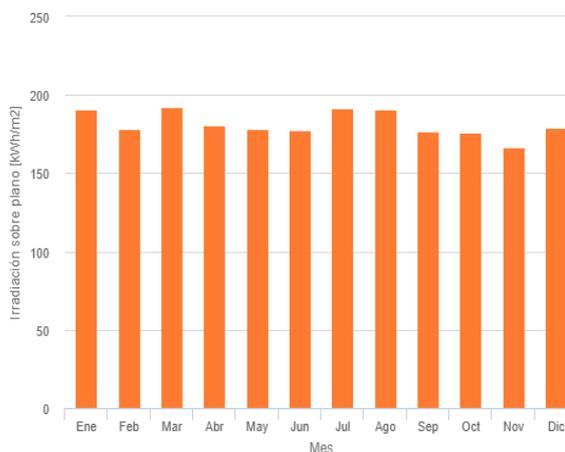
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	70.7	190.9	3.4
Febrero	65.7	178.4	5.0
Marzo	70.2	192.0	7.4
Abril	65.5	180.3	3.5
Mayo	64.9	178.5	3.5
Junio	64.8	177.9	2.1
Julio	69.7	191.2	2.5
Agosto	68.9	190.5	3.8
Septiembre	63.6	176.6	7.7
Octubre	63.9	176.4	4.3
Noviembre	61.1	166.7	5.6
Diciembre	66.3	179.4	3.6

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Mono Multi Solutions

THE Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



510W

MAXIMUM POWER OUTPUT

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DE18M(II)

POWER RANGE

485-510W



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 510W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716

ISO 9001: Quality Management System

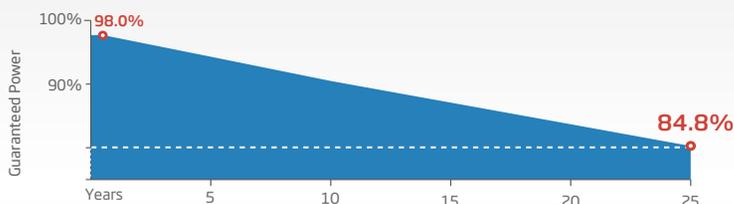
ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

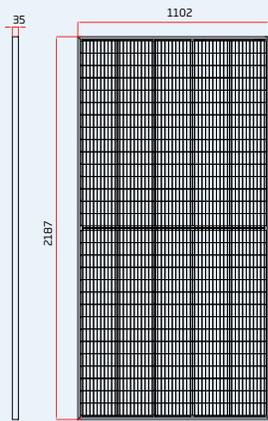
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



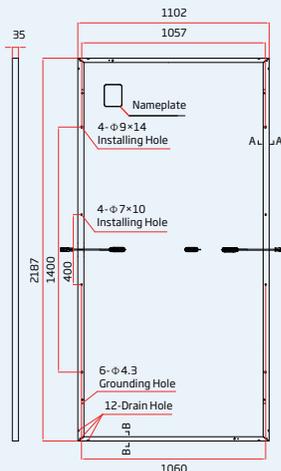
Trina Solar's Vertex Backsheet Performance Warranty



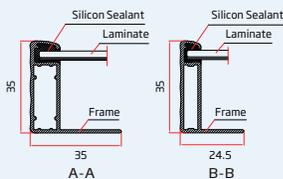
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



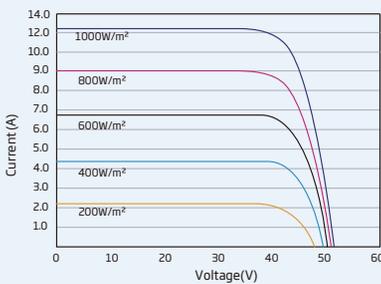
Front View



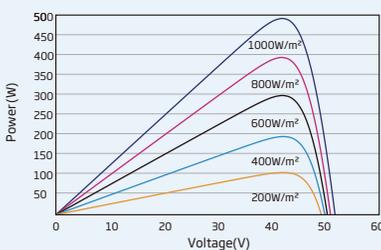
Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(495W)



P-V CURVES OF PV MODULE(495W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	485	490	495	500	505	510
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0	43.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75	11.81
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9	52.1
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35	12.42
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	365	369	373	377	381	385
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.9	40.0	40.2	40.4	40.6	40.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.17	9.22	9.28	9.33	9.38	9.50
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.1	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.73	9.78	9.84	9.90	9.95	10.01

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	26.5 kg (58.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 620 pieces

SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

PVS-50/60-TL



—
PVS-50/60-TL
string inverter

This new addition to the PVS string inverter family, with 3 independent MPPT and power ratings of up to 60 kW, has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

Compact design

Thanks to technological choices aimed at optimizing installation times and costs, the product design features the power module and wiring box enclosed in a single compact chassis thus saving installation resources and costs.

The inverter comes in multiple versions also allowing the possibility to connect to third-party DC string combiners.

Ease of installation

The horizontal and vertical mounting possibility creates flexibility for both rooftop and ground mounted installations.

Moreover the cover is equipped with hinges and locks that are fast to open and reduce the risk of damaging the chassis and interior components when commissioning and performing maintenance actions.

Advanced cloud connected features

Standard wireless access from any mobile device makes the configuration of inverter and plant easier and faster. Improved user experience thanks to a built-in User Interface (UI) enables access to advanced

The PVS-50/60-TL is ABB's cloud connected three-phase string solution enabling cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.

inverter configuration settings.

The Installer for Solar Inverters mobile app and configuration wizard enable a quick multi-inverter installation, saving up to 70% commissioning time.

Fast system integration

Industry standard Modbus (RTU/TCP)/SUNSPEC protocol enables fast system integration. Two ethernet ports enable fast and future-proof communication for PV plants.

ABB plant portfolio integration

Monitoring your assets is made easy, as every inverter is capable to connect to ABB cloud platform to secure your assets and profitability in long term.

Highlights

- Up to 3 independent MPPT - 50/60 kW power ratings
- Horizontal and vertical installation
- Easy access to wiring box thanks to hinges and cam latches positioned on cover
- Power module and wiring box in a single compact chassis
- Wi-Fi interface for commissioning and configuration
- Reactive power management capability
- Remote monitoring and firmware upgrade via ABB Cloud platform (logger free)
- Provides 10% extra power in case of reduced ambient temperature
- Improved operating altitude. Can work up to 4000 mt.
- Built-in dynamic export limitation control algorithm

ABB string inverters

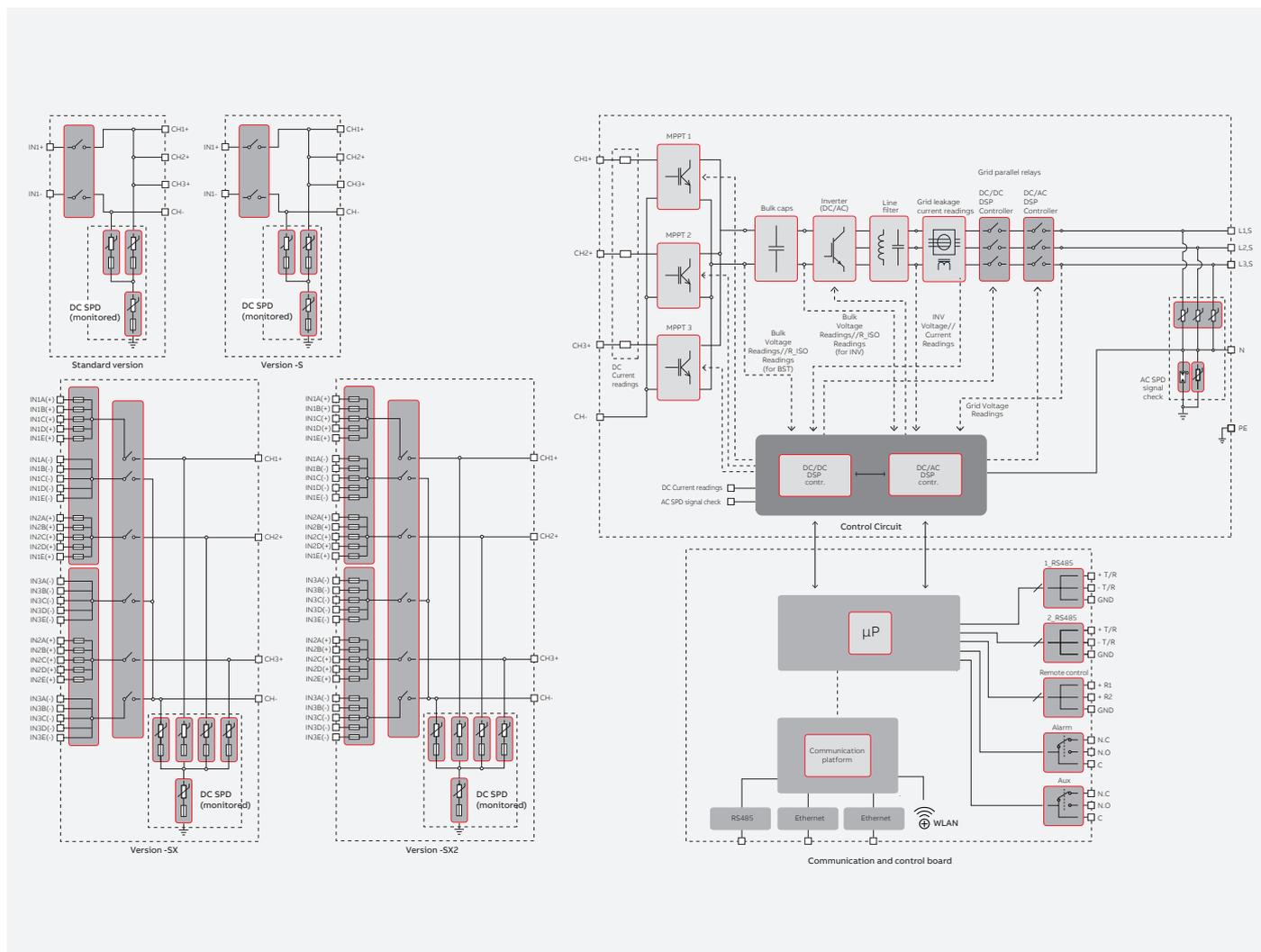
PVS-50/60-TL



Technical data and types

Type code	PVS-50-TL	PVS-60-TL
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{dcr})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{dcr})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (version SX and SX2) / 1 (versione standard e S)	
Maximum DC input power for each MPPT (PMPPT, max)	19300W@30°C / 17500W@45°C	23100W@30°C / 21000W@45°C
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin} ... V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ($I_{dcr,max}$) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ¹⁾ (-SX and SX2 version)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT	Type 2 / Type 1 + 2 (option)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	75 A / 1000 V for each MPPT	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE), grounded WYE system only	
Rated AC power (P_{acr} @cosf=1)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @cosf=1)	55000 W up to 30°C ⁶⁾	66000 W up to 30°C ⁶⁾
Maximum apparent power (S_{max})	55000 VA up to 30°C ⁶⁾	66000 VA up to 30°C ⁶⁾
Rated AC grid voltage ($V_{acr,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ²⁾	384...571 V ²⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	80 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ³⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum Sn	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95mm ² copper or stranded aluminum	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland (admitted cable diameter 25..44mm)	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection	Type 2	
Operating performance		
Maximum efficiency (hmax)	98.3%	98.5%
CN efficiency	98.2%	98.3%
Euro efficiency	98.0%	98.0%
Communication		
Embedded communication interfaces	3x RS485, 2X Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocol	Modbus RTU / TCP (Sunspec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude	4000 m (13123 ft) with derating above 2000 m / 6561 ft	

ABB PVS-50/60-TL string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	PVS-50-TL	PVS-60-TL
Physical		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	750 mm x 1100 mm x 261,5 mm / 29.5" x 43,3" x 10.27"	
Weight	68 kg / 150 lbs (SX version)	
Mounting system	Wall bracket	
Safety		
Marking	CE	
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62311, EN 301 489-1, EN 301 489-17, EN 300 328	
Grid standard (check your sales channel for availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, DRRG/DEWA, Chile LV/MV EN 50438 (Including Ireland deviations), RD 1565, RD 413, UTE C15-7-712-1, P.O. 12.3, AS/NZS 4777.3, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, ISO/IEC Guide 67(System 5) IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116, Synergrid C10/11, IRR-DCC-MV, CLC-TS-50549-1/-2	
Available product variants		
Input connections with terminal blocks + surge arrester Type 2 in both DC and AC sides	PVS-50-TL	PVS-60-TL
Input connections with terminal blocks + DC switch + surge arrester Type 2 in both DC and AC sides	PVS-50-TL-S	PVS-60-TL-S
15 quick Input connections + fuses (single pole) + DC switch + surge arresters Type 2 in both DC and AC sides	PVS-50-TL-SX	PVS-60-TL-SX
15 quick Input connections + fuses (both poles) + DC switch + surge arresters Type 2 in both DC and AC sides	PVS-50-TL-SX2	PVS-60-TL-SX2
Optional available		
SPD Type 1 + 2 on the DC side ⁴⁾	Available	Available
Display ⁵⁾	Available	Available

¹⁾Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

²⁾The AC voltage range may vary depending on specific country grid standards

³⁾The Frequency range may vary depending on specific country grid standards

⁴⁾Article with dedicated part number, only for SX2 version

⁵⁾Inverter version with display can be selected by dedicated part number. This option is not available in combination with the "SPD type 1+2" option

⁶⁾Due to country specific regulation this value can be limited to the nominal value

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

For more information please contact
your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.com

We reserve the right to make technical
changes or modify the contents of this
document without prior notice. With
regard to purchase orders, the agreed
particulars shall prevail. ABB AG does not
accept any responsibility whatsoever for
potential errors or possible lack of
information in this document.

We reserve all rights in this document and
in the subject matter and illustrations
contained therein. Any reproduction,
disclosure to third parties or utilization of
its contents – in whole or in parts – is
forbidden without prior written consent of
ABB AG. Copyright© 2019 ABB
All rights reserved



ANEXO G: Conversiones útiles y propiedades termodinámicas

1. Condiciones normalizadas de gases

Normal (Litros o metros cúbicos): 0 °C, 1.013 bar, 0% HR.

Hidrógeno - H ₂ , densidad del gas a 0°C y 1.013 bar (Kg / m ³) =	0.0899
Dióxido de carbono CO ₂ , densidad del gas a 0°C y 1.013 bar (Kg / m ³) =	1.977
Metano CH ₄ , densidad del gas a 0°C y 1.013 bar (Kg / m ³) =	0.7175
Gas natural, densidad del gas a 0°C y 1.013 bar (Kg / m ³) =	0.743

2. Propiedades termodinámicas de las sustancias químicas de interés

El valor calorífico de un combustible es la cantidad de calor liberado durante su combustión. También conocido como energía o valor calorífico, el valor calorífico es una medida de la densidad energética de un combustible y se expresa en energía (julios) por cantidad especificada (por ejemplo, kilogramos).

Hidrógeno - H ₂ , valor calorifico superior (MJ / kg) =	142
Metano CH ₄ , valor calorifico superior (MJ / kg) =	55
Gas natural, valor calorifico superior (MJ / kg) =	55

Hidrógeno - H ₂ , valor calorifico inferior (MJ / kg) =	120
Metano CH ₄ , valor calorifico inferior (MJ / kg) =	50
Gas natural, valor calorifico inferior (MJ / kg) =	42

3. Conversiones

1 kWh a MJ = 3.6
 1 Atm a bar = 1.013
 1 Kg a Litro = 1
 1 m³ a Litro = 1000
 1 Kg a tonelada (tonelada métrica) = 0.001

4. Datos de interés

Cantidad de CO₂ necesaria para 1 kWh de metano (t(CO₂)/kWh (Metano) = 0.000198

Relación molar H₂/CO₂ = 4



1 Kg



≈ 53 kWh



≈ 10 L



1 MWh



≈ 0.2 t



Infraestructura

Hidrógeno

H₂

GASES PUROS

Marcado

Número-CAS 1333-74-0

Caracterización ADR UN 1049, Hidrógeno, comprimido, 2.1
Clase 2, 1F

Marcado de la Botella

ojiva:
rojo

Propiedades esenciales

Gas incoloro, inodoro, inflamable, comprimido, mucho más ligero que el aire

Simbología de Riesgo



altamente inflamable



Gas comprimido

Características Físicas

Peso molecular: 2,0158 kg/kmol
Densidad del gas a 0°C y 1,013 bar: 0,0899 kg/m³
Densidad relativa al aire: 0,0695Para información adicional de seguridad ver Hoja de Seguridad del producto [ESP-H2-067A](#)

Válvulas / Reguladores

Conexiones de válvulas Tipo E

Reguladores recomendados Spectrolab FM 51/FM 52exact



Especificaciones / Forma de entrega						
		5.0	5.6	ECD	6.0	
Composición						
H ₂	>	99,999	99,9996	99,9996	99,9999	Vol.-%
Impurezas						
H ₂ O	<	5	2	2	0,5	ppmv
O ₂	<	1	1	1	0,2	ppmv
N ₂	<	5	2	2	0,2	ppmv
THC (como CH ₄)	<	0,1	0,1	0,1	0,1	ppmv
CO + CO ₂	<	0,1	0,1	0,1	0,1	ppmv
hal. HC	<	-	-	1	-	ppb
Botellas / Contenidos						
B 2 200 bar		-	0,4	-	0,4	m ³
B 10 200 bar		1,8	1,8	1,8	1,8	m ³
B 50 200 bar		8,9	8,9	8,9	8,9	m ³
B 50 300 bar		12,6	-	-	-	m ³
CV 18* B 50 200 bar		160,2	-	-	-	m ³

Marcado

Número-CAS	1333-74-0
Caracterización ADR	UN 1049, Hidrógeno, comprimido, 2.1 Clase 2, 1F

Marcado de la Botella

ojiva:
rojo

Propiedades esenciales

Gas incoloro, inodoro, inflamable, comprimido, mucho más ligero que el aire

Simbología de Riesgo

altamente inflamable



Gas comprimido

Para información adicional de seguridad ver Hoja de Seguridad del producto **ESP-H2-067A**

Descripción

Gas incoloro, inodoro e inflamable. Mucho más ligero que el aire. Forma mezclas altamente explosivas con el oxígeno o cloro (¡gas detonante!). A altas velocidades de emanación hay peligro de autoignición. Presenta llama casi invisible.

detección detector para gases inflamables

Datos de seguridad

Rango de Explosión	4,0 - 77 Vol. %
Temperatura de ignición	560 °C

Materiales

Botellas y Válvulas: cualquier material habitual
Acero normalizado / templado sólo bajo existencia de demanda de propiedades de máx. resistencia; peligro de efecto fragilizante del hidrógeno
Juntas: PCTFE, PVDF, PA PE

Características Físicas

Peso molecular	2,0158 kg/kmol	Presión de vapor a 20°C	
Punto Crítico		Densidad del gas a 0°C y 1,013 bar	0,0899 kg/m ³
Temperatura	33,19 K	Densidad relativa al aire	0,0695
Presión	13,15 bar	Densidad del gas a 15°C y 1 bar	0,08409 kg/m ³
Densidad	0,03012 kg/l	Factor de Conversión	
Punto Triple		Líquido en Ts a gas en m ³ (15°C, 1 bar)	
Temperatura	13,957 K	Coefficiente Virial	
Presión	0,072 bar	Bn a 0°C	0,6*10 ⁻³ bar ⁻¹
Punto de Ebullición		B30 a 30°C	0,58*10 ⁻³ bar ⁻¹
Temperatura	20,39 K	Estado Gaseoso a 25°C y 1 bar	
Densidad de líquido	0,07079 kg/l	Capacidad calorífica específica cp	14,3 kJ/kg K
Calor de evaporación	445,6 kJ/kg	Conductividad térmica	1861 10 ⁻⁴ W/m K
		Viscosidad dinámica	8,92*10 ⁻⁶ Ns/m ²

DIOXIDO DE CARBONO

Propiedades Físicas del Gas					
Peso Molecular	(0°C, 1 atm)	44.01 g/mol	Punto de Sublimación	(1 atm)	-78.5 °C
Densidad del Sólido	(1 atm)	1562 kg./m3	Presión Crítica		73.825 bar
Densidad del Gas	(15°C, 1 atm)	1.87 kg/m3	Temperatura Crítica		31.06 °C
Densidad del Gas	(0°C, 1 atm)	1.977 kg/m3	Gravedad Específica		1.529 g/mol

DIOXIDO DE CARBONO**Pureza e Impurezas del Gas**

CO ₂ = 99.5 % mínimo (grado 2.5)			
H ₂ S	< 1 ppm	NO _x	< 5 ppm
SO ₂	< 5.0 ppm	H ₂ O	< 60 ppm
NH ₃	< 2.5 ppm		

DIOXIDO DE CARBONO GRADO ALIMENTO**Pureza e Impurezas del Gas**

CO ₂ = 99.9 % mínimo (grado 2.9)			
O ₂	< 30 ppm	CO	< 10 ppm
H ₂ S	< 1 ppm	H ₂ O	< 20 ppm
NO _x	< 5 ppm	COS	< 0.1 ppm
SO ₂	< 0.1 ppm	Físicas	No Detectado
Benceno	< 0.5 ppm	NH ₃	< 2.5 ppm
Microbiológicas	No Detectado	THC	< 50 ppm
PH ₃	< 0.3 ppm	Acetaldeidos	< 0.2 ppm
Olor	Cumple		

DIOXIDO DE CARBONO SFC/SFE**Pureza e Impurezas del Gas**

CO ₂ = 99.9995 % mínimo (grado 5.5)			
Ar / O ₂	< 2 ppm	Residuos no volatiles	< 1 ppm
THC	< 0.5 ppm	H ₂ O	< 1 ppm

ENVASES USUALES: CILINDROS

Especificación DOT	Tamaño	Contenido		Presión Nominal	
		Volumen M ₃	Peso kg.	Bar.	Psi.
3AA2400	166/50	18.7	35 ± 0.15	49.9	724
3AA2133	147/47	17.1	32 ± 0.15	49.9	724
3AA2015	139/44	15.5	29 ± 0.15	49.9	724
3AA 1800	139/44	15.5	29 ± 0.15	49.9	724



Marcado**Número-CAS** 74-82-8**Caracterización ADR** UN 1971, Metano, 2.1
Clase 2, 2F**Marcado de la Botella**ojiva:
rojo**Propiedades esenciales**

Gas incoloro, inodoro, inflamable, comprimido, más ligero que el aire

Simbología de Riesgo

altamente inflamable

Características Físicas

Peso molecular: 16,043 kg/kmol
 Densidad del gas a 0°C y 1,013 bar: 0,7175 kg/m³
 Densidad relativa al aire: 0,5549

Para información adicional de seguridad ver Hoja de Seguridad del producto **FS-549 (Metano)****Válvulas / Reguladores****Conexiones de válvulas** RAP ITC MIE-AP7 M 21,7 x 1,814 MÉTRICO
(IZQUIERDAS) W 21,7 - 14 HILOS/PULGADA
(IZQUIERDAS)**Reguladores recomendados** Spectrolab FM 61/FM 62

Especificaciones / Botellas						
		2.5	3.5	4.5	5.5	
Composición						
CH ₄	>	99,5	99,95	99,995	99,9995	Vol.-%
Impurezas						
O ₂	<	100	5	2	0,5	ppmv
N ₂	<	600	100	10	1,5	ppmv
CO + CO ₂	<	-	10	1	-	ppmv
H ₂ O	<	-	5	5	2	ppmv
otro HC	<	1500	100	5	0,1	ppmv
H ₂	<	2000	5	1	0,1	ppmv
CO ₂	<	-	-	-	0,5	
Botellas / Contenidos						
B 10		2,5	2,5	2,5	2,5	m ³
B 40 Alu		-	10,1	10,1	10,1	m ³
B 50		12,6	-	-	-	m ³
CV 12* B 50		151,2	-	-	-	

Marcado**Número-CAS** 74-82-8**Caracterización ADR** UN 1971, Metano, 2.1
Clase 2, 2F**Marcado de la Botella**ojiva:
rojo**Propiedades esenciales**

Gas incoloro, inodoro, inflamable, comprimido, más ligero que el aire

Simbología de Riesgo

altamente inflamable

Para información adicional de seguridad ver Hoja de Seguridad del producto **FS-549 (Metano)****Descripción**

Gas incoloro, inodoro, altamente inflamable. Forma atmósferas explosivas con el aire. Reacciona explosivamente con Óxido nítrico, Dióxido de nitrógeno, Flúor y Cloro.

detección detector para gases inflamables**Datos de seguridad**Rango de Explosión 4,4 - 17 Vol. %
Temperatura de ignición 595 °C**Materiales**Botellas y Válvulas: cualquier material habitual
Juntas: PTFE, PCTFE, PVDF, PA, PP, NBR, CR, FKM**Características Físicas**

Peso molecular	16,043 kg/kmol	Presión de vapor a 20°C	
Punto Crítico		Densidad del gas a 0°C y 1,013 bar	0,7175 kg/m ³
Temperatura	190,555 K	Densidad relativa al aire	0,5549
Presión	45,99 bar	Densidad del gas a 15°C y 1 bar	0,6709 kg/m ³
Densidad	0,162826 kg/l	Factor de Conversión	
Punto Triple		Líquido en Ts a gas en m ³ (15°C, 1 bar)	
Temperatura	90,68 K	Coefficiente Virial	
Presión	0,1174 bar	Bn a 0°C	-2,37*10 ⁻³ bar ⁻¹
Punto de Ebullición		B30 a 30°C	-1,63*10 ⁻³ bar ⁻¹
Temperatura	111,63 K; -162 °C	Estado Gaseoso a 25°C y 1 bar	
Densidad de líquido	0,4226 kg/l	Capacidad calorífica específica cp	2,232 kJ/kg K
Calor de evaporación	510,3 kJ/kg	Conductividad térmica	338,9*10 ⁻⁴ W/m K
		Viscosidad dinámica	11,2*10 ⁻⁶ Ns/m ²

TABLA DE EQUIVALENCIAS



DENSIDAD DEL GAS NATURAL

	Densidad (*)	Temperatura	Presión
Gas natural	0.743 kg/(n)m ³	0 °C	1 atm
Gas natural	0.737 kg/(s)m ³	15 °C	1 atm
GNC	158.49 kg/m ³	15 °C	200 bar
GNL	431 kg/m ³	-161 °C	1 atm

Normal m³ Europeo
 Estandar m³ Americano
 Índice de compresibilidad= 0,93

(*)El contenido de metano en el gas natural corresponde a un valor medio de 92,387%

DENSIDAD DERIVADOS DEL PETRÓLEO

	Densidad
Gasóleo	845 kg/m ³
Gasolina	745 kg/m ³
GLP (Fase líquida)	560 kg/m ³

PODERES CALORIFICOS

			kWh/l	kWh/kg	GJ/t=MJ/kg (*)
FASE GAS	Gas natural (0°C)	PCS	0.0117	15.75	56.69
	GNC	PCS	2.50	15.75	56.69
FASE LIQUIDA	GNL	PCS	6.79	15.75	56.69
	Gasóleo	PCS	10.26	12.14	43.71
	Gasolina	PCS	9.23	12.39	44.60
	GLP	PCS	7.73	13.80	49.68

(*) 1 kWh = 3,6 MJ

EQUIVALENCIAS MBTU a GJ

1 MBTU (*)	=	1.05	GJ
1 GJ	=	0.95	MBTU
1 bbl (*)	=	6.16	GJ
1 bbl	=	5.84	MBTU
1 bcm	=	39,922x10 ⁶	MBTU

(*) 1GJ = 0,9478 MBTU

(*) bbl (barril de petróleo que equivale a 159 litros)

PRECIO: paso de €/l y €/Kg a €/kWh

	Precio	€/ kWh	€/MJ
Gasolina	x €/l	x/9,23	x/33,22
Gasóleo	y €/l	y/10,26	y/36,96
Gas natural (GNL)	z €/kg	z/15,75	z/56,69
Gas natural (GNC)	v €/kg	v/15,75	v/56,69

Tabla realizada con la colaboración conjunta de GASNAM (Asociación Ibérica de gas natural para la movilidad) y Sedigas

ANEXO I: Cálculo del coste nivelado de energía (LCOE) – Planta Power-to-Gas

Año 2020 - Escenario REFERENCIA, LCOE electricidad 0.056 €/kWh:

Estimación de la inversión total a lo largo del proyecto:

Inflación (g)	2.50%																																
Tasa descuento	7.5%																																
Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
CAPEX	\$ 12,802,745	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Desmantelamiento (10% CAPEX)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OPEX (O&M)	-	\$ 1,652,163	\$ 1,693,467	\$ 1,735,804	\$ 1,779,199	\$ 1,823,679	\$ 1,869,271	\$ 1,916,002	\$ 1,963,902	\$ 2,013,000	\$ 2,063,325	\$ 2,114,908	\$ 2,167,781	\$ 2,221,975	\$ 2,277,525	\$ 2,334,463	\$ 2,392,824	\$ 2,452,645	\$ 2,513,961	\$ 2,576,810	\$ 2,641,230	\$ 2,707,261	\$ 2,774,943	\$ 2,844,316	\$ 2,915,424	\$ 2,988,310	\$ 3,063,018	\$ 3,139,593	\$ 3,218,083	\$ 3,298,535	\$ 3,380,998	-	
OPEX (Reemplazo de partes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,875,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUIDO CAJIA NETO	\$ 12,802,745	\$ 1,652,163	\$ 1,693,467	\$ 1,735,804	\$ 1,779,199	\$ 1,823,679	\$ 1,869,271	\$ 1,916,002	\$ 1,963,902	\$ 2,013,000	\$ 2,063,325	\$ 2,114,908	\$ 2,167,781	\$ 2,221,975	\$ 2,277,525	\$ 2,334,463	\$ 2,392,824	\$ 2,452,645	\$ 2,513,961	\$ 2,576,810	\$ 2,641,230	\$ 2,707,261	\$ 2,774,943	\$ 2,844,316	\$ 2,915,424	\$ 2,988,310	\$ 3,063,018	\$ 3,139,593	\$ 3,218,083	\$ 3,298,535	\$ 3,380,998	\$ 1,280,274.47	
VPN costes Operación (€)	\$	39,805,796																															

Análisis de la fluctuación del valor de la energía durante la vida útil del proyecto:

Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Producción SNG (MWh)	0	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605
VPN Energía (MWh)		172492																													
LCOE Producción SNG (EURO/MWh)		231																													
LCOE Producción SNG (EURO/kWh)		0.23																													

Año 2030 - Escenario REFERENCIA, LCOE electricidad 0.046 €/kWh:

Estimación de la inversión total a lo largo del proyecto:

Inflación (g)	2.50%																																
Tasa descuento	7.5%																																
Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
CAPEX	\$ 7,035,645	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desmantelamiento (10% CAPEX)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OPEX (O&M)	-	\$ 1,255,159	\$ 1,286,538	\$ 1,318,701	\$ 1,351,669	\$ 1,385,460	\$ 1,420,097	\$ 1,455,599	\$ 1,491,989	\$ 1,529,289	\$ 1,567,521	\$ 1,606,709	\$ 1,646,877	\$ 1,688,049	\$ 1,730,250	\$ 1,773,506	\$ 1,817,844	\$ 1,863,290	\$ 1,909,872	\$ 1,957,619	\$ 2,006,560	\$ 2,056,724	\$ 2,108,142	\$ 2,160,845	\$ 2,214,866	\$ 2,270,238	\$ 2,326,994	\$ 2,385,169	\$ 2,444,798	\$ 2,505,938	\$ 2,568,566	-	
OPEX (Reemplazo de partes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	900,000	-	-	-	-	900,000	-	-	-	-	-	900,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUIDO CAJIA NETO	\$ 7,035,645	\$ 1,255,159	\$ 1,286,538	\$ 1,318,701	\$ 1,351,669	\$ 1,385,460	\$ 1,420,097	\$ 1,455,599	\$ 1,491,989	\$ 1,529,289	\$ 1,567,521	\$ 1,606,709	\$ 1,646,877	\$ 1,688,049	\$ 1,730,250	\$ 1,773,506	\$ 1,817,844	\$ 1,863,290	\$ 1,909,872	\$ 1,957,619	\$ 2,006,560	\$ 2,056,724	\$ 2,108,142	\$ 2,160,845	\$ 2,214,866	\$ 2,270,238	\$ 2,326,994	\$ 2,385,169	\$ 2,444,798	\$ 2,505,938	\$ 2,568,566	\$ 703,564.47	
VPN costes Operación (€)	\$	27,118,114																															

Análisis de la fluctuación del valor de la energía durante la vida útil del proyecto:

Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Producción SNG (MWh)	0	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605
VPN Energía (MWh)		172492																													
LCOE Producción SNG (EURO/MWh)		157																													
LCOE Producción SNG (EURO/kWh)		0.16																													

Año 2050 - Escenario REFERENCIA, LCOE electricidad 0.039 €/kWh:

Estimación de la inversión total a lo largo del proyecto:

Inflación (g)	2.5%																																
Tasa descuento	7.5%																																
Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
CAPEX	\$ 4,998,562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Desmantelamiento (10% CAPEX)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
OPEX (O&M)	-	\$ 1,014,857	\$ 1,040,228	\$ 1,066,234	\$ 1,092,890	\$ 1,120,212	\$ 1,148,217	\$ 1,176,922	\$ 1,206,346	\$ 1,236,504	\$ 1,267,417	\$ 1,299,102	\$ 1,331,580	\$ 1,364,869	\$ 1,398,991	\$ 1,433,966	\$ 1,469,815	\$ 1,506,560	\$ 1,544,224	\$ 1,582,830	\$ 1,622,401	\$ 1,662,961	\$ 1,704,535	\$ 1,747,148	\$ 1,790,827	\$ 1,835,597	\$ 1,881,487	\$ 1,928,524	\$ 1,976,738	\$ 2,026,156	\$ 2,076,810	-	
OPEX (Reemplazo de partes)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	750,000	-	-	-	-	424,000	-	-	-	-	-	750,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FLUIDO CAJIA NETO	\$ 4,998,562	\$ 1,014,857	\$ 1,040,228	\$ 1,066,234	\$ 1,092,890	\$ 1,120,212	\$ 1,148,217	\$ 1,176,922	\$ 1,206,346	\$ 1,236,504	\$ 1,267,417	\$ 1,299,102	\$ 1,331,580	\$ 1,364,869	\$ 1,398,991	\$ 1,433,966	\$ 1,469,815	\$ 1,506,560	\$ 1,544,224	\$ 1,582,830	\$ 1,622,401	\$ 1,662,961	\$ 1,704,535	\$ 1,747,148	\$ 1,790,827	\$ 1,835,597	\$ 1,881,487	\$ 1,928,524	\$ 1,976,738	\$ 2,026,156	\$ 2,076,810	\$ 499,856.21	
VPN costes Operación (€)	\$	21,169,642																															

Análisis de la fluctuación del valor de la energía durante la vida útil del proyecto:

Periodo (Anual)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Producción SNG (MWh)	0	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605	14605
VPN Energía (MWh)		172492																													
LCOE Producción SNG (EURO/MWh)		123																													
LCOE Producción SNG (EURO/kWh)		0.12																													