



Universidad del
Rosario

Escuela de Ingeniería,
Ciencia y Tecnología



Maestría en
Energías Renovables

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE REEMPLAZO DE COMBUSTIBLE DIESEL POR HIDRÓGENO VERDE EN ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) DE COLOMBIA.

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Claudia Jeanneth Lizarazo Sandoval
Daniel Gerardo Martínez Rojas

Director: Diego Julián Rodríguez Patarroyo
Co-directora: María Fernanda Gómez Galindo

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

AGRADECIMIENTOS

Queremos hacer extensivo nuestro agradecimiento a la empresa Southern Lights por suministrarnos el Software HEPU y brindarnos su soporte para lograr diseñar el sistema de generación de hidrógeno verde que requería este proyecto.

Claudia: Agradezco a mi madre por su apoyo y amor incondicional en esta etapa de mi vida, a mi esposo por sus enseñanzas y paciencia y a mis profesores por permitirme culminar esta maestría con tantos aprendizajes y una nueva perspectiva del mundo.

Daniel: Le agradezco a Dios que siempre me guio por el camino de la sabiduría y el entendimiento que me condujo a la culminación de este proyecto. A mi madre Gloria que siempre ha sido el motor que impulsa mis sueños y mis esperanzas. A Lady, la mujer que amo y que me acompaño en los días y noches más difíciles de estudio; es un orgullo tenerte como compañera de vida. Hoy que concluye mis estudios de maestría les dedico este logro como una meta más conquistada. Gracias por su amor y por creer en esto.

ABSTRACT

iii

El presente trabajo propone una metodología que permite la selección de una Zona No Interconectada en Colombia a partir de criterios como el alto consumo de Diesel, el número de usuarios y el precio del combustible y desarrolla un diseño de prefactibilidad de un sistema híbrido (Solar + Celda de Combustible de Hidrógeno verde) con el cual se pueda satisfacer la demanda de energía de la zona las 24 horas del día.

Como resultado de la metodología se obtiene el dimensionamiento de un parque fotovoltaico, del sistema de generación de hidrógeno y de las celdas de combustible, sistema que cubrirá la demanda de la cabecera municipal de Puerto Leguizamo.

TABLA DE CONTENIDO

iv

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 2 OBJETIVOS	3
1.1 Objetivo general	3
1.2 Objetivos específicos	3
1.3 Resultados	3
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN	5
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE	10
Capítulo 5 METODOLOGÍA	22
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	39
Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
REFERENCIAS	58
Capítulo 8 ANEXO 1	62

LISTA DE TABLAS

v

Tabla 1 Estaciones Meteorológicas De Medición de Potencial Eólico y Solar en las ZNI. Elaboración propia.	12
Tabla 2 Comparación entre diferentes tecnologías de electrolizadores. Elaboración propia.	19
Tabla 3. Ajuste de variables por temperatura. Elaboración propia.	37
Tabla 4. Ecuaciones para el dimensionamiento del parque fotovoltaico para la ZNI seleccionada. Elaboración propia.	37
Tabla 5. Localidades con las cuales se realizó el estudio. Elaboración propia.	39
Tabla 6. Resultados del análisis de sensibilidad para la selección de la ZNI. Elaboración propia.	41
Tabla 7. Ubicación Geográfica de Puerto Leguizamo-Putumayo. Elaboración propia.	44
Tabla 8. Distribución Del Uso Del Suelo En Puerto Leguizamo. Fuente IGAC 2013.	45
Tabla 9. Infraestructura eléctrica actual de Puerto Leguizamo. Elaboración propia.	46
Tabla 10. Energía en los dos periodos horarios. Elaboración propia.	47
Tabla 11. Especificaciones técnicas de la celda de combustible. Elaboración propia.	48
Tabla 12. Características Técnicas del Electrolizador Seleccionado.	49
Tabla 13. Resumen datos de entrada diseño fotovoltaico. Elaboración propia.	50
Tabla 14. Resumen ficha técnica panel solar (VERTEX, 2022). Elaboración propia.	51
Tabla 15. Ajuste de variables por efecto de la temperatura. Elaboración propia.	51
Tabla 16. Características técnicas del inversor (HUAWEI, 2022) . Elaboración propia.	52
Tabla 17. Resumen del dimensionamiento del parque solar fotovoltaico. Elaboración propia.	52
Tabla 18. Capex Inicial Sistema FV.	63
Tabla 19. Resumen del Opex Estimado Para Sistema FV.	64
Tabla 20. Valores Tomados Para Cálculo de LCOE FV con una TRM de \$4600 COP.	64
Tabla 21. Capex y Opex Tomados Para Cálculo Del LCOE Del Electrolizador.	66
Tabla 22. Valores Tomados Para Cálculo Del LCOE Celda De Combustible Con Una Tasa De Cambio De \$5.100 COP	67
Tabla 23. Capex Inicial Para Implementación De Sistema De Generación Con Diesel.	68
Tabla 24. Opex Anual Para Operación De Un Sistema De Generación Diesel.	69
Tabla 25. Valores Tomados Para El Cálculo Del LCOE Generación Diesel.	69

LISTA DE FIGURAS

vi

Ilustración 1. <i>Fases de la metodología propuesta.</i>	22
Ilustración 2. <i>Criterios para el proceso de limpieza de datos.</i>	25
Ilustración 3. <i>Definición de rangos y calificaciones. Elaboración propia.</i>	26
Ilustración 4. <i>Estabilización de la iteración “n” para la selección de la ZNI ganadora.</i>	28
Ilustración 5. <i>Diagrama general del Sistema Híbrido Propuesto.</i>	30
Ilustración 6. <i>Funcionamiento del sistema híbrido.</i>	31
Ilustración 7. <i>Módulo de Pre-Dimensionamiento del software HEPU.</i>	33
Ilustración 8. <i>Información fuente de energía para producción de hidrógeno en HEPU.</i>	34
Ilustración 9. <i>Selección del tipo de electrolizador en el software HEPU.</i>	35
Ilustración 10. <i>Resultados De Analisis De Sensibilidad Para Selección De La Zona.</i>	¡Error!
Marcador no definido.	
Ilustración 11 <i>Diagrama De Resultados Para Análisis De Sensibilidad.</i>	44
Ilustración 12. <i>Mapa De Distribución Del Uso De Suelo En Puerto Leguizamo.</i>	46
Ilustración 13. <i>Curva de demanda de energía eléctrica de Puerto Leguizamo.</i>	47
Ilustración 14. <i>Valores de Referencia Para Estimacion De Opex Proyectos Fotovoltaicos.</i>	64
Ilustración 15. <i>Diagrama para Cálculo de LCOE Para Electrificación con H2</i>	65

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

ZNI: Zonas No Interconectadas

EMPULEG: Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios de Puerto Leguizamo

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones

FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

CNM: Centro Nacional de Monitoreo

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

PIEC: Plan Indicativo De Expansión De Cobertura De Energía Eléctrica

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con el objetivo 7. Energía Sostenible y No Contaminante de la agenda 2030 (PLANEACIÓN, 2022), es fundamental impulsar una transición energética que no solo sea sostenible sino también justa, que incluya instrumentos de reducción de la desigualdad y apoye esas zonas más vulnerables del país. Este objetivo también persigue aumentar el uso de energías renovables en detrimento de los combustibles fósiles, que actualmente sostienen en gran medida la economía global, y fomentar la eficiencia energética, creando una economía completamente sostenible con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

En Colombia es evidente la falta de alternativas de electrificación (Domiciliarios, 2019), problemática que va más allá de tener o no energéticos limpios y eficientes, puesto que hay una necesidad de cierre de brechas en términos de calidad de energía y universalización del servicio de energía eléctrica, de acuerdo con (BID & BM, 2020) más de 400.000 hogares hoy no cuentan con el servicio de energía eléctrica, ubicados en zonas que están cada vez más alejadas, son más costosas de atender y, frecuentemente, muestran altos niveles de necesidades básicas insatisfechas.

Por otro lado, las zonas que cuentan con el servicio de energía eléctrica lo hacen por medio de plantas Diesel y en muchas ocasiones, solo pueden acceder de forma parcial al servicio y durante cierta cantidad de horas al día, además de ser una alternativa contaminante (SSPD, 2021).

Por todas estas razones, es válido seguir explorando alternativas de suministro de energía eléctrica basada en fuentes renovables y sostenibles y este trabajo precisamente está encaminado en presentar una metodología para seleccionar una ZNI que cuente con un alto consumo de Diesel, un alto número de usuarios y un elevado costo de combustible y transporte para posteriormente desarrollar el diseño de prefactibilidad de un sistema híbrido (Solar + Celda de Combustible de Hidrógeno verde) con el cual se pueda satisfacer la demanda de energía de la zona las 24 horas, los 365 días del año.

Contribuyendo así, con construir un sector más equitativo en términos de prestación del servicio de energía en el país.

Capítulo 2

OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

- Determinar el potencial de reemplazo de combustible Diesel por hidrógeno verde en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia.

1.2 Objetivos específicos

- Caracterizar la oferta y demanda energética de las poblaciones bajo estudio.
- Desarrollar una metodología para cuantificar el potencial en hidrógeno verde para sustitución de Diesel.
- Implementar la metodología para cuantificar el potencial en hidrógeno verde para sustitución de Diesel en un caso de estudio.

1.3 Resultados

La metodología propuesta permite la selección de una Zona No Interconectada en Colombia y desarrolla un diseño de prefactibilidad de un sistema híbrido (Solar + Celda de Combustible de Hidrógeno verde) con el cual se pueda satisfacer la demanda de energía de la zona las 24 horas del día.

Para la selección de la ZNI se realiza la evaluación de tres criterios: (i) Total del volumen de combustible (gal), (ii) Costo Total del Combustible (\$) y (iii) Número de Usuarios y se aplica un análisis de sensibilidad por medio del método de Monte Carlo.

El sistema híbrido está compuesto por un parque solar fotovoltaico que suple la demanda de energía de la ZNI en las horas del día, y adicionalmente proporciona la energía requerida para el proceso de electrólisis para la producción del hidrógeno verde. En la noche

se emplea una celda de combustible de hidrógeno para la electrificación de la población. El diseño del sistema de producción de hidrógeno se realiza por medio del Software HEPU de la empresa Southern Lights.

Este trabajo abre la posibilidad de estudios futuros relacionados con la evaluación económica de este tipo de sistemas que incluyen el hidrógeno como vector energético.

Capítulo 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Existen dos panoramas en el país que definen la forma de cobertura de energía eléctrica. Por un lado se encuentra el Sistema Interconectado Nacional (SIN), compuesto por plantas de generación centralmente despachadas hacia el territorio nacional y con redes de transmisión conectadas entre sí, que llevan la energía que se produce a una parte del territorio nacional; por otro lado se encuentran las Zonas No Interconectadas (ZNI), caracterizadas por tener una baja densidad poblacional, con lugares de complejo acceso, catalogados como territorios de reserva natural y con población indígena o afrodescendiente.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) abarca aproximadamente el 47% del territorio nacional y las Zonas No Interconectadas (ZNI), corresponden a un área cercana al 53% del territorio nacional con una extensión de 1.141.748 km² (SSPD, 2021), las cuales se encuentran aisladas energéticamente del resto del territorio nacional debido a sus características geográficas.

Las condiciones sociales, económicas y geográficas de las zonas alejadas de las ZNI dificultan la prestación del servicio de energía eléctrica, haciendo que, en muchas ocasiones, solo se pueda acceder de forma parcial al servicio y durante cierta cantidad de horas al día. Estas zonas presentan una alta complejidad de acceso, teniendo en cuenta que el servicio depende de condiciones ajenas como disponibilidad del transporte, estado del clima, condiciones de las vías de acceso fluvial, terrestre o aéreo, lo cual se refleja en

un elevado costo de generación de energía eléctrica y una alta tarifa del servicio de energía.

Por otro lado, la prestación del servicio de energía para estas zonas se hace principalmente mediante plantas eléctricas alimentadas por Diesel, para lo cual se debe considerar que los costos de combustible, operación y mantenimiento de la infraestructura instalada son elevados por las condiciones propias de las ZNI.

Según los datos reportados por el Sistema Único de Información SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para el año 2021 se suministraron cerca de 34 millones de galones de combustible diésel en Colombia (SUI SSPD, 2022) para generación de electricidad, lo cual representa aproximadamente 395.520 toneladas de CO₂ anuales, que contribuyen a la afectación producto de los gases efecto invernadero.

La SSPD en su informe sectorial de la prestación del servicio de energía del año 2021, indica que el 57% de las interrupciones en el servicio de energía está asociado a daños en los equipos electrógenos, seguido del déficit de combustible con un 33% lo cual evidencia una falencia administrativa y estatal en cuanto a la responsabilidad por la continuidad del servicio. Según el PIEC, existe una falta de coordinación institucional y una pluralidad de figuras prestadoras del servicio que no cuentan con una estructura común que permita estandarizar procedimientos y actividades encaminadas al mejoramiento del servicio de energía eléctrica. A su vez, los recursos provenientes de subsidios que debe girar el Estado no están disponibles de forma oportuna debido al

modelo de asignación, lo cual causa problemas operativos que nuevamente conducen a interrupciones en el servicio (SSPD, 2021) (UPME, 2002)

Lo anterior deja en evidencia que, en Colombia brindar cobertura eléctrica debe ser un tema de prioridad en la política pública, convirtiéndose en un reto de orden técnico, económico, social y ambiental, el cual debe ser impulsado por medio de propuestas, leyes, mecanismos y proyectos que pretenda mejorar la calidad de vida de todos los habitantes de estas zonas.

Aunque la transición energética se explica por la necesidad de reducir los impactos negativos del cambio climático, en el país no tiene su razón de ser únicamente en el tema medioambiental teniendo en cuenta que contamos con la sexta matriz más limpia del mundo (Escallón, Gama, & Quintero, 2021), si no también está impulsada por temas de carácter social y económico, alcanzando un sistema eléctrico mucho más equitativo, eficiente y competitivo que permita alcanzar metas como la satisfacción de necesidades básicas insatisfechas asociadas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, especialmente en Zonas No Interconectadas.

En los últimos años Colombia ha dado pasos importantes en el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, avanzando hacia la transición energética por medio de la creación de un marco regulatorio. En el año 2014 se expidió la Ley 1715 de 2014, la cual ofrecía incentivos fiscales para promover el uso de las fuentes alternas, además dio lineamientos para eliminar las barreras económicas, técnicas y de mercado que las nuevas tecnologías enfrentaban y creó los conceptos de Eficiencia Energética y Desarrollo Sostenible.

Es de resaltar que la Ley también definió la autogeneración, cogeneración y generación distribuida, abriendo la puerta para que los usuarios empleen fuentes no convencionales para generar parte de sus consumos, lo cual contribuye a reducir la huella de carbono del sector.

En 2021, el Congreso de la República expidió la Ley 2099, con la finalidad de promover la utilización de fuentes no convencionales de energía y de incentivar el uso eficiente de los recursos energéticos. Así mismo, la nueva Ley introdujo modificaciones y adiciones a la Ley 1715 de 2014. Esta Ley tiene por objeto la modernización de la legislación vigente en materia de transición energética, la promoción de fuentes no convencionales de energía y la reactivación económica del país mediante el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

En conformidad con lo dispuesto por el Artículo 5 de esta Ley, en temas de incentivos permite que estos sean aplicados también a la producción de hidrógeno verde y azul, al considerarlos como FNCER. A estos energéticos también le aplican unos incentivos adicionales, como es el apoyo a la investigación, desarrollo e innovación que incorpora el Artículo 23.

La publicación de la Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia por parte del Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía fomenta el desarrollo de estudios para cuantificar el potencial renovable con el objetivo de determinar el potencial de producción de hidrógeno verde total. Esto permitirá tomar las decisiones adecuadas con respecto al balance entre la generación de electricidad, utilización de fuentes energéticas

contaminantes y el remplazo de estas por la producción de hidrógeno destinada a la generación de energía eléctrica o cualquier proceso energético.

Este panorama nos lleva a concluir que el hidrógeno verde aparece como una potencial solución para las ZNI en las cuales la prestación del servicio se hace principalmente mediante plantas de generación diésel. Esta sustitución beneficia por un lado a los habitantes de estas zonas alejadas del país, quienes obtienen un mejoramiento en su calidad de vida y por otra parte al Estado, teniendo en cuenta que este tipo de acciones van encaminadas a su principal objetivo que es alcanzar y consolidar la transformación energética.

Este planteamiento da paso a la pregunta problema de nuestro trabajo ¿Cuál es el potencial de reemplazo del combustible Diesel por hidrógeno verde en una Zona No Interconectada de Colombia?

Para dar respuesta a esta pregunta en el presente trabajo se propone una metodología para la selección de una ZNI con características que permitan tener el mayor impacto posible con el reemplazo de Diesel por Hidrógeno Verde. Una vez seleccionado el caso de estudio se procede a realizar la caracterización de la demanda, el dimensionamiento de la celda de combustible para la electrificación en las horas de la noche y del electrolizador para el proceso de generación de hidrógeno y finalmente se procede a diseñar el parque solar fotovoltaico que supla la energía total demanda.

Capítulo 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

4.1. ZONAS NO INTERCONECTADAS EN COLOMBIA

Las Zonas No Interconectadas (ZNI) corresponden a todos los municipios, corregimientos, localidades o caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (artículo 1 de la Ley 855 de 2003). Estas zonas se ubican mayoritariamente en los departamentos limítrofes y representan el 53% del territorio nacional, con una capacidad del orden de los 311,8 MW y están compuestas por 18 Departamentos, 5 Capitales Departamentales, 28 Cabeceras Municipales, 77 Municipios y 1.769 Localidades (IPSE, 2022).

Estas comunidades están caracterizadas por su baja densidad poblacional, porque se encuentran geográficamente aisladas, y por lo general se ubican en zonas altamente biodiversas, sus territorios en muchos casos corresponden a comunidades étnicas con alto nivel de pobreza, problemas de orden público, altos índices de NBI (Necesidades Básicas Insatisfechas), índices por debajo del promedio nacional de desarrollo económico, nivel bajo de consumo de energía, baja calidad y continuidad del servicio de energía, baja capacidad de pago y alto nivel de pérdidas debido a la infraestructura de distribución de energía (IPSE, 2020) (GRUPO XUÉ, 2020) (Sarria, López, & Cauca, 2022).

Estas características hacen que los proyectos de interconexión al SIN sean técnica y económicamente inviables, además de los impactos ambientales que conlleva el despliegue de infraestructura.

El departamento con mayor número de municipios con ZNI es Chocó, con el 28,6%; seguido de Nariño, con el 14,3%, y Caquetá, con el 12,1%. En contraste, con el mayor número de localidades con ZNI: Nariño ocupa el primer lugar, con el 38,8%; seguido de Chocó, con el 20,1% (Vallecilla, 2022).

Mediante documento CONPES 3587 de mayo de 2009, el Gobierno declaró la importancia estratégica de las Áreas de Servicio Exclusivo –ASE correspondientes a las áreas de San Andrés, Providencia y Santa Catalina y Amazonas (UPME, 2012). En estas áreas el Ministerio de Minas y Energía otorga exclusividad a una empresa para la prestación de servicio de energía eléctrica mediante contratos.

El despacho energético en estas zonas se realiza mayoritariamente con grupos electrógenos Diesel, lo cual corresponde a un 85% de la capacidad instalada de las ZNI, de acuerdo con la caracterización energética realizada por el IPSE. Por otro lado, el 15% restante es atendido por medio de FNCER, las cuales han venido incrementando su participación en estas comunidades (IPSE, 2022) (Torres, Diaz, XUÉ, & Llanos, 2020).

Según los datos reportados por el Sistema Único de Información SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para el año 2021 se suministraron cerca de 34 millones de galones de combustible diésel en Colombia (SUI SSPD, 2022) para generación de electricidad, lo cual representa aproximadamente 395.520 toneladas de Co₂ anuales, que contribuyen al efecto invernadero.

4.1.1. Telemetría en las ZNI

El CNM-IPSE diseña, evalúa y gestiona la implementación de proyectos de telemetría e infraestructura necesarios para el monitoreo de la información energética,

con el fin de verificar los aspectos necesarios a considerar en cada zona, como los son la calidad del servicio, el consumo de los usuarios, las curvas de demanda energética, las horas de prestación del servicio entre otras. A partir de esta información el IPSE publica en su página web los Informes Mensuales de Telemetría, en los cuales presenta un resumen de las principales variables de las localidades con Telemetría de las ZNI.

Cabe resaltar que de las 1.769 localidades tan solo 110 cuentan con Telemetría (IPSE, 2022).

4.1.2. Disponibilidad del recurso

El IPSE a través del CNM, con el fin de identificar las principales fuentes energéticas alternativas disponibles en las ZNI instaló estaciones de Potenciales Energéticos que aportan mediciones reales de recurso solar y eólico en las siguientes localidades de las ZNI (IPSE, Potenciales Energéticos, 2022):

Tabla 1 Estaciones Meteorológicas De Medición de Potencial Eólico y Solar en las ZNI.

Elaboración propia.

ESTACIONES DE POTENCIAL ENERGÉTICO OPERATIVAS		
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	MEDICIÓN
LA GUAJIRA	NAZARETH	SOLAR-EÓLICO
CHOCÓ	UNGUÍA	SOLAR-EÓLICO
	NUQUÍ	SOLAR-EÓLICO
	BELLAVISTA	SOLAR-EÓLICO
	DOCORDÓ	SOLAR-EÓLICO
NARIÑO	AMARALES	SOLAR-EÓLICO
PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	SOLAR-EÓLICO
VICHADA	PUERTO CARREÑO	SOLAR-EÓLICO
	CASUARITO	SOLAR-EÓLICO
VAUPÉS	MITÚ	SOLAR-EÓLICO
	CARURU	SOLAR-EÓLICO
	TARAIRA	SOLAR-EÓLICO
ESTACIONES DE POTENCIAL ENERGÉTICO CON INFORMACIÓN HISTÓRICA		
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	MEDICIÓN
LA GUAJIRA	PUERTO ESTRELLA	SOLAR-EÓLICO
CHOCÓ	TITUMATE	SOLAR
	ACANDÍ	SOLAR-EÓLICO
BOLIVAR	ISLA FUERTE	SOLAR
	ISLA MÚCURA	SOLAR-EÓLICO
VICHADA	CUMARIBO	SOLAR

GUAVIARE	MIRAFLORES	SOLAR
AMAZONAS	LA CHORRERA	SOLAR

Además, publica en su página web los informes de potenciales energéticos en los cuales presenta por localidad la caracterización del recurso tanto solar como eólico.

Otra fuente de información histórica del recurso solar y eólico es el IDEAM, el cual cuenta con diferentes estaciones meteorológicas en el territorio colombiano. En su página web se encuentran publicados los promedios climatológicos desde 1981 hasta 2010 de temperatura, brillo solar, lluvia, humedad relativa, evaporación y evapotranspiración potencial (Instituto de Hidrología, 2022).

4.2. SISTEMAS HÍBRIDOS

Cuando dos o más sistemas de generación de energía se combinan en una sola instalación para la generación de energía eléctrica, surge lo que se denomina un sistema híbrido. Estos sistemas están compuestos generalmente por fuentes energéticas renovables (Ávila-Prats, Alesanco-García, & Veliz-Alonso, 2011). Según (Al-falahi & Jayasinghe, 2017), estos sistemas han demostrado su confiabilidad para satisfacer los requisitos de carga de áreas remotas y rurales.

El sistema híbrido de generación renovable propuesto es una microred que se compone de un sistema solar fotovoltaico, un sistema de generación de hidrógeno y una celda de combustible. A continuación se presentan la descripción de estos sistemas:

4.2.1. Sistema Solar Fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos están constituidos por un grupo de dispositivos interconectados entre sí para proporcionar energía eléctrica a cargas determinadas.

Existen dos tipos principales de sistemas fotovoltaicos, por un lado, se tiene las plantas conectadas a la red, las cuales utilizan la red para suplirse de energía cuando el generador fotovoltaico no es capaz de producir la energía eléctrica requerida. Por otro lado, se tienen los sistemas aislados, los cuales no están conectados a la red, por lo que requieren un conjunto de equipos de almacenamiento para suplir la demanda energética cuando el sistema no está generando energía.

El componente principal de una instalación solar fotovoltaica es el panel fotovoltaico, equipo cuya función es captar la radiación solar y transformarla en electricidad. Estos son conformados por un grupo de celdas solares interconectadas eléctricamente entre sí, su potencia máxima depende, entre otros factores, de cuantas celdas lo conformen (Passo & Garcerán, 2021) (Migueiro, 2020).

Los paneles comerciales en este momento logran eficiencias de entre el 17% y el 22% (Cepeda & Sierra, 2017) con una vida útil de aproximadamente 25 años, después de lo cual la potencia de salida empieza a disminuir significativamente.

Existen diferentes tipos de paneles solares los cuales se seleccionan dependiendo de la aplicación, entre los más comunes se encuentran:

- a. Paneles solares monocristalinos
- b. Paneles solares policristalinos
- c. Paneles solares amorfos

Existen factores que pueden afectar la eficiencia de estos equipos y variar los parámetros de placa entregados por el fabricante. Tales parámetros y factores son los siguientes:

- a. Corriente de Corto Circuito (I_{sc})
- b. Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
- c. Comportamiento Eléctrico (Curvas IV o PV)
- d. Sombra
- e. Orientación e inclinación
- f. Temperatura

El inversor es un elemento que permite convertir la corriente directa (DC) en alterna (AC) y permite alimentar cargas de corriente alterna teniendo en cuenta que los sistemas solares fotovoltaicos generan en corriente directa. Los inversores se dividen en 3 tipos: de onda cuadrada, de onda modificada y de onda pura.

El acumulador es el elemento que permite la independencia de la red en los Sistemas Autónomos mientras permiten el flujo de energía eléctrica en momentos en que no hay radiación solar o que sea insuficiente.

4.2.2. Sistema de generación de Hidrógeno

El auge internacional del hidrógeno se debe a su gran variedad de aplicaciones y versatilidad. Dada su baja densidad, el hidrógeno no suele presentarse aisladamente en la naturaleza por lo que se requiere el uso de otras fuentes de energía para su producción. En función del proceso de producción del hidrógeno y de la fuente de energía empleada, variarán las emisiones de CO₂ asociadas (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA , 2021).

El hidrógeno verde como vector energético presenta características energéticas superiores a las ofrecidas por los combustibles derivados del petróleo; puesto que

posibilita el almacenamiento de energía eléctrica, y cierra todo el ciclo de producción y consumo con una tecnología neutra en carbono (Díaz, 2020).

Para Colombia, el hidrógeno verde se presenta como un nuevo vector energético en el proceso de descarbonización de la economía. Esta tecnología energética brinda oportunidades para tecnificar y potenciar el desarrollo de muchas aplicaciones industriales, así como la sustitución de combustibles fósiles en diferentes sectores de la economía como el transporte o la generación de energía eléctrica (MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA , 2021) (Morante, y otros, 2020).

4.2.2.1. Características del Hidrógeno

En condiciones normales, el hidrógeno se encuentra en forma de molécula de gas diatómica, con un valor de densidad energética mucho más alto en comparación con los combustibles tradicionales. Sin embargo, es un gas muy ligero, con una densidad de 0,09 kg/m³, lo que no permite almacenar una cantidad másica importante en un volumen razonable (Morante, y otros, 2020).

El hidrógeno es una molécula muy pequeña que presenta elevados coeficientes de difusión, lo que aumenta el riesgo de fugas y el debilitamiento de los materiales usados en sus instalaciones, como tuberías de acero, conectores y sellados. Es también altamente inflamable debido a sus condiciones de ignición y a la baja temperatura requerida para que esta se produzca (con un rango de inflamabilidad entre el 4% y el 74% de concentración en el aire) y requiere muy poca energía (0,02 mJ) para iniciar la combustión (Morante, y otros, 2020) (CENTRO NACIONAL DE HIDROGENO ESPAÑA, 2020).

4.2.2.2 Clasificación del Hidrógeno

En los últimos años, se ha venido utilizando y desarrollando un código de colores que simplifica la clasificación del hidrógeno según la fuente de energía que se usa para producirlo y, a veces, también según el proceso de producción:

Hidrógeno renovable o hidrógeno verde: Generado a partir de electricidad renovable, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá carácter renovable (MITERD, 2020).

Hidrógeno Rosa: Este se genera a través de la electrólisis alimentada por energía nuclear, la cual es una fuente de energía libre de carbono (NACFE, 2023)

Hidrógeno Amarillo: Obtenido a través de electrólisis, pero con energía obtenida de la red sin importar el tipo de combustible utilizado para la generación de electricidad de tal modo que existen emisiones de CO₂ en función del combustible primario (NACFE, 2023)

Hidrógeno Blanco: Obtenido como un subproducto o residuo de algún proceso industrial. Algunas industrias liberan este gas a la atmósfera de tal forma que es posible capturar, almacenar y transportar este gas para su reutilización (NACFE, 2023).

Hidrógeno Turquesa: Producido a partir de la ruptura térmica de la molécula de CH₄ o pirólisis del metano. No libera CO₂ pero produce carbón sólido (NACFE, 2023)

Hidrógeno gris: Producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado (MITERD, 2020)

Hidrógeno azul: Obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage) lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO₂ generadas durante el proceso (MITERD, 2020).

4.2.2.3. Producción de Hidrógeno

En la actualidad, el consumo global de hidrógeno es de unos 75 millones de toneladas por año, de acuerdo con los últimos datos de la Asociación Internacional de la Energía (ENEL CODENSA S.A, 2023). El hidrógeno se puede producir mediante el procesamiento de diferentes recursos naturales tales como los combustibles fósiles, la energía nuclear y las energías renovables (eólica, solar, geotérmica, biomasa y residuos, incluidos los plásticos). Los principales métodos para la producción de hidrógeno son los procesos termoquímicos como el reformado de petróleo, el reformado con metano y vapor, la gasificación del carbón y la electrólisis (U.S DEPARTAMENT OF ENERGY, 2020). Para el presente estudio nos centraremos en la producción de hidrógeno por medio del proceso de electrólisis. La obtención de hidrógeno verde se hace a partir del proceso de electrólisis, el cual consiste en la separación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante la utilización de un flujo eléctrico en corriente directa, originando la ruptura de la molécula en la superficie. Al equipo que efectúa este proceso se le denomina Electrolizador. Estos equipos varían en función del electrolito, el diseño de la

celda, la temperatura de funcionamiento, los materiales de construcción empleados y la madurez tecnológica. Se cuenta en la actualidad con los electrolizadores de membrana electrolítica alcalina, membrana polimérica (Proton Exchange Membrane PEM), membrana de intercambio aniónico (AEM) y la celda de óxido sólido (SOEC) (IRENA, 2020). Las tecnologías alcalina y polimérica están altamente desarrolladas, mientras que el AEM y el SOEC están en etapa de desarrollo y se proyectan como las más eficientes y costos bajos en el mediano y largo plazo. A continuación, se presenta una comparación entre ellas:

Tabla 2 Comparación entre diferentes tecnologías de electrolizadores. Elaboración propia.

ALCALINA KOH	PEM	SOEC	AEM
-Temperatura de operación: 70-90°C. -Presión de operación: 1-30 bar. -Eficiencia: 50%-68% -Vida útil Stack: 60.000 – 90.000 hrs -Madurez tecnológica: Más de un siglo de desarrollo, cientos de proyectos a nivel industrial -Flexibilidad operativa baja: Altos tiempos de ramp-up y mayor degradación por variaciones de potencia. -Riesgos: KOH como electrolito: riesgos para salud y ambiente, posibles trazas en el H ₂ . -Pureza: 98 - 99.8% con posibles trazas de agua y KOH. -Tamaño: Grande (aprox. 60 m ² /MW) (IRENA , 2020) (Morante, y otros, 2020).	-Temperatura de operación: 50-80°C -Presión de operación: <70 bar -Eficiencia: 50%-68% -Vida útil Stack: 50.000 – 80.000 hrs -Madurez tecnológica: Algunas décadas de desarrollo, decenas de proyectos a nivel industrial -Flexibilidad operativa alta: bajos tiempo de ramp-up, posibilidad de trabajar tiempos cortos por encima de potencia nominal, menor degradación por variabilidad de potencia. -Riesgos: sin riesgos específicos a la salud. -Pureza: Purezas por encima de 99.9%. Tamaño: Mediano/Pequeño (aprox. 25 m ² /MW) (IRENA , 2020) (Morante, y otros, 2020).	-Temperatura de operación: 700 - 800°C -Presión de operación: 1 bar -Eficiencia: 75%-85% -Vida útil Stack: <20.000 hr. -Degradación acelerada debido a sus procesos termoquímicos (IRENA , 2020) (Morante, y otros, 2020).	-Temperatura de operación: 40-60°C -Presión de operación: <35 Ba -Eficiencia: 52-67% -Vida útil Stack: 5.000 hr - Desarrollo temprano de la tecnología (en fase experimental y estudios de laboratorio) (IRENA , 2020) (Morante, y otros, 2020).

4.2.2.4. Almacenamiento

El almacenamiento de hidrógeno es una tecnología importante para el avance de las tecnologías de hidrógeno y celdas de combustible en aplicaciones asociadas a energía estacionaria, energía portátil y transporte. A su vez, el hidrógeno brinda la posibilidad de almacenar energía producto de la generación por medio de energía renovable y de reutilizarla durante períodos de déficit o en donde las fuentes renovables no tienen participación (en horas de la noche para el caso fotovoltaico) (Morante, y otros, 2020).

El hidrógeno se puede almacenar como gas o como líquido. El almacenamiento de hidrógeno como gas generalmente requiere de tanques de alta presión (350 a 700 bar). El almacenamiento de hidrógeno como líquido requiere temperaturas criogénicas de -252,8 °C (Morante, y otros, 2020).

4.2.3. Celda de Combustible

Una pila de combustible utiliza la energía química de combustibles como el gas natural o el hidrógeno para producir electricidad y energía térmica. Si las celdas de combustible usan hidrógeno directamente, el agua es el único subproducto que se emite: no hay dióxido de carbono ni contaminantes como el NOx. Las celdas de combustible pueden ser más eficientes que los motores de combustión interna, porque las reacciones electroquímicas en una celda de combustible generan electricidad directamente, mientras que la combustión tiene que convertir la energía del combustible primero en energía mecánica y luego en energía eléctrica. Se han demostrado eficiencias de celdas de combustible de más del 60% y es posible una eficiencia de más del 80% cuando las celdas de combustible se utilizan en aplicaciones combinadas de calor y energía (U.S DEPARTMENT OF ENERGY, 2020).

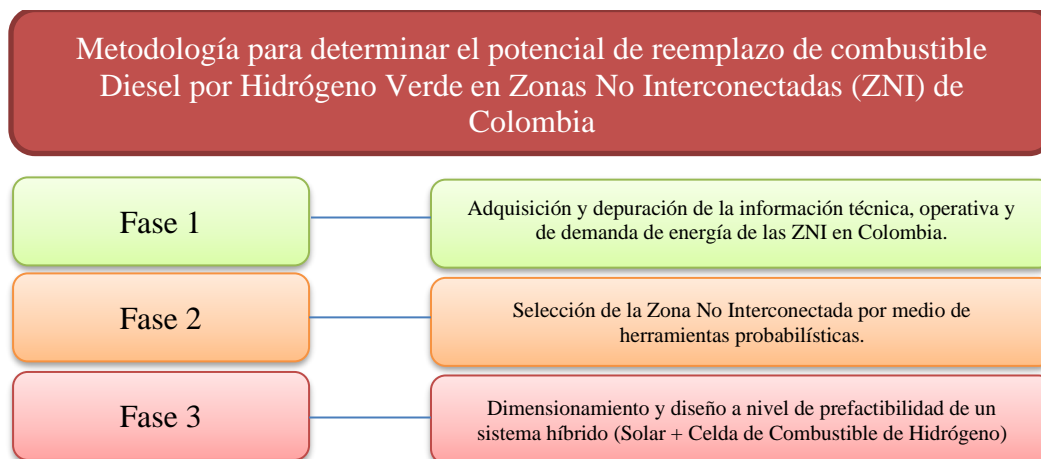
Las celdas de combustible son similares a las baterías puesto que poseen un electrodo positivo y uno negativo, los cuales se encuentran separados por un electrolito o membrana. Sin embargo, las celdas de combustible no necesitan recargarse como las baterías, por lo que pueden funcionar durante períodos prolongados siempre que se les suministre hidrógeno y aire. En las celdas de combustible, la potencia y la energía están desacopladas y se pueden ajustar de forma independiente, es decir, para una pila de celdas de combustible fija, una mayor cantidad de ingreso de hidrógeno al sistema permite una mayor capacidad de energía sin cambiar el tamaño o la potencia de la celda de combustible. Pueden variar en tamaño desde menos de un vatio para energía portátil hasta muchos megavatios para energía estacionaria a gran escala (U.S DEPARTMENT OF ENERGY, 2020)..

Capítulo 5

METODOLOGÍA

La metodología propuesta consta de tres fases descritas a continuación:

Ilustración 1. Fases de la metodología propuesta. Elaboración propia.



De esta forma, las dos primeras fases están relacionadas con la selección de la Zona No Interconectada sobre la cual se va a desarrollar el estudio y la tercera fase constituye el dimensionamiento y diseño a nivel de prefactibilidad del sistema híbrido (Solar Fotovoltaico + Hidrógeno Verde).

5.1. Fase 1. Adquisición y depuración de la información técnica, operativa y de demanda de energía de las Zonas No Interconectadas en Colombia.

En esta fase se desarrollaron tres actividades fundamentales para la selección de la Zona No Interconectada: (i) el levantamiento de la información, (ii) la definición de los criterios de evaluación de las ZNI y (iii) la depuración de la información.

5.1.1. Levantamiento de información

Con el propósito de encontrar la Zona No Interconectada en la cual este estudio tiene el mayor impacto posible, es indispensable la recopilación de información que permita establecer los criterios de evaluación.

Aunado a lo anterior, la Ley 689 de 2001 señala que la SSPD tiene la responsabilidad de establecer, administrar, mantener y operar el sistema único de información para los servicios públicos – SUI. Este sistema oficial del sector de servicios públicos domiciliarios del país recoge, almacena, procesa y publica información reportada por parte de las empresas prestadoras y entidades territoriales (SSPD, 2005), por lo cual parte de la información utilizada para el presente estudio fue tomada de este sistema, extrayendo los reportes mensuales de información técnica operativa e información comercial correspondientes al año 2021.

Ahora bien, uno de los objetivos que tiene el IPSE es “Realizar monitoreo y seguimiento a la prestación de servicios energéticos en las ZNI suministrando la información correspondiente” (IPSE I. d., 2022), por lo cual esta entidad realiza el seguimiento a la prestación del servicio de energía en las ZNI con y sin sistema de telemetría y emite unos reportes mensuales de telemetría que publica en su página Web, los cuales fueron utilizados para la depuración de la información, tal como se explica más adelante.

5.1.2. Definición de criterios de evaluación de las ZNI

Para el presente estudio se extrajo únicamente la información de interés de los reportes mensuales de información técnica operativa e información comercial

correspondientes al año 2021. Obteniendo archivos mensuales con los siguientes datos: Departamento, Municipio, Localidad, total del volumen de combustible (gal), promedio del precio del combustible (\$/gal), total del valor del transporte y número de usuarios.

A continuación, se presenta una breve descripción de cada uno de los criterios bajo los cuales se evalúan los municipios pertenecientes a las Zonas No Interconectadas del país:

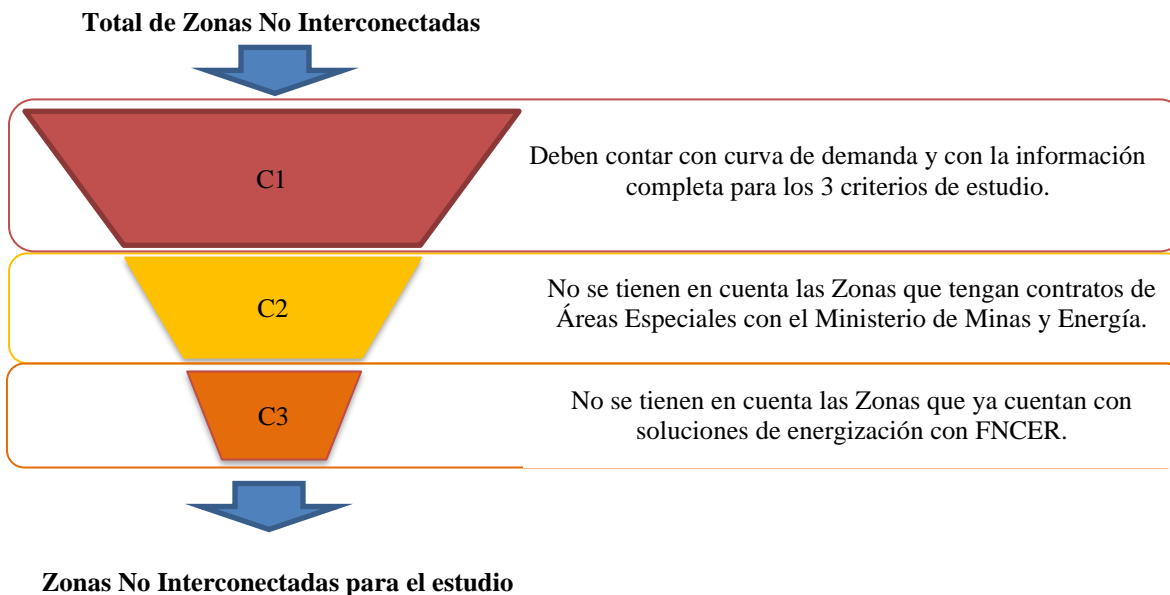
Total del volumen de combustible (gal): Se refiere a la cantidad en galones de combustible Diesel que los Prestadores del Servicio de Energía Eléctrica compran, teniendo en cuenta que en el SUI las empresas no están obligadas a reportar el total del volumen de combustible consumido.

Costo Total del Combustible (\$): Este costo incluye el precio del combustible por el número total de galones comprados y el precio del transporte. Para la evaluación se calculó el costo total del combustible, tomando el promedio del precio del combustible (\$/gal) y multiplicándose por total del volumen de combustible (gal) para finalmente sumar el total del valor del transporte.

Número de usuarios de cada municipio: Corresponde al número total de usuarios por municipio que reportan los Prestadores del Servicio de Energía Eléctrica.

5.1.3. Depuración de la información

Para la limpieza de los datos se aplicaron los siguientes criterios:



Finalmente se consolidó la información anual para cada criterio de evaluación, a través de las sumatorias de la información mensual.

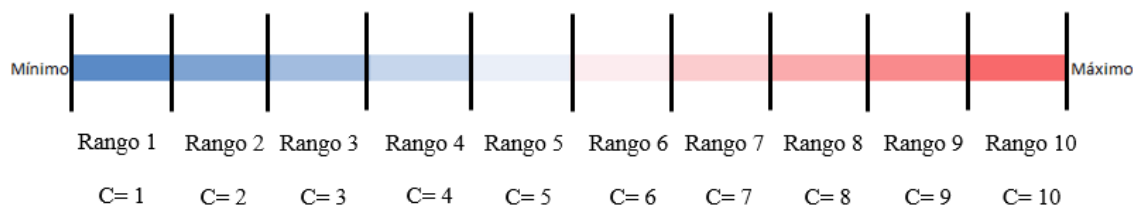
5.2. Fase 2: Selección de la Zona No Interconectada por medio de herramientas probabilísticas.

A partir de los criterios de evaluación definidos en el numeral 5.1.2 de este documento, se procedió a establecer la siguiente metodología para la selección de la Zona No Interconectada:

- a) **Definición de rangos:** Con el propósito de definir un esquema de evaluación para cada uno de los criterios se extrajo el intervalo entre el valor máximo y el valor mínimo de cada uno de los criterios y se dividió en 10 rangos iguales.
- b) **Calificación de criterios:** Con los rangos anteriores, a cada una de las ZNI se asignó una calificación “C” de 1 a 10 a cada uno de los criterios siendo 1 la peor

calificación y 10 la mejor. Por ejemplo, si el valor de combustible de una ZNI se encuentra dentro el rango 6 recibirá una calificación “C” igual a 6 (Ver Ilustración 3).

Ilustración 3. Definición de rangos y calificaciones. Elaboración propia.



c) **Asignación de Pesos:** Para poder comparar las diferentes ZNI debe tener una única calificación para cada sitio. Al respecto se presentan los siguientes cuestionamientos ¿Cómo integrar las tres calificaciones obtenidas para cada ZNI en el literal b? ¿Puedo asumir que todos los criterios tienen el mismo peso y realizar un promedio aritmético de las calificaciones? ¿Cuál de los criterios debería tener un mayor peso? y finalmente ¿Cuán sensible es la calificación total de cada ZNI frente a la variación del peso de cada uno de los criterios? ¿Es posible que varíen la ZNI seleccionada si se varían los pesos asignados a cada criterio?

Para responder a estos cuestionamientos y con el propósito de no tener influencia sobre el resultado, se propone realizar un análisis de sensibilidad a través del método de Monte Carlo.

La aplicación del método de Montecarlo para este caso particular se realizó a través de los siguientes pasos:

1. Se generaron tres porcentajes (pesos) aleatorios con una distribución de probabilidad uniforme garantizando que la suma de los porcentajes fuera del 100%.

2. Se realizó la suma producto entre las calificaciones de los criterios y los porcentajes generados de forma aleatoria, obteniendo así una calificación total para cada una de las ZNI.

3. A partir de la calificación total de cada una de las ZNI, se procedió a establecer cuáles eran las tres ZNI con mayor calificación y se le asignó un código a cada una: 100, 010 y 001 donde 100 es para la ZNI con mejor calificación. El código para las ZNI desde la cuarta posición en adelante fue 000.

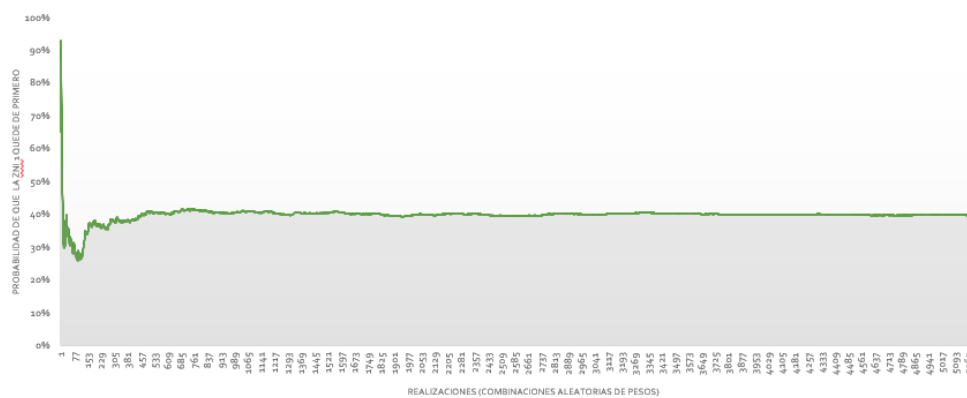
4. Se repitieron los pasos 1, 2 y 3 “n” veces (realizaciones), calculando para cada realización el número de veces acumulado que cada ZNI ha quedado de primero, segundo o tercero.

5. En cada realización se divide el número de veces acumulado que cada ZNI ha quedado de primero, segundo o tercero entre el número total de realizaciones ejecutadas hasta ese punto. El resultado obtenido son las probabilidades acumuladas de que cada ZNI quede en las primeras tres posiciones.

6. La probabilidad acumulada de que cada ZNI quede entre las tres primeras posiciones varía cada vez que se ejecuta una nueva realización, sin embargo, para un número “n” de realizaciones esta probabilidad tenderá a estabilizarse y no cambiará significativamente, aunque se siga repitiendo el proceso infinitamente (Ver Ilustración 4)

Ilustración 4. Estabilización de la iteración “n” para la selección de la ZNI ganadora.

Elaboración propia.



Para conocer el número “n” de realizaciones que proporcionan un resultado confiable (que no variará significativamente, aunque se ejecuten más realizaciones) se calcula el error relativo a la media para cada realización. En este caso, para obtener un resultado con un nivel de confianza del 95%, este error debe ser inferior o igual al 5%, concluyendo con esto que el método converge y por lo tanto no se deben ejecutar más realizaciones.

El número “n” de realizaciones a ejecutar que garantiza un error relativo a la media inferior al 5% se calcula a través de la siguiente expresión (Singh, Jirutitjaroen, & Mitra, 2018):

$$\frac{\tau \cdot \sigma_{\mu}}{\sqrt{n-1} \cdot \mu_x} \leq error_{relativo} = 5\% \quad \text{Ec (1)}$$

Donde:

$\tau = 1.96$, para un nivel de confianza del 95%

σ_{μ} = Desviación estándar de la probabilidad que una ZNI quede en la primera posición para las “n” realizaciones.

μ_x = Media de la probabilidad de que una ZNI quede en la primera posición calculada para las “n” realizaciones.

n= Número total de realizaciones.

5.3. Fase 3: Dimensionamiento y diseño a nivel de prefactibilidad de un sistema híbrido (Solar + Celda de Combustible de Hidrógeno).

Se propone un sistema híbrido compuesto por una planta solar fotovoltaica y un sistema de electrificación con una celda de combustible de hidrógeno. La planta solar fotovoltaica debe ser capaz de suministrar la energía demandada por: (i) La Zona No Interconectada en el horario de las 6:00 a las 18:00 y (ii) el sistema de generación de hidrógeno verde.

El hidrógeno verde generado es destinado para alimentar la celda de combustible que electrificará la zona en las horas sin sol (18:00 a 6:00). La Ilustración 5 muestra el sistema planteado:

Ilustración 5. Diagrama general del Sistema Híbrido Propuesto. Elaboración propia.



Las etapas que se siguieron para estructurar el diseño se presentan a continuación:

- Caracterización de la demanda diurna y nocturna de la Zona No Interconectada.
- Dimensionamiento de la celda de combustible para la electrificación en las horas sin sol.
- Dimensionamiento del sistema de generación de Hidrógeno Verde.
- Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.

5.3.1. Caracterización de la demanda diurna y nocturna de la Zona No

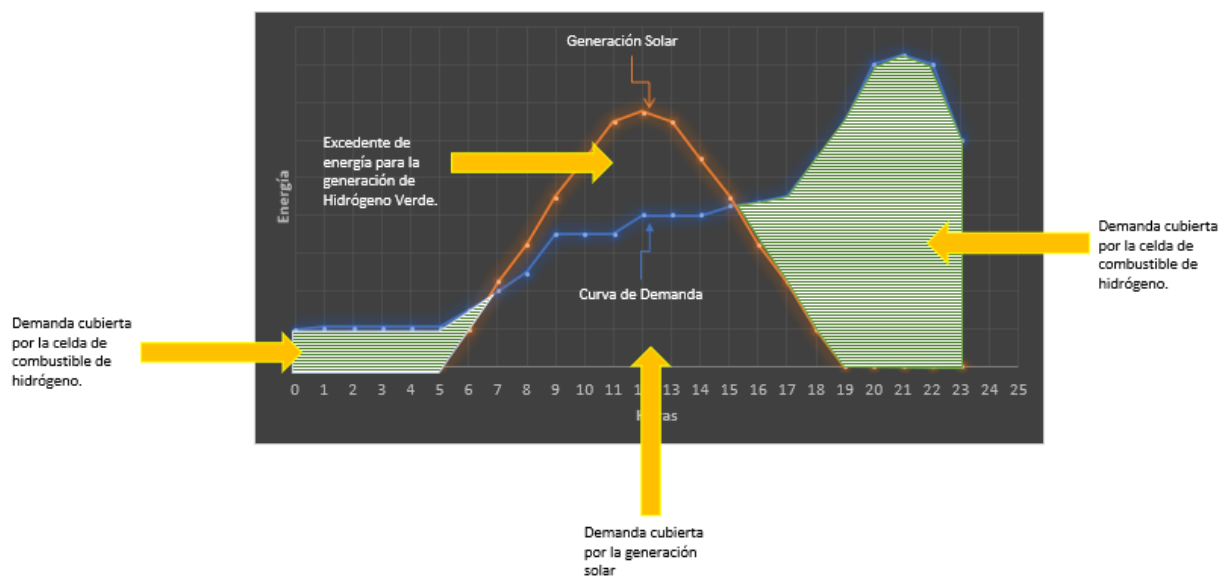
Interconectada.

Se requiere de la caracterización de las necesidades energéticas de la Zona No Interconectada seleccionada para el correcto dimensionamiento del sistema de generación de hidrógeno y del sistema solar fotovoltaico, para lo cual se tomaron los 12 reportes de telemetría del año 2021 emitidos por el IPSE (IPSE I. d., Informes Mensuales de Telemetría, 2022) y se extrajo la información de demanda.

Como resultado se obtuvo una curva de demanda de las 24 horas de un día típico del año 2021, con la cual se logró conocer el consumo de la zona para las horas diurnas y nocturnas.

Este sistema busca prestar el servicio de energía eléctrica las 24 horas. En el rango 6:00 - 18:00, se aprovecha la radiación solar atendiendo la demanda energética a través del sistema solar fotovoltaico y se alimenta el sistema de producción de hidrógeno necesario para suplir la demanda de energía de la noche; en el rango 18:00 - 6.00 el suministro de energía se realiza con una celda de combustible de hidrógeno (Ver Ilustración 6).

Ilustración 6. Funcionamiento del sistema híbrido. Elaboración propia.



5.3.2. Dimensionamiento de las celdas de combustible para la electrificación en las horas de la noche.

Esta etapa comprende la definición del número de celdas de combustible requeridas para suplir la potencia pico demandada por la ZNI y el cálculo del hidrógeno requerido para el suministro de energía en las horas de la noche.

Número de Celdas Requerido

El grupo de celdas de combustible debe tener la capacidad de suministrar la máxima potencia demandada en un instante de tiempo por el lugar seleccionado y para esto se selecciona como parámetro de diseño la máxima demanda de potencia de la curva de demanda en el periodo de tiempo comprendido entre las 18:00 y las 6:00, adicionalmente, se debe considerar un 10% adicional como margen de seguridad. Posteriormente se realiza la selección de una celda comercial y por de los datos entregados por el fabricante se calcula el número de celdas de combustible requerido, tal como se muestra a continuación:

$$\#Celdas\ de\ combustible = \frac{M\acute{a}xima\ potencia\ demanda\ kW * 1.1}{Potencia\ de\ la\ celda\ comercial\ seleccionada\ kW} \quad Ec\ (2)$$

Cantidad de Hidrógeno Verde Requerido

La empresa Europea Marine Service Noord quienes son expertos en el diseño y construcción de sistemas mecánicos para el entorno operativo marítimo desde 1988, cuentan con un artículo en su página web titulado “*How much hydrogen do I need for the fuel cell on my ship?*” (Noord, 2022), en el cual indican que la cantidad de hidrógeno necesaria depende de la potencia requerida en kW, del tiempo de operación, de la eficiencia de la celda de combustible y del poder calorífico inferior (LHV) del hidrógeno.

$$Cantidad\ de\ Hidr\acute{o}geno\ (kg) = \frac{P(kW) * t(h) * 3600s}{\eta(\%) * LHV(kJ/kg)} \quad (3)$$

Para este proyecto, la potencia promedio en kW requerida en la zona se tomó de la curva de demanda, en el rango de las 18:00 a las 6:00, t corresponde a las 12 horas en las cuales funciona el sistema de generación de hidrógeno, la eficiencia es dada por el fabricante de la celda de combustible en la ficha técnica y el LHV que corresponde a una constante y su valor es de 120.000 kJ/kg.

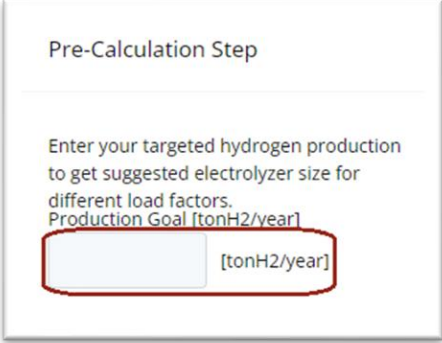
Una vez se conoce la cantidad de hidrógeno requerida para las 12 horas de la noche se extrapola para los 365 días del año obteniendo la cantidad de hidrógeno requerida anual.

5.3.3. Dimensionamiento del sistema de generación de Hidrógeno Verde.

Haciendo uso del software HEPU de la empresa Southern Lights (Lights, 2022) se diseñó el sistema para la generación del Hidrógeno Verde.

Esta herramienta cuenta con un módulo para el Pre – Dimensionamiento del sistema a partir de la cantidad de hidrógeno anual que se requiera producir.

Ilustración 7. Módulo de Pre-Dimensionamiento del software HEPU.



The image shows a screenshot of a software interface titled "Pre-Calculation Step". The text inside the interface reads: "Enter your targeted hydrogen production to get suggested electrolyzer size for different load factors." Below this text is a label "Production Goal [tonH2/year]" and a text input field. The input field is highlighted with a red rounded rectangle and contains the placeholder text "[tonH2/year]".

A partir de este valor, el software estima la potencia en MW de la planta de electrólisis requerida. Se debe tener en cuenta que este asume que el proceso de

producción de hidrógeno verde se realizará durante las 24 horas del día. No obstante, el sistema híbrido planteado operará únicamente 12 horas, por lo cual se requerirá un electrolizador del doble de la capacidad sugerida por la herramienta.

El siguiente paso es incluir la información relacionada con la fuente de energía renovable, seleccionando entre un acuerdo de compra de energía (PPA) o un vector de entrada de energía.

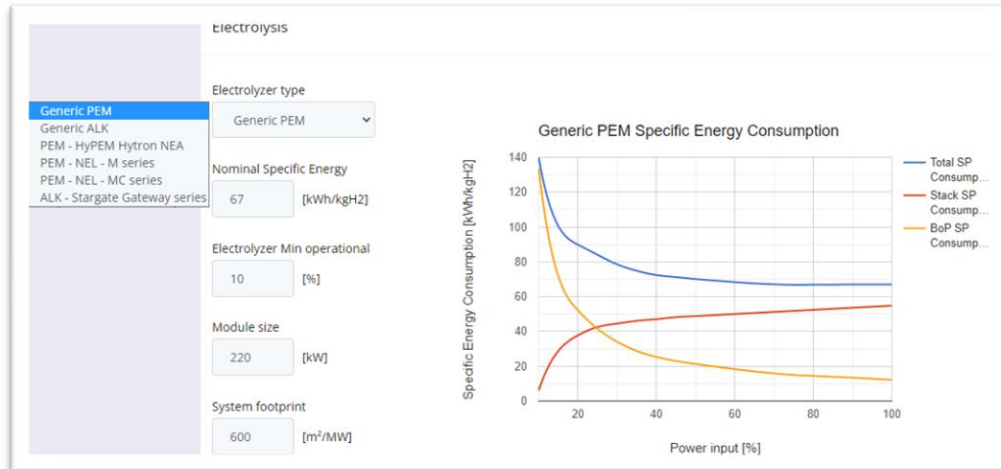
Ilustración 8. Información fuente de energía para producción de hidrógeno en HEPU.

The image shows a software interface titled "Energy supply". It contains the following elements:

- Energy input:** Two radio buttons. The first is "PPA" (selected with a blue dot) and the second is "User-defined generation vector".
- PPA type:** A dropdown menu currently showing "Customized".
- From:** A dropdown menu showing "8:00".
- To:** A dropdown menu showing "18:00".
- PPA nominal power [MW]:** An empty text input field.
- Energy input annual:** A text input field containing the number "0".

En el proceso de electrólisis es posible seleccionar uno de los tipos de electrolizadores que ya se encuentran predeterminados en el programa. Además, permite incluir datos tales como expectativa de vida del stack en horas, el porcentaje total de degradación y el suministro de agua, teniendo en cuenta que esta puede ser desionizada o del grifo.

Ilustración 9. Selección del tipo de electrolizador en el software HEPU.



Finalmente, el software con la información ingresada calcula el número de módulos para generar la demanda de hidrógeno requerida.

5.3.4. Dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.

Para el dimensionamiento de la planta solar fotovoltaica, se considera la demanda en las horas del día de la ZNI y del sistema de generación de hidrógeno verde.

A partir de la caracterización de demanda de la ZNI seleccionada que se realizó en el numeral 5.3.1., se conoce la energía anual requerida en el rango de las 6:00 a las 18:00.

La energía demandada por el sistema de generación de hidrógeno verde se estimó considerando el hidrógeno total requerido en un año el cual fue calculado en el numeral 5.3.2. y la energía específica nominal del electrolizador seleccionado, dada por el software HEPU. De la siguiente forma:

$$\text{Demanda de Energía Anual} = CH2A * EEN \quad \text{Ec (4)}$$

Donde,

$CH2A$ = Cantidad de Hidrógeno Anual (kg/año)

EEN = Energía Específica Nominal (kWh/kg) *

* La energía específica nominal indica cuántos kW son requeridos para generar 1 kg de hidrógeno.

Una vez se conocer el valor de le energía total requerida, mediante la herramienta Solver de Excel se calcula el valor de potencia que responda a la siguiente función objetivo para el cálculo de la potencia del parque solar:

$$ERA = \sum_{i=1}^{12} P * HSP_i * ND_i \quad Ec (5)$$

Dónde:

ERA = Energía Requerida Anual MWh

P = Potencia del parque solar MW

HSP_i = Horas de Sol Estándar Diarias del mes i

ND = Número de días del mes i

Los parámetros de horas de sol estándar diarias de cada mes y temperaturas promedio de la zona seleccionada fueron tomados del reporte de mediciones de las estaciones meteorológicas del IDEAM (IDEAM, 2022) el cual presenta los promedios históricos desde el año 1981 al 2010.

Establecida la potencia del parque fotovoltaico, se procede con el dimensionamiento de los equipos requeridos. Para ello se selecciona un panel fotovoltaico y se realizan los ajustes por temperatura para cada una de las variables del módulo seleccionado. Para esto tomaremos los valores NOCT los cuales establecen unas condiciones con parámetros técnicos más reales. El ajuste se basó en la temperatura

mínima, máxima, promedio, los valores de tensiones y valores de corrientes nominales multiplicados por los factores de ajuste. A continuación, se relacionan las variables ajustadas:

Tabla 3. Ajuste de variables por temperatura. Elaboración propia.

VARIABLE	UND	METODO DE CALCULO
TC (TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA)	°C	$T_c = T_{amb} + Irradiancia * \frac{T_{NOCT} - 20^{\circ}C}{800}$ Ec (6)
TC (TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO)	°C	
TC (TEMPERATURA MÍNIMA)	°C	
VAR. POTENCIA	%	$Var_Potencia \% = (T_{c_{prom}} - 25^{\circ}C) * (Coef_Temp_Pmax)$ Ec (7)
VAR. VOC	%	$Var_V_{Circuito\ Abierto} \% = (T_{c_{Min}} - 25^{\circ}C) * (Coef_Temp_Voc)$ Ec (8)
VAR. ISC	%	$Var_I_{Corto\ Circuito} \% = (T_{c_{Max}} - 25^{\circ}C) * (Coef_Temp_Isc)$ Ec (9)
POT. MAX CORREGIDA	W	Potencia nominal del panel multiplicado por la variación % en potencia Var. Potencia
VOC CORREGIDO	V	Tensión nominal de circuito abierto multiplicado por la variación % Var. Voc
ISC CORREGIDO	A	Corriente Nominal de corto circuito multiplicado por la variación % Var. Voc
VMPP CORREGIDO	V	$V_{Max_Op_Corregido} = 1 + \left(\frac{T_{c_{amb_max}} - 25^{\circ}C}{100}\right)$ Ec (10)

Posteriormente se selecciona el inversor requerido y teniendo en cuenta las características de los equipos seleccionados, se realizan las correcciones por temperatura y se incluye un factor de seguridad del 1,05. Finalmente, se procede a calcular la cantidad de paneles, el número de paneles en serie, el número de paneles por inversor, el número de paneles en paralelo, el número de inversores, la cantidad total de paneles, tal como se muestra a continuación:

Tabla 4. Ecuaciones para el dimensionamiento del parque fotovoltaico para la ZNI seleccionada. Elaboración propia.

VARIABLE	MÉTODO DE CÁLCULO
CANTIDAD DE PANELES	$Num_{min_paneles} = \frac{P_{instalada_Parque}}{P_{max_corregida}}$ Ec (11)

NÚMERO DE PANELES EN SERIE	$Num_{paneles_serie} = \frac{V_{max_inversor}}{FS * V_{OC_corregido}}$	Ec (12)
NÚMERO DE PANELES POR INVERSOR	$Num_{paneles\ X\ inversor} = \frac{P_{nominal_inversor}}{FS * P_{Max_corregida}}$	Ec (13)
NÚMERO DE PANELES EN PARALELO	$Num_{paneles_paralelo} = Num_{paneles_serie} * Num_{paneles\ X\ inversor}$	Ec (14)
NÚMERO DE INVERSORES	$Num_Inversores = \frac{P_{Instalada_Parque}}{P_{Max_corregida} * Num_{paneles\ X\ inversor}}$	Ec (15)
CANTIDAD FINAL DE PANELES	$Num_{Final_Paneles} = Num_{paneles_serie} * Num_{paneles_paralelo} * Num_Inversores$	Ec (16)
CAPACIDAD INSTALADA FINAL (MW)	$Potencia\ Nominal\ Final = \frac{Num_{Final_Paneles} * P_{Max_corregida}}{1.000.000}$	Ec (17)
FACTOR DE PLANTA	$Factor\ de\ Planta = \frac{Generación\ Estimada\ (GWh)}{((Capacidad\ Instalada\ (MW) * 8760\ h)/1000)} * 100\%$	Ec (18)

Finalmente, se estima un área para la instalación considerando las dimensiones de los paneles y los inversores; esta área debe ser lo suficientemente grande como para albergar la infraestructura asociada al proyecto, refiriéndonos a los transformadores, vías, ductos, espaciamiento para evitar sombreado entre otros, por lo cual se aplicó un 30% adicional al área de ocupación de los paneles y los inversores.

Capítulo 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1. Resultados del proceso de adquisición y depuración de la información de las ZNI en Colombia y selección de la Zona No Interconectada por medio de herramientas probabilísticas.

De acuerdo con la Fase 1 expuesta en el numeral 5.1. se realizó una primera depuración a la información tomada del SUI, de la cual quedaron únicamente 110 localidades, corresponden a las zonas que cuenta con Telemetría. Posteriormente se verificó cuáles de estas zonas contaban con la información completa de cantidad de combustible, número de usuarios y costos de combustible y transporte, además se descartaron las zonas que hicieran parte de las ASE tales como San Andrés, Providencia y Santa Catalina y Amazonas y los lugares que ya contaran con sistemas híbridos (FNCER + Diesel), obteniendo un listado de 63 localidades para el estudio.

Tabla 5. Localidades con las cuales se realizó el estudio. Elaboración propia.

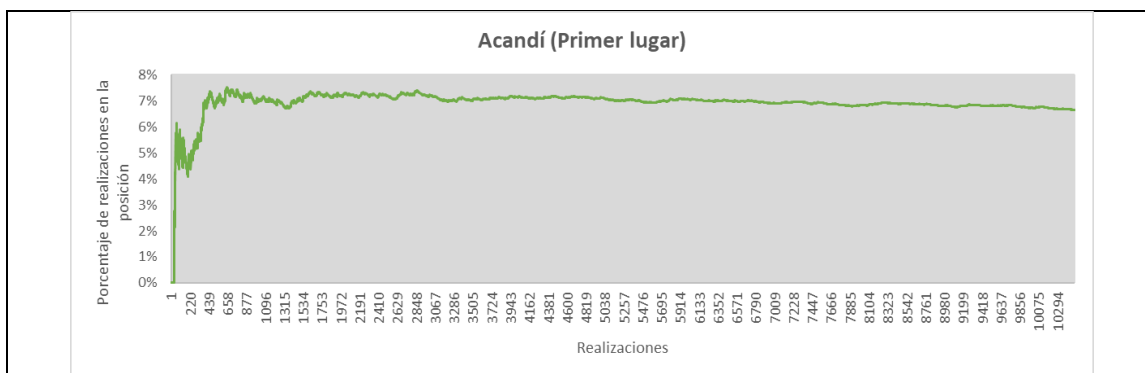
ITEM	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	LOCALIDAD
1	ANTIOQUIA	VIGIA DEL FUERTE	SAN ANTONIO DE PADUA
2	ANTIOQUIA	VIGIA DEL FUERTE	VEGAEZ
3	CAQUETÁ	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GUAYABAL
4	CAQUETÁ	SAN VICENTE DEL CAGUAN	PUERTO BETANIA
5	CAQUETÁ	CARTAGENA DEL CHAIRA	REMOLINO DEL CAGUAN
6	CAQUETÁ	CARTAGENA DEL CHAIRA	SANTA FE DEL CAGUAN
7	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	BETANIA
8	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	BOCA GRANDE
9	CAUCA	TIMBIQUÍ	CHACON
10	CAUCA	TIMBIQUÍ	CHETE
11	CAUCA	TIMBIQUÍ	COTEJE
12	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	ISLA DE GALLO
13	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	LA CONCHA
14	CAUCA	GUAPI	LIMONES
15	CAUCA	TIMBIQUÍ	LOS BRAZOS

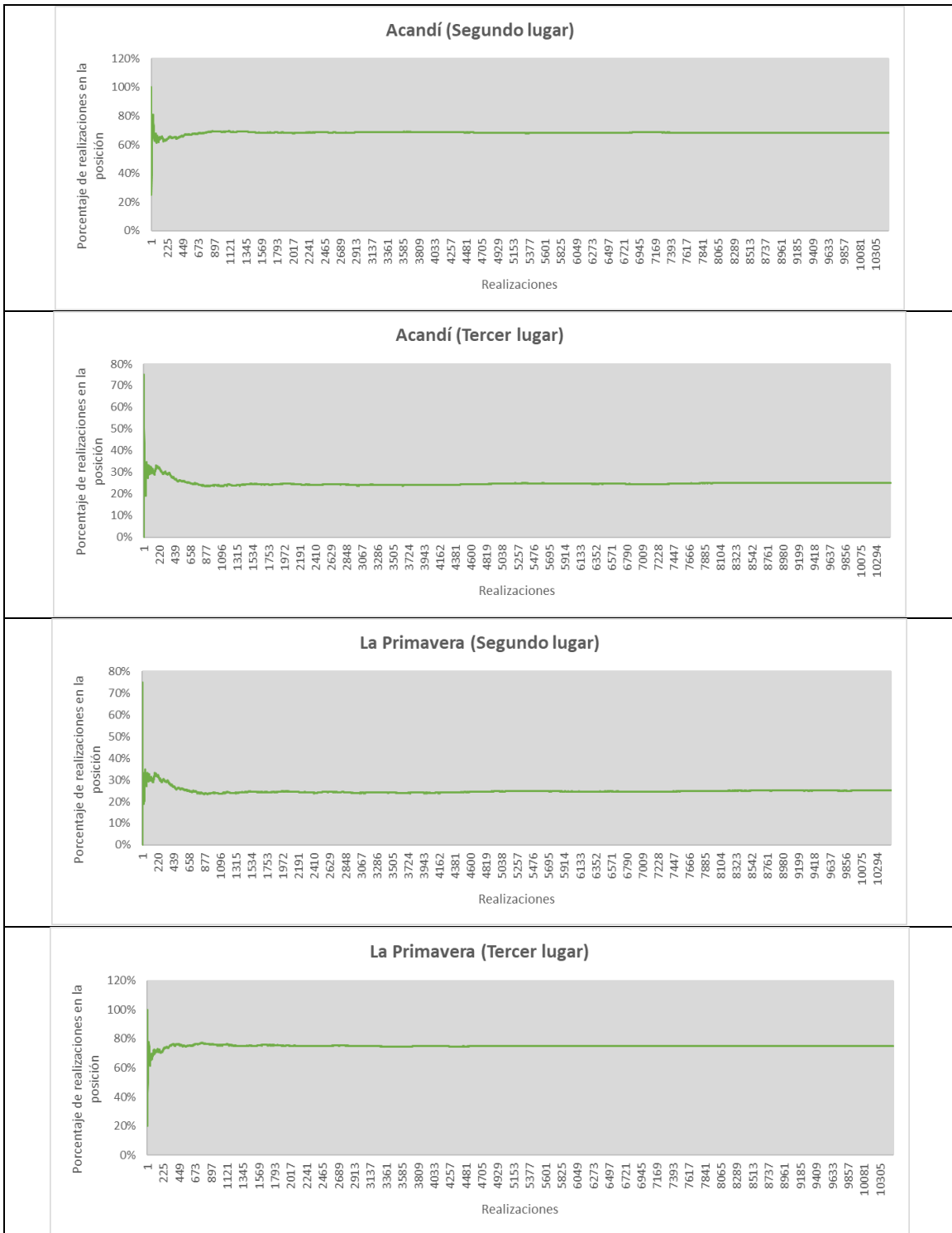
16	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	NOANAMITO
17	CAUCA	TIMBIQUÍ	PUERTO SAJA
18	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	SAN ANTONIO DE CHUARE
19	CAUCA	GUAPI	SAN ANTONIO DE GUAJUI
20	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	SAN ISIDRO
21	CAUCA	TIMBIQUÍ	SAN JOSE
22	CAUCA	TIMBIQUÍ	SANTA MARIA
23	CAUCA	TIMBIQUÍ	SANTA ROSA SAJA
24	CAUCA	LÓPEZ DE MICAY	ZARAGOZA
25	CHOCÓ	ACANDÍ	ACANDI-CABECERAMUNICIPAL
26	CHOCÓ	NUQUÍ	ARUSI
27	CHOCÓ	UNGUÍA	BALBOA
28	CHOCÓ	MEDIO ATRATO	BETE CABECERA
29	CHOCÓ	ACANDÍ	CAPURGANA
30	CHOCÓ	JURADÓ	JURADO
31	CHOCÓ	BOJAYÁ	NAPIPI
32	CHOCÓ	NUQUÍ	CABECERAMUNICIPAL
33	CHOCÓ	BAJO BAUDÓ	PILIZA - BELLAVISTA - VILLA LUZ
34	CHOCÓ	BAJO BAUDÓ	PIZARRO-CABECERAMUNICIPAL
35	CHOCO	ACANDÍ	SAN FRANCISCO
36	CHOCÓ	EL LITORAL DEL SAN JUAN	SANTA GENOVEVA DE DOCONDO - CABECERA MUNICIPAL
37	CHOCÓ	QUIBDÓ	TAGACHI
38	GUAVIARE	MIRAFLORES	MIRAFLORES- CABECERAMUNICIPAL
39	META	MAPIRIPAN	CABECERA MUNICIPAL
40	NARIÑO	LA TOLA	AGUACATAL
41	NARIÑO	LA TOLA	AMARALES
42	NARIÑO	EL CHARCO	BAZAN
43	NARIÑO	SAN ANDRÉS DE TUMACO	BOCAS DE CURAY
44	NARIÑO	OLAYA HERRERA	BOCADEPRIETA
45	NARIÑO	EL CHARCO	BOLIVAR-SANPEDRO
46	NARIÑO	MOSQUERA	EL BAJITO
47	NARIÑO	EL CHARCO	ELCUILPUEBLONUEVO
48	NARIÑO	SANTA BÁRBARA	LA ENSENADA
49	NARIÑO	LA TOLA	LA VIGIA
50	NARIÑO	EL CHARCO	LASMERCEDES
51	NARIÑO	LA TOLA	MULATOS
52	NARIÑO	SAN ANDRÉS DE TUMACO	PITAL DE LA COSTA
53	NARIÑO	EL CHARCO	SANJOSEDELTAPAJE
54	NARIÑO	SAN ANDRÉS DE TUMACO	SAN JUAN DE LA COSTA
55	NARIÑO	LA TOLA	SAN PABLO DEL MAR
56	NARIÑO	SANTA BÁRBARA	SANTA RITA
57	NARIÑO	SANTA BÁRBARA	SECADERO
58	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	PUERTOLEGUIZAMO
59	VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	SANFRANCISCONAYA
60	VICHADA	PUERTO CARREÑO	CASUARITO
61	VICHADA	CUMARIBO	CUMARIBO- CABECERAMUNICIPAL
62	VICHADA	LA PRIMAVERA	LAPRIMAVERA- CABECERAMUNICIPAL
63	VICHADA	SANTA ROSALIA	SANTAROSALIA- CABECERAMUNICIPAL

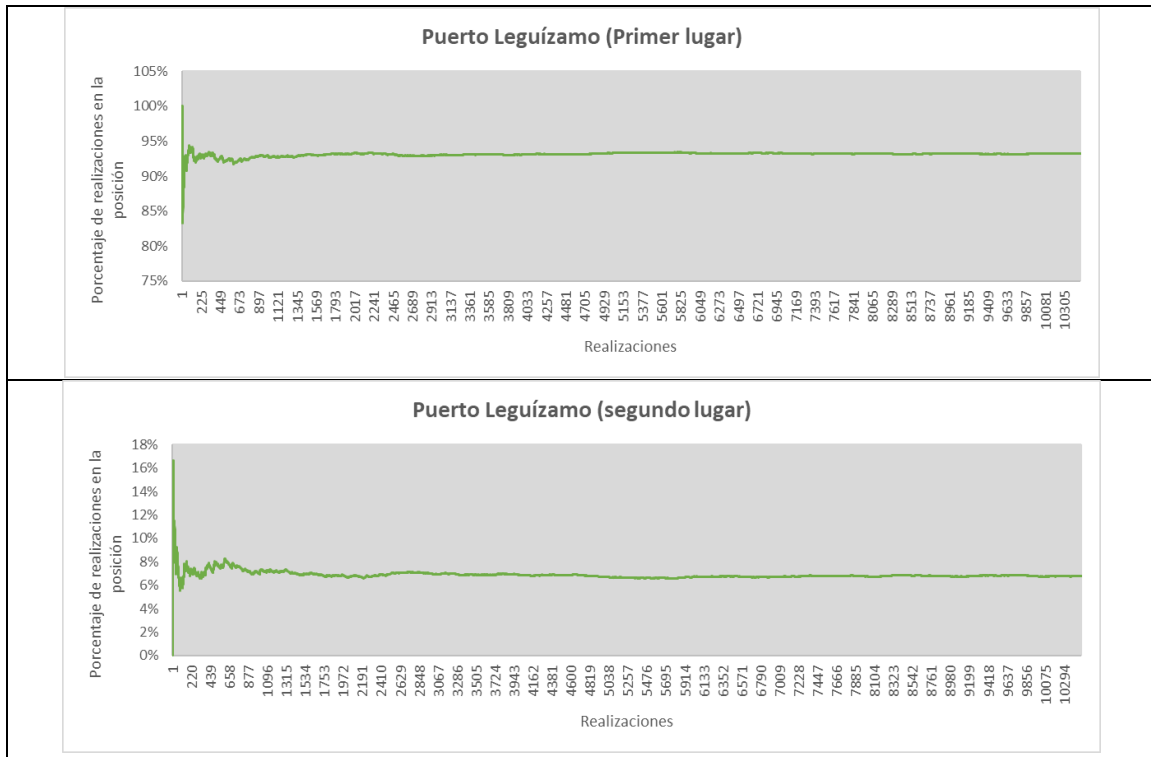
Aplicando la metodología de calificación y selección establecida en el numeral 5.2. de este documento, se asignó una calificación a cada uno de los criterios de las ZNI que superaron la fase de depuración. Posteriormente se aplicó el método de Montecarlo para variar la ponderación del peso de cada criterio sobre la calificación total y establecer para cada realización (variación aleatoria de pesos) el porcentaje del total de realizaciones ejecutadas en las que cada municipio queda entre los tres como mejor calificación.

Los resultados obtenidos indican ante cualquier variación en la ponderación de los pesos de los criterios, solo tres de las ZNI (Acandí, La Primavera y Puerto Leguizamo) se ubican en las tres primeras posiciones del ranking de calificaciones. En la Tabla 6 se muestran los resultados obtenidos para estos tres lugares mediante el análisis de sensibilidad realizado a través del método de Montecarlo, en cada uno de los casos se evidencia la estabilización del resultado del porcentaje del total de realizaciones en las que cada lugar queda en el primer, segundo o tercer lugar.

Tabla 6. Resultados del análisis de sensibilidad para la selección de la ZNI. Elaboración propia.

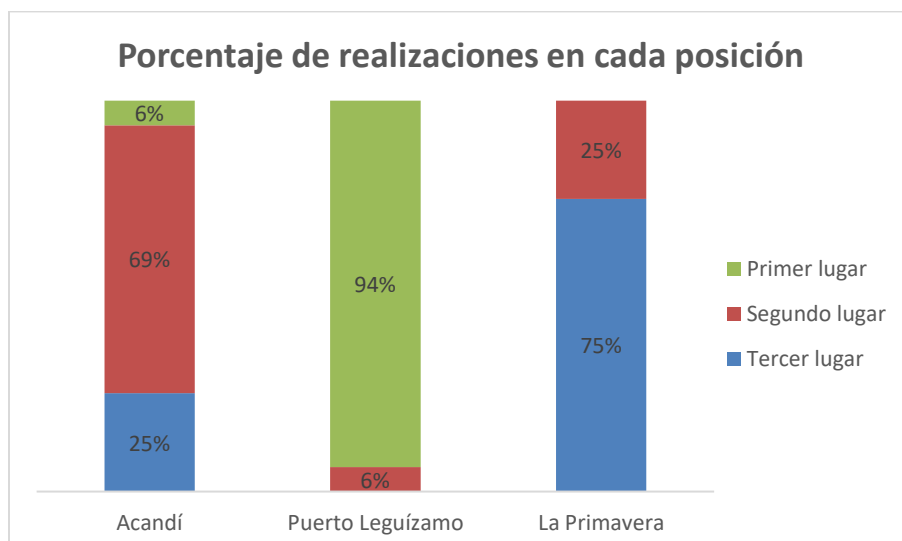






La Ilustración 10 contiene un resumen de los resultados obtenidos, allí se observa que en un 94% del total de realizaciones (10294) Puerto Leguízamo queda en la primera posición y el 6% restante queda de segundo; Acandí queda primero 6% del total de realizaciones, el 69% queda se segundo y 25% de queda de tercero. Dado lo anterior, se puede concluir que la ZNI que presenta las mejores características para implementar el sistema de electrificación híbrido solar fotovoltaico – hidrógeno es Puerto Leguízamo.

Ilustración 10 Resultados del análisis de sensibilidad. Elaboración propia.

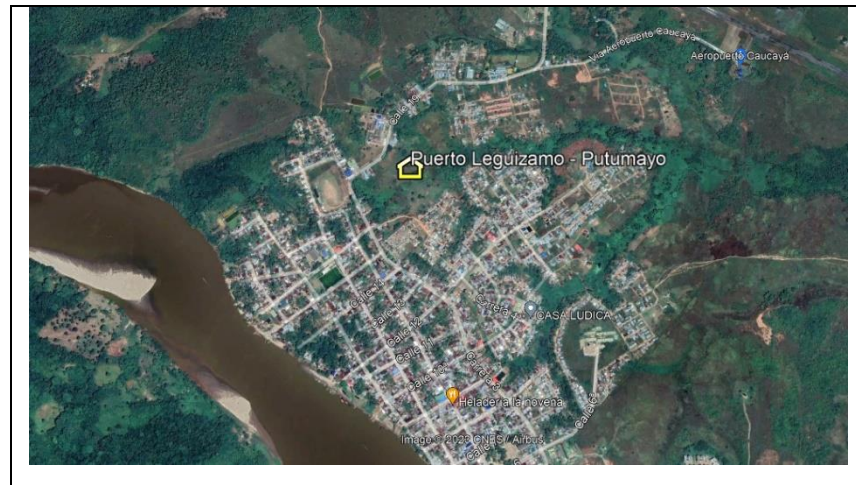


Puerto Leguízamo está ubicado en el departamento del Putumayo, con un promedio de 3206 usuarios según lo reportado por el prestador de energía eléctrica en el SUI. La producción agropecuaria, es una de las principales actividades del lugar.

Esta zona tiene cercanía al río Putumayo y se localiza aproximadamente a 380 km de Mocoa, desde donde se llega por vía terrestre hasta Puerto Asís en un recorrido de cerca 1 h 45 m, y de allí vía fluvial por el río Putumayo en un recorrido que dura cerca 6 h; Igualmente se puede llegar por vía aérea desde Puerto Asís, Bogotá o Neiva, puesto que cuentan con el Aeropuerto Caucajá (Amazonía, MinAmbiente, Colombia, S.A.S, & Institute, 2021).

Tabla 7. Ubicación Geográfica de Puerto Leguízamo-Putumayo. Elaboración propia.

Latitud	0°11'11.64"S
Longitud	74°47'1.64"O



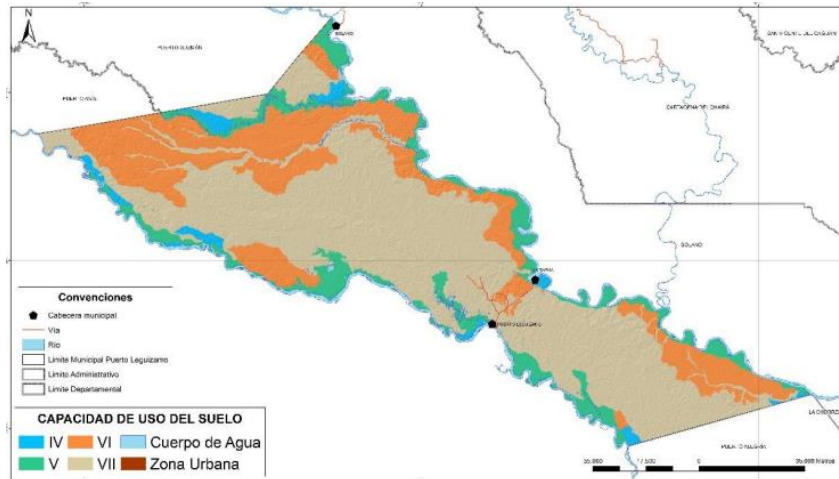
El uso de la tierra en Puerto Leguizamo está dado por la Agricultura con un 2%, cultivos transitorios un 12%, agroforestería que es un sistema productivo que integra árboles, ganado y pastos en una misma unidad productiva equivale al 27% y finalmente el 59% pertenece a restauración ecológica y protección ambiental. Tal como se presenta en el mapa de distribución de las clases agrológicas de tierras del IGAC (Amazonía, MinAmbiente, Colombia, S.A.S, & Institute, 2021).

Tabla 8. Distribución Del Uso Del Suelo En Puerto Leguizamo. Fuente IGAC 2013.

CLASE	CAPACIDAD DE USO	EXTENSION - Ha	%
IV	Agricultura con cultivos transitorios, semiperennes y perennes, ganadería semi intensiva con pastos de alto rendimiento	25844,214	2%
V	Cultivos transitorios de pancoger con restricción por fertilidad y drenaje, ganadería semi intensiva con pastoreo controlado en silvopastoreo.	123525,663	12%
VI	Preferentemente forestal con bosques protectores y productores agroforestería y sivopastoreo con restricción en pendientes y fertilidad	280756,591	27%
VII	Restauración ecológica, producción forestal protector - productor, la agroforestería y silvopastoreo restringido por la pendiente, fertilidad y drenaje	622355,412	59%

Ilustración 11. Mapa De Distribución Del Uso De Suelo En Puerto Leguizamo. Fuente

IGAC 2013



El uso de la tierra es un aspecto clave a la hora de identificar la zona en la cual es posible desarrollar un proyecto de este tipo.

Según los reportes de Telemetría del IPSE, esta cabecera cuenta con 24 horas de servicio, las cuales son atendidas mediante una central de generación, conformada por la siguiente infraestructura:

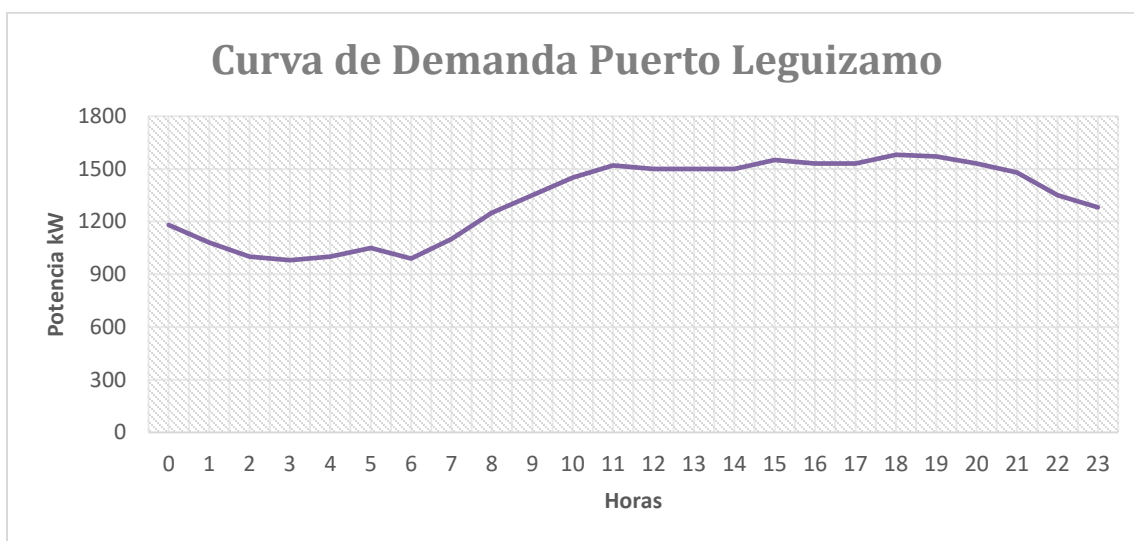
Tabla 9. Infraestructura eléctrica actual de Puerto Leguizamo. Elaboración propia.

GRUPO ELECTRÓGENO			
ÍTEM	MARCA	CAPACIDAD	ESTADO
1	CUMMINS	1500 KW	EN OPERACIÓN
2	CUMMINS	1500 KW	EN OPERACIÓN
3	CUMMINS	1500 KW	FUERA DE SERVICIO
4	CUMMINS	1500 KW	FUERA DE SERVICIO
5	CUMMINS	900 KW	FUERA DE SERVICIO
6	CUMMINS	900 KW	EN OPERACIÓN
7	CUMMINS	900 KW	EN OPERACIÓN
TRANSFORMADORES			
ITEM	CAPACIDAD		ESTADO
1	1,6 MVA		EN OPERACIÓN
2	2,5 MVA		EN OPERACIÓN
3	3 MVA		EN OPERACIÓN

6.2. Resultados del diseño a nivel de prefactibilidad del sistema híbrido.

A partir de la información de demanda suministrada por los informes mensuales de telemetría publicados por el IPSE para Puerto Leguizamo, se construyó la curva de carga promedio de un día representativo del año 2021 (Ver Ilustración 12).

Ilustración 12. Curva de demanda de energía eléctrica de Puerto Leguizamo.



A continuación, se resume la demanda de energía de la zona para las horas de la mañana y de la noche:

Tabla 10. Energía en los dos periodos horarios. Elaboración propia.

POTENCIA MÁXIMA DEMANDA DÍA [KW]	1550
PROMEDIO ENERGÍA DÍA [KWH]	1397,5
ENERGÍA PARA LAS 12 HORAS DIURNAS [KWH]	20124
ENERGÍA ANUAL DÍA [MWH] 6 A.M A 6 P.M	7345,26
POTENCIA MÁXIMA DEMANDA NOCHE [KW]	1580
PROMEDIO ENERGÍA NOCHE [KWH]	1257
ENERGÍA PARA LAS 12 HORAS NOCTURNAS [KWH]	16588
ENERGÍA ANUAL NOCHE [MWH] 6 P.M A 6 A.M	6054,62

De acuerdo con el numeral 5.3.2. para el dimensionamiento de las celdas de combustible, se seleccionó una celda del fabricante Bloom Energy, la cual cuenta con las siguientes características:

Tabla 11. Especificaciones técnicas de la celda de combustible. Elaboración propia.

OUTPUTS	
NAME-PLATE POWER OUTPUT	300 KW
LOAD OUTPUT (NET AC)	300 KW
ELECTRICAL CONNECTION	480V, 3-PHASE, 60 HZ
INPUTS	
FUELS	MIN 99.90% HYDROGEN
INPUT FUEL PRESSURE	10 TO 14.5 PSIG
INPUT FUEL TEMPERATURE	AMBIENT
EFFICIENCY	
BOL ELECTRICAL EFFICIENCY (LHV NET AC)	52%
BOL HYDROGEN CONSUMPTION	17.3 KG/HR

Partiendo de la potencia máxima demandada para el periodo comprendido entre las 18:00 y las 6:00 y de las características de la celda, se calculó por medio de la Ec 2 el número de celdas de combustible requerido. Los resultados se muestran a continuación:

$$\#Celdas\ de\ combustible = \frac{1580\ kW * 1,1}{300\ kW} = 5,8 \sim 6\ celdas \quad Ec\ (19)$$

Una vez se tiene el número de celdas se procede a calcular la cantidad de hidrógeno verde necesario para la electrificación de la zona en las horas de la noche, obteniendo los siguientes resultados.

$$Cantidad\ de\ Hidrógeno\ día\ (kg) = \frac{1257kW * 1,1 * 12h * 3600s}{52% * 120000\ kJ/kg} = 957\ kg \quad Ec\ (20)$$

$$Cantidad\ de\ Hidrógeno\ año\ (kg) = 957kg * 365 = 349.305\ kg/año \quad Ec\ (21)$$

Para el año 2021 son requeridos 349.305 kg de Hidrógeno Verde para alimentar la celda de combustible que suplirá la demanda de Puerto Leguizamo en las horas sin sol.

La cantidad de hidrógeno al año en Toneladas es el parámetro de entrada del Software HEPU para el Pre-dimensionamiento del electrolizador. La capacidad recomendada por la herramienta es de 5 MW.

Se seleccionó un electrolizador genérico PEM, que de acuerdo con (Díaz, 2020) es la tecnología ideal para utilizar la energía volátil generada por la energía eólica y solar. Las características técnicas del electrolizador utilizado son las siguientes:

Tabla 12. Características Técnicas del Electrolizador Seleccionado.

TIPO DE ELECTROLIZADOR	GENERIC PEM
CONSUMO DE ENERGÍA ESPECÍFICO NOMINAL	67 kWh/kgH ₂
POTENCIA MÍNIMA OPERATIVA DEL ELECTROLIZADOR	10%
TAMAÑO DEL MÓDULO	220 kW
FOOTPRINT DEL SISTEMA	600 m ² /MW

Este tipo de electrolizador es utilizado en estudios como el realizado por (Gallardo, García, Ferrario, Comodi, & Chiu, 2022) en el cual presentan una metodología para realizar el dimensionamiento óptimo de los sistemas solares PV-PEM conectados a la red.

Otros parámetros de entrada ingresados a la herramienta es la expectativa de vida del Stack el cual es de 60000 horas operacionales y el suministro de agua desde el grifo, teniendo en cuenta que Puerto Leguizamo cuenta con la Empresa de Acueducto EMPULEG.

El resultado de la simulación nos indica que son necesarios 23 módulos de 220 kW para el proceso de electrolisis, con lo cual se obtienen 359 Toneladas de Hidrógeno Verde. Este valor se encuentra por encima de las 349 Toneladas requeridas para la demanda en horas de la noche de Puerto Leguizamo.

Dado que el parque solar fotovoltaico debe suplir la demanda de energía del sistema de generación de hidrógeno, se procede a aplicar la Ec 4, obteniendo los siguientes resultados:

$$\text{Demanda de Energía Anual} = 349.305 \text{ kg/año} * 67 \text{ kWh/kg} \quad \text{Ec (22)}$$

$$\text{Demanda de Energía Anual} = 23403,44 \text{ MWh/año} \quad \text{Ec (23)}$$

A continuación, se presentan los resultados del diseño del sistema solar fotovoltaico, determinando la potencia instalada necesaria y estimando la capacidad de generación.

Una vez calculada la energía total para la cobertura de la demanda de Puerto Leguizamo durante las 24 horas, se procede a realizar la estimación del parque de generación fotovoltaico. A continuación, se relaciona los datos de entrada para el cálculo del parque fotovoltaico:

Tabla 13. Resumen datos de entrada diseño fotovoltaico. Elaboración propia.

Var.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
TEMP MEDIA °C	31,9	31,7	31,1	30,4	29,8	29,1	29,3	30,3	31,2	31,4	31,4	31,5
TEMP. MIN °C	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
BRILLO SOLAR	5,29	4,29	3,42	3,21	3,27	3,25	3,54	4,25	4,71	4,79	4,91	4,99
ENERGIA ANUAL.	31 GWh											

Los datos de temperatura y brillo solar son tomados de los reportes dados por el IDEAM mediante la estación meteorológica ubicada en el municipio de Puerto Leguizamo. En cuanto a la energía total de dimensionamiento, este valor considera los procesos de alimentación de la demanda eléctrica de la localidad de forma directa mediante el sistema fotovoltaico desde las 6:00 hasta las 18:00 horas junto con el proceso

de generación de hidrógeno mediante electrolisis el cual será utilizado en horas de la noche para electrificación desde las 18:00 hasta las 6:00 horas del día siguiente.

Para el cálculo de la cantidad de paneles, se toma como referencia un panel solar de marca Vertex TMS-DE18M(II) con las siguientes características:

Tabla 14. Resumen ficha técnica panel solar (VERTEX, 2022). Elaboración propia.

VARIABLE	CONDICIONES STC	CONDICIONES NOCT	UND
Potencia Máxima	505	381	W
Voltaje Máxima Operación	43	40,6	V
Corriente Máxima Operación	11,75	9,38	A
Voltaje de circuito abierto	51,9	48,8	V
Corriente de corto circuito	12,35	9,95	A
Temperatura en condiciones NOCT O STC	43	25	°C
Coef. Temp. Pmax		-0,34	%/°C
Coef. Temp. Voc		-0,25	%/°C
Coef. Temp. Isc		0,04	%/°C

Aplicando los factores de corrección por temperatura descritos en la fase 3 de la metodología, los valores de diseño son los mostrados a continuación:

Tabla 15. Ajuste de variables por efecto de la temperatura. Elaboración propia.

Tc (temperatura ambiente máxima)	88,75
Tc (temperatura ambiente promedio)	60,63
Tc (temperatura mínima)	22,00
Var. Potencia	-12,12
Var. Voc	0,75
Var. Isc	2,55
Pot. max corregida	443,82
Voc Corregido	52,29
Isc Corregido	12,66
Vmpp corregido	36

Por otra parte, para calcular el número de inversores requeridos para el proyecto se propone un inversor HUAWEI de referencia SUN2000-85KTL-H1. A continuación se muestra algunas características del equipo:

Tabla 16. Características técnicas del inversor (HUAWEI, 2022) . Elaboración propia.

VARIABLE	VALOR	UND
Eficiencia Máxima	99.03	%
Tensión de entrada máxima DC	1500	V
Corriente Máxima por Controlador MPPT DC	26	A
Voltaje de arranque DC	550	V
Voltaje de operación del controlador MPPT DC	500-1500 V	V
Voltaje Nominal de Operación DC	1080	V
Potencia Nominal	175-185	kW
Frecuencia de operación	50-60	Hz
Máxima corriente de salida AC	134.9	A
Voltaje de salida (trifásico) AC	800	V

Teniendo en cuenta las características de los equipos seleccionados, las correcciones por temperatura y un factor de seguridad del 1,05, se obtiene como resultado la cantidad de paneles, el número de arreglos en serie y paralelo, el número de inversores que se muestran a continuación:

Tabla 17. Resumen del dimensionamiento del parque solar fotovoltaico. Elaboración propia

PARÁMETRO	VALOR
Número de paneles en serie	28
Número de paneles por inversor	376
Número de paneles en paralelo	14
Número de inversores	118
Cantidad final de paneles	46.256
Capacidad instalada final (MW-año)	20,5
Generación anual GWh-año	31
Factor de planta	17,93%
Área ocupación paneles (Hectáreas)	11,06
Área ocupación total estimada considerando equipos complementarios (S/E, Combinadores, Etc.) (Hectáreas)	14,38

Como se observa en la Tabla 16, el proyecto requiere una extensión aproximada de 14,38 hectáreas para las cuales se debe considerar las connotaciones de tipo ambiental asociadas al impacto que puede generar el proyecto. Por otra parte, se deben considerar

los impactos de tipo social, ocasionados por proyectos de esta envergadura y el manejo de las comunidades debe ser un eje central para viabilizar no solo la entrada en operación del sistema de generación sino el cambio paulatino del uso de hidrógeno en lugar del Diesel puesto que existen comunidades que tienen como fuente de ingresos económicos actividades asociadas a la cadena de valor del uso de Diesel, principalmente el transporte.

6.3. Análisis Financiero Sistema Híbrido

Con el fin de establecer de forma simplificada los posibles costos de inversión para la implementación del proyecto, en el Anexo 1 se muestra los valores obtenidos para el cálculo nivelado de energía LCOE de la planta híbrida solar-hidrógeno.

Considerando el sistema híbrido propuesto de cobertura de energía diurna mediante paneles solares y nocturna mediante electrificación con hidrógeno, se obtiene 2 costos de generación. Para las horas diurnas el costo de energía eléctrica es de 235,27 \$/kWh y para las horas de la noche el LCOE es de 3.027,27 \$/kWh. La tarifa para las horas de la noche es mucho más costosa, producto del proceso de conversión de energía solar en hidrógeno para su posterior uso en energía eléctrica mediante la celda de combustión.

Ahora bien, se planteó realizar una comparación entre los costos obtenidos para el proyecto híbrido y los costos de una planta de generación con Diesel, con el propósito de observar qué tan competitivo puede llegar a ser el sistema propuesto.

El costo nivelado obtenido para un proyecto Diesel fue de 989 \$/kWh. Este valor es muy cercano a los valores actuales publicados en la página web de la empresa

prestadora del servicio de energía eléctrica en el municipio de Puerto Leguizamo EMPULEG, el cual oscila entre los 850-1050 \$/kWh.

De lo anterior, es evidente la diferencia en los costos de electrificación nocturna mediante hidrógeno respecto a un proyecto convencional Diesel, lo cual es atribuible a la madurez de la tecnología y a que la cadena de suministro no cuenta con los volúmenes de producción adecuados que permitan precios mucho más competitivos que generen interés en el inversionista de manera que financieramente el proyecto sea viable.

Es importante resaltar que para lograr viabilizar proyectos de estas características es necesario que el LCOE mediante hidrógeno presente un comportamiento a futuro similar de la energía fotovoltaica. Según lo estableció IRENA (IRENA, 2021), la década de 2010 a 2020 representa un periodo notable de reducción de costos para las tecnologías de energía solar. El LCOE global de la energía solar fotovoltaica a escala de servicios públicos para proyectos recientemente puestos en servicio se redujo en un 85 % entre 2010 y 2020, de 0.381 USD/kWh a 0.057 USD/kWh producto del crecimiento de la capacidad instalada de los proyectos pasando de 42 GW a 714 GW en este mismo periodo.

Capítulo 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis de sensibilidad a través del método de Monte Carlo permitió observar cuán sensible es la calificación total de cada ZNI frente a la variación del peso de cada uno de los criterios, garantizando que no se tuviera influencia sobre el resultado. La Zona No Interconectada seleccionada según la evaluación fue Puerto Leguizamo siendo una localidad con alto consumo de combustible al año, un número considerable de usuarios, costos elevados de combustible al año e información sobre el comportamiento de la demanda.

Se requiere un sistema solar fotovoltaico de 20 MW para la atención de la demanda diurna (6:00 a 18:00) de Puerto Leguizamo y para la producción del hidrógeno verde requerido para suplir la demanda nocturna del lugar (18:00 a 6:00).

De acuerdo con el sistema híbrido propuesto se requiere una planta de electrólisis de 5 MW para la producción de 349 Toneladas de Hidrógeno que alimentan las celdas de combustible para suplir la demanda de energía de Puerto Leguizamo en el rango de tiempo comprendido entre las 18:00 y las 6:00.

La implementación de soluciones de generación de hidrógeno verde para un potencial reemplazo debe hacerse en lugares donde el impacto sea mayor y el beneficio a la sociedad sea el más alto, en el caso de Puerto Leguizamo se benefician aproximadamente 3206 usuarios.

La implementación del sistema híbrido evita la producción de aproximadamente 10.612 toneladas de CO₂ que actualmente emite el sistema de generación Diesel en Puerto Leguizamo.

La falta de sistemas de telemetría en la totalidad de las Zonas No Interconectadas ocasionó que no fuera posible incluir en la evaluación lugares que por sus características podían ser seleccionados.

La madurez y el aumento en la oferta de este tipo de tecnología para implementación de sistemas como el propuesto, es una de las barreras a vencer para que el hidrógeno sea una alternativa técnico-económica que despierte el interés de los inversionistas en desarrollar proyectos a gran escala. A la fecha los proyectos de hidrógeno verde con las características descritas para el reemplazo en las ZNI no son viables financieramente por lo que se espera que, en los próximos años, la cadena de suministro, la economía de escala, la gestión política y los incentivos económicos potencien aún más la entrada en funcionamiento de este vector energético.

El uso de proyectos de generación que permitan aumentar la calidad de vida de los usuarios mediante la prestación del servicio de energía de manera más continua ayuda para que se mitiguen las brechas que aún existen entre los sistemas interconectado Nacional y ZNI, siendo una situación que requiere la mayor atención por parte del Estado para que se pueda desarrollar una verdadera transición energética en el país.

Se espera que este tipo de estudios atraigan la atención de inversionistas públicos como el FAZNI (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas) y el FENOGE (Fondo de Energías No Convencionales y Gestión

Eficiente de la Energía) e inversionistas privados. Para que esto sea posible se necesita el apoyo del Estado como el responsable de la formulación de políticas para promover al hidrógeno verde como un energético atractivo para el reemplazo de Diesel.

Este trabajo deja abierta la posibilidad de incluir en la metodología de selección de la Zona No Interconectada criterios de tipo cualitativos como restricciones ambientales, seguridad, índice de ruralidad entre otros, con el propósito de desarrollar una metodología integral que tenga que en cuenta aspectos tanto sociales, como económicos y ambientales.

Además, este estudio da un primer acercamiento a costos de generación con un sistema híbrido como se describe en el Anexo 1, por lo cual se deja la posibilidad de desarrollar trabajos futuros en los cuales se puedan evaluar dentro de los cálculos de LCOE, ingresos asociados a los subsidios otorgados por el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingreso – FSSRI a las Zonas No Interconectadas, valores asociados a emisiones de CO₂ evitadas las cuales también pueden ser percibidas como ingresos operacionales, con el propósito de aliviar los altos costos de la generación en estas zonas y buscar el cierre financiero de este tipo de proyectos.

REFERENCIAS

- Al-falahi, M. D., & Jayasinghe, S. (2017). A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. *ELSEVIER*, 23.
- Amazonía, V., MinAmbiente, Colombia, G. d., S.A.S, C. I., & Institute, E. I. (2021). *INSTRUMENTO DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL DOCUMENTO TÉCNICO DE SOPORTE MUNICIPIO PUERTO LEGUIZAMO*. Bogotá D.C.
- Arboleda G., J. A. (2008). *Manual de evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades*. Medellín, Colombia.
- Ávila-Prats, D., Alesanco-García, R., & Veliz-Alonso, J. (2011). Sistemas híbridos con base en las energías renovables para el suministro de energía a plantas desaladoras. *Ingeniería Mecánica Volumen 14*, 9.
- BERRIO CASTRO, E. J. (2021). *Viabilidad del uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía eléctrica en el contexto colombiano*. MEDELLIN: UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- Bharathiraja, B., Sudharsanaa, T., & Bharghavi, A. (2016). Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancement process. *Fuel*, 185, págs. 810-828.
- BID, B. I., & BM, B. M. (2020). *Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro*. Bogotá.
- CENTRO NACIONAL DE HIDRÓGENO ESPAÑA. (19 de 09 de 2020). *CNH2*. Obtenido de <https://www.cnh2.es/2020/09/29/el-centro-nacional-de-hidrogeno-y-tecnalia-se-alian-para-impulsar-el-desarrollo-e-implantacion-del-hidrogeno-como-vector-energetico/>
- Cepeda, J., & Sierra, A. (2017). Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones. *Universidad Santo Tomás*, 10.
- Csereklyei, Z., Songze, Q., & Anceev, T. (s.f.). The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia. *Energy Policy*, 131, págs. 358-369.
- Díaz, C. S. (2020). *Análisis técnico económico de tecnología de electrolisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia*. Bogotá: Universidad de los Andes Colombia.
- Domiciliarios, S. d. (2019). *Zonas No Interconectadas Diagnóstico de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica*. Colombia: SSPD.
- ENEL CODENSA S.A. (23 de 01 de 2023). *El hidrógeno verde, un nuevo aliado para la descarbonización*. Obtenido de <https://www.enel.com/es/nuestra-compania/historias/oportunidades-hidrogeno-verde>
- Escallón, S. D., Gama, I. D., & Quintero, T. J. (2021). Transición Energética en Colombia: No Necesariamente una Realidad que se Sustenta en el Cambio Climático. *Verba Luris*, 24.
- Gallardo, F., García, J., Ferrario, A. M., Comodi, G., & Chiu, J. N. (2022). Assessing sizing optimality of OFF-GRID AC-linked solar PV-PEM systems for hydrogen production. *ELSEVIER*, 24.

- GRUPO XUÉ. (2020). ESTADO DE LA COBERTURA ELÉCTRICA Y LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS EN LA REGIÓN CENTRAL. *UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSE DE CALDAS*, págs. 1-117.
- HINICIO/TRACTEBEL ENGIE. (2017). *STUDY ON EARLY BUSINESS CASES FOR H2 IN ENERGY STORAGE AND MORE BROADLY POWER TO H2 APPLICATIONS*. BRUSELAS-BÉLGICA: FCH.
- HUAWEI. (2022). *MANUAL INVERSOR SUN2000-85KYL 51*.
- IDEAM. (26 de 11 de 2022). *PRONOSTICO IDEAM*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/>
- Instituto de Hidrología, M. y.-I. (Noviembre de 2022). *Normales Climatológicas*. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/clima>
- IPSE. (2020). *INFORME POR PERIODOS DE LAS ESTACIONES DE POTENCIAL ENERGÉTICO EÓLICO - SOLAR EN LOCALIDADES ZNI PRIMER CUATRIMESTRE DEL 2020*. BOGOTÁ D.C: IPSE.
- IPSE. (2021). *INFORMES DE OPERACION MENSUALES DE TELEMETRIA*. Obtenido de <https://ipse.gov.co/cnm/informe-mensuales-telemetria/>
- IPSE. (20 de Diciembre de 2022). *Caracterización Energética de la ZNI*. Recuperado el 20 de Diciembre de 2022, de <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>
- IPSE. (Noviembre de 2022). *Potenciales Energéticos*. Obtenido de <https://ipse.gov.co/cnm/potenciales-energeticos/>
- IPSE, I. d. (Noviembre de 2022). *Informes Mensuales de Telemetría*. Obtenido de <https://ipse.gov.co/cnm/informe-mensuales-telemetria/>
- IPSE, I. d. (Noviembre de 2022). *Objetivos y Funciones*. Obtenido de <https://ipse.gov.co/mapa-del-sito/ipse/direccionamiento-estrategico/objetivos-y-funciones/#:~:text=Mejorar%20la%20eficacia%2C%20eficiencia%20y,un%20equipo%20humano%20altamente%20calificado>.
- IRENA . (2020). *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION, SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GLOBAL*. ABU DABHI: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY.
- IRENA. (2021). *COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE EN 2020- RESUMEN EJECUTIVO*. IRENA.
- Lights, S. (Noviembre de 2022). *Southern Lights*. Obtenido de <https://www.southernlights.io/product>
- Migueiro, O. P. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica*. España: Creative Commons.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA . (2021). *HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO EN COLOMBIA* . BOGOTÁ .
- MITERD. (2020). *MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO: HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO-UNA APUESTA POR EL HIDRÓGENO RENOVABLE*. Madrid-España: MITERD.
- Morante, J. R., Andreu, T., Garcia, G., Guilera, J., Tarancon, A., & Torrel, M. (2020). *HIDRÓGENO: Vector energético de una economía descarbonizada*. Madrid-España: Fundación Naturgy.
- NACFE. (01 de 12 de 2023). *HYDROGEN COLOR SPECTRUM*. Obtenido de <https://nacfe.org/news/nacfe-december-2020-newsletter/>

- Noord, M. S. (Noviembre de 2022). *How Much Hydrogen do I need for the fuel cell on my ship?* Obtenido de <https://marine-service-noord.com/en/products/alternative-fuels-and-technologies/hydrogen/how-much-hydrogen-do-i-need/#:~:text=The%20efficiency%20of%20a%20fuel,which%20is%20120%2C00%20kJ%20%2F%20kg>
- Passo, E. E., & Garcerán, R. E. (2021). *Diseño e implementación de un laboratorio de sistemas solares fotovoltaicos en la Universidad Antonio Nariño Sede Riohacha*. Riohacha, Colombia: Universidad Antonio Nariño.
- PLANEACIÓN, D. N. (Noviembre de 2022). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Obtenido de <https://ods.dnp.gov.co/>
- SAENZ DIAZ, C. (2020). *Análisis técnico económico de tecnología de electrolisis tipo PEM para producción de hidrógeno en Colombia*. BOGOTÁ: UNIVERSIDAD DE LOS ANDES.
- Sarria, F. M., López, M. B., & Cauca, U. d. (2022). Metodología para la selección de tecnologías en proyectos de energización rural. *Revista UIS Ingenierías*, 16.
- Singh, C., Jirutitjaroen, P., & Mitra, J. (2018). *Electric Power Grid Reliability Evaluation*. Ney Jersey: IEEE PRESS WILEY.
- SSPD. (2021). *INFORME SECTORIAL DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2021*. BOGOTÁ D.C: SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS.
- SSPD, S. d. (2005). Sistema Único de Información de Servicios Públicos -SUI. Bogotá, Colombia.
- SSPD, S. d. (Noviembre de 2022). *Funciones de la SSPD*.
- SUI SSPD. (26 de 11 de 2022). *SISTEMA UNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS*. Obtenido de SISTEMA UNICO DE INFORMACIÓN DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Energia>
- Torres, A. J., Diaz, A. E., XUÉ, G. d., & Llanos, J. A. (2020). Soluciones Solares Fotovoltaicas Híbridas Implementadas En Zonas No Interconectadas de Colombia. *IPSE- Grupo de Investigación XUÉ – Universidad Distrital “Francisco José de Caldas”*, 3.
- TRONCOSO G, F. (2021). CLAVES DEL HIDRÓGENO VERDE. *INDUAMBIENTE*, 20-31.
- U.S DEPARTMENT OF ENERGY. (2020). *DEPARTMENT OF ENERGY HYDRIGEN PROGRAM PLAN* . WASHINGTON D.C: U.S DEPARTMENT OF ENERGY.
- UPME. (2002). *PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA* . BOGOTÁ D.C: UPME.
- UPME, U. D. (2012). *Anexo 1. Desarrollo de Esquemas de Gestión para ZNI*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Anexo1_PIEC_ASE-ZNI.pdf
- Vallecilla, C. C. (2022). *MECANISMO DE ASIGNACIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI) CON ENERGÍAS RENOVABLES*. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente - Facultad de Ingeniería.

VERTEX. (2022). *MODULO MONOCRISTALINO BACKSHEET*.

XUÉ., U. D.-G. (2020). *Estado de la cobertura eléctrica y las Zonas No Interconectadas en la región central*. Bogotá D.C.

Capítulo 8

ANEXO 1

El Costo Nivelado de Energía (LCOE) es una métrica económica que representa el costo de producir electricidad. Tiene en cuenta la producción de energía bruta de la planta, el costo de construcción de la planta, el costo de operación de la planta y la cantidad de años que operará la planta. También considera la tasa de descuento asociada con los costos futuros y las entradas de efectivo. De forma simplificada podemos calcular el LCOE de acuerdo a la siguiente expresión (BERRIO CASTRO, 2021):

$$LCOH = \frac{\sum_{y=1}^N \frac{c_y}{(1+d)^y}}{\sum_{y=1}^N \frac{gen_y}{(1+d)^y}} \quad \text{Ec (24)}$$

Donde:

- C Corresponde a los costos en el año y
- gen corresponde a la generación en el año y
- d corresponde a la tasa de descuento.

Los cálculos realizados a continuación se expresan en pesos colombianos \$COP.

CALCULO DEL LCOE SOLAR

Para el cálculo del costo de energía solar, se toma como referencia el siguiente balance de costos:

Capex inicial:

Se realiza un estudio de mercado con el fin de alcanzar precios lo más reales a la fecha considerando los valores asociados a la instalación y la puesta en servicio del proyecto. A continuación, se muestra el resumen de la inversión inicial:

Tabla 18. Capex Inicial Sistema FV.

ITEM	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
PANELES	46116	\$ 808.000,00	\$ 37.261.728.000,00
INVERSORES	122	\$ 8.320.200,00	\$ 1.015.064.400,00
ADECUACION SUBESTACIONES EXISTENTES	3	\$ 1.200.000.000,00	\$ 3.600.000.000,00
DISEÑOS DE INGENIERIA	1	\$ 2.500.000.000,00	\$ 2.500.000.000,00
SUBTOTAL			\$ 44.376.792.400,00
MANO DE OBRA (%CAPEX)	45%		\$ 19.969.556.580,00
COSTO DIRECTO			\$ 64.346.348.980,00
AIU	20%		\$ 12.869.269.796,00
IVA	19%		\$ 611.290.315,31
TOTAL CAPEX			\$ 77.826.909.091,31

Comparando con la literatura y estudios similares, el precio promedio de Capex inicial esta cercano a los 800 USD/kW (BERRIO CASTRO, 2021), el cual resulta ser cercano al valor calculado en la tabla 17.

Opex Anual:

Para el Opex, se toma como referencia un 2,5% sobre el valor del capex según lo establece la siguiente tabla:

Ilustración 13. Valores de Referencia Para Estimación De Opex Proyectos

Fotovoltaicos.

	PV rooftop small (5-15 kWp)	PV rooftop large (100-1000 kWp)	PV utility-scale (> 2 MWp)	Wind onshore	Wind offshore	Biogas	Brown coal	Hard coal	CCGT	GT
Lifetime [in years]	25	25	25	25	25	30	40	40	30	30
Share of debt	80%	80%	80%	80%	70%	80%	60%	60%	60%	60%
Share of equity	20%	20%	20%	20%	30%	20%	40%	40%	40%	40%
Interest rate on debt	3.5%	3.5%	3.5%	4.0%	5.5%	4.0%	5.5%	5.5%	5.5%	5.5%
Return on equity	5.0%	6.5%	6.5%	7.0%	10.0%	8.0%	11.0%	11.0%	10.0%	10.0%
WACC nominal	3.8%	4.1%	4.1%	4.6%	6.9%	4.8%	7.7%	7.7%	7.3%	7.3%
WACC real	1.8%	2.1%	2.1%	2.5%	4.8%	2.7%	5.6%	5.6%	5.2%	5.2%
OPEX fix [EUR/kW]	2.5% of CAPEX	2.5% of CAPEX	2.5% of CAPEX	30	100	4.0% of CAPEX	36	32	22	20
OPEX var [EUR/kWh]	0	0	0	0.005	0.005	0	0.005	0.005	0.004	0.003
Degradation	0.0025	0.0025	0.0025	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 19. Resumen del Opex Estimado Para Sistema FV.

COSTOS FIJOS PLANTA FV	UNIDAD	CANTIDAD ANUAL	TOTAL
OPEX ANUAL (%CAPEX)	2,5%	\$ 1.945.672.727,28	\$ 1.945.672.727
ARRIENDO PREDIO DE 14 HECTAREAS	HEC	\$ 4.000.000,00	\$ 56.000.000
Subtotal Costos Fijos Planta Solar			\$ 2.001.672.727

Una vez estimado los valores de Capex y Opex, se realiza el cálculo del LCOE del sistema fotovoltaico aplicando la ecuación Ec (24). A continuación, se muestra un resumen de los valores tomados:

Tabla 20. Valores Tomados Para Cálculo de LCOE FV con una TRM de \$4600 COP.

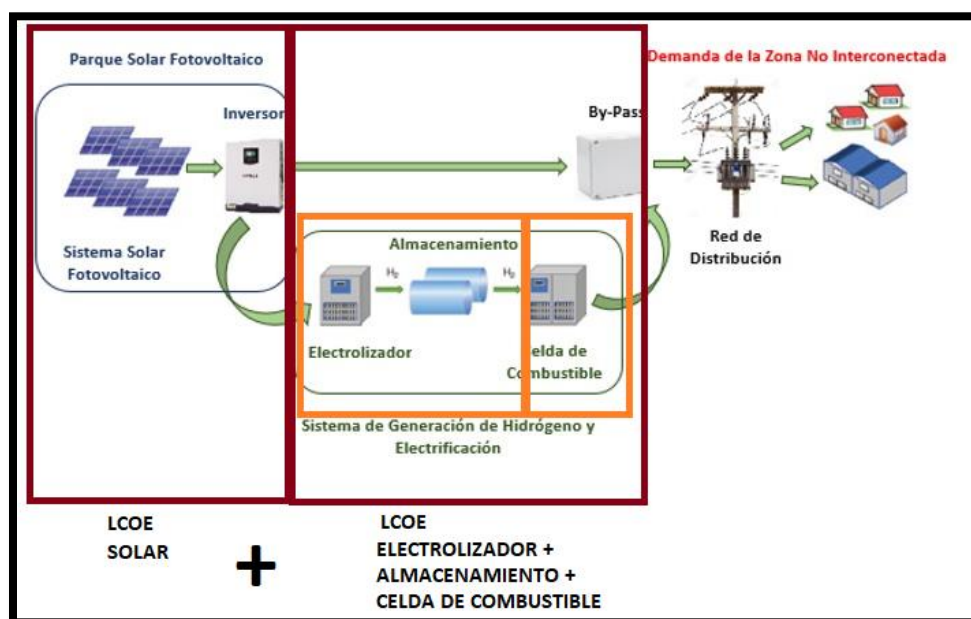
VARIABLE	CANTIDAD
DURACIÓN DEL PROYECTO	20 AÑOS
CAPEX TOTAL (COP \$)	\$77.826.909.091
OPEX TOTAL (COP \$)	\$2.001.672.727
GENERACIÓN DE ENERGIA TOTAL ANUAL SISTEMA HIBRIDO (GWh)	30,74
TASA DE DECRECIMIENTO ANUAL EN LA GENERACIÓN (TASA DE DESCUENDO d) (%)	1%
INCREMENTO ANUAL EN LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES (%)	3%
COSTO GENERACIÓN LCOE (\$/kWh)	235,27

En conclusión, el LCOE para la prestación del servicio en la franja horaria diurna es de 235,27 kWh. El valor obtenido es muy cercano a los valores indicados por IRENA (IRENA, 2021) para proyectos de gran escala a 2020 de 0.057 USD/kWh (230 kWh con una TRM de \$4.600 COP)

CÁLCULO DEL LCOE ELECTRIFICACIÓN CON HIDRÓGENO

Para el cálculo del LCOE para electrificación en la franja horaria nocturna, se debe contemplar la suma de dos componentes: El primero es el LCOE del parque fotovoltaico (calculado anteriormente) y el segundo es el costo nivelado asociado al proceso de producción de hidrógeno, almacenamiento y electrificación mediante la celda de combustible tal como como me muestra a continuación:

Ilustración 14. Diagrama para Cálculo de LCOE Para Electrificación con H2



Por otra parte, para el cálculo del LCOE asociado al hidrógeno, se hará uso del software HEPU considerando que esta herramienta realiza el cálculo del costo nivelado únicamente

hasta la etapa del electrolizador, por lo que se debe realizar un cálculo adicional donde se incluya el costo asociado a la electrificación mediante la celda de combustible y sumar estos dos valores.

Siguiendo la metodología descrita en el numeral 5.3.3 y usando los módulos adicionales del software HEPU, se tiene los siguientes valores para cálculo:

Tabla 21. Capex y Opex Tomados Para Cálculo Del LCOE Del Electrolizador.

VARIABLE	CANTIDAD
ELECTROLIZADOR Y BoP (USD/kW)	1200
COSTOS DE DESARROLLO (USD/kW)	200
COSTOS DE INSTALACIÓN (USD /kW)	108
TOTAL, CAPEX	USD \$7.630.480
O&M (USD (kW)	240
COSTO DEL AGUA (USD/m3)	0,34
COSTO DEL TERRENO (USD/ha/AÑO)	15

Los valores de electrolizador y BoP son tomados de estudios recientes hechos en Colombia (SAENZ DIAZ, 2020) y valores de desarrollo e instalación son valores calculados en función del Capex inicial. De igual manera ocurre con el valor de O&M, el cual es calculado por el software y corresponde al 20% del Capex inicial. A su vez, lo relacionado con el costo del agua, se calcula basado en la tarifa de \$1.678,7 COP, la cual equivale a 0,34 USD/m³ con una TRM de \$4.963 COP. Por último, el valor del terreno se estimó en 15 dólares por hectárea al año, basado en precios comerciales analizados en la zona.

Considerando los datos ingresados y calculados por el software HEPU, el LCOE de hidrógeno hasta electrolizador es COP 1.802 \$/kWh

Para completar la segunda etapa del costo nivelado asociado a la celda de combustible se toma como referencia los costos relacionados a continuación:

Tabla 22. Valores Tomados Para Cálculo Del LCOE Celda De Combustible Con Una Tasa De Cambio De \$5.100 COP

VARIABLE	CANTIDAD
CAPEX CELDA DE COMBUTIBLE (300 kW) x 6 STACKS: 2000 EUR/kW.	\$ 18.360.000.000,00
BoP (80% CAPEX CELDA DE COMBUSTIBLE)	\$ 14.688.000.000,00
CAPEX TOTAL	\$ 33.048.000.000
REEMPLAZO DEL STACK (50% CAPEX t TOTAL INICIAL)	\$ 13.219.200.000
OPEX (4% CAPEX TOTAL)	\$ 1.321.920.000
HORAS PARA REEMPLAZO DE STACKS	20.000
TASA DE DECREMENTO ANUAL EN LA GENERACIÓN (TASA DE DESCUENDO d) (%)	1%
INCREMENTO ANUAL EN LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES (%)	3%

Los datos de la Tabla 22 son tomados de estudios realizados a nivel nacional (BERRIO CASTRO, 2021) los cuales permiten hacer aproximaciones en proyectos con similares características (HINICIO/TRACTEBEL ENGIE, 2017). Aplicando la Ecuación Ec (24) se obtiene que el valor del LCOE para la celda de combustible es de COP 990 \$/kWh.

En conclusión, el LCOE para la prestación del servicio en la franja horaria nocturna, según lo mostrado en la Ilustración 15 es de 3027,27 kWh correspondiente a 235,27 kWh del sistema fotovoltaico más 1.802 \$/kWh del sistema híbrido hasta el electrolizador sumado a los 990 \$/kWh correspondiente a la celda de combustible.

CALCULO LCOE GENERACIÓN DIESEL

Se realiza la estimación del LCOE de un proyecto de generación con plantas Diesel en un escenario en que se deseara implementarlo desde cero.

Capex inicial:

Se toma valores reales del proyecto que llevo a cabo el Ministerio de Minas y Energía para el reemplazo de cuatro unidades de generación de 1200 kW cada una en la cabecera municipal de Puerto Leguizamo en el año 2018. A continuación, se muestra el resumen de la inversión inicial:

Tabla 23. Capex Inicial Para Implementación De Sistema De Generación Con Diesel.

ITEM	CANTIDAD	VALOR TOTAL 1
HERRAMIENTAS	1	\$66.777.354
MATERIALES	1	\$388.967.736
GRUPOS ELECTRÓGENOS 1200 KW	4	\$4.141.200.000
TRANSFORMADOR ELEVADOR 3000KVA	1	\$254.644.400
TRANSPORTE - SEGURO - COMBUSTIBLE	1	\$68.003.393
MANO DE OBRA	1	\$112.891.288
ITEMS NO PREVISTOS Y/O ADICIONALES	1	\$96.031.696
LÍNEAS DE COMBUSTIBLE	1	\$ 3.504.025
OBRA CIVIL	1	\$283.075
EQUIPOS ADICIONALES PARA MONTAJE DE EQUIPOS	1	\$1.500.000
ÍTEMS NO PREVISTOS REPLANTEO 2	1	\$66.727.774
ÍTEMS NO PREVISTOS REPLANTEO 3	1	\$79.000.000
PREDIO PARA INSTALACION (HECTARAREAS)	1	\$150.000.000
ADMINISTRACIÓN (14%)	14%	\$738.394.110
IMPREVISTOS (3%)	3%	\$158.227.309
UTILIDAD (5%)	5%	\$263.712.182
I.V.A (SOBRE UTILIDAD) (19%)	10%	\$50.105.315
TOTAL CAPEX		\$ 6.639.969.656,61

El proyecto logró el reemplazo de 4 unidades de generación las cuales son suficientes para abastecer el 100% de la demanda en el municipio.

Opex anual:

Para el cálculo del opex anual se tuvo en cuenta los gastos asociados al personal técnico del proyecto, así como los datos reportados por la SSPD relacionados con el consumo de combustible y transporte para el municipio de Puerto Leguizamo anualmente:

Tabla 24. Opex Anual Para Operación De Un Sistema De Generación Diesel.

VARIABLE	CANTIDAD
OPEX ANUAL (5% CAPEX INICIAL)	\$ 331.998.483
COMBUSTIBLE Y TRANSPORTE	\$ 7.657.813.706
PERSONAL TECNICO (10% CAPEX INICIAL)	\$ 663.996.966

Una vez estimado los valores de Capex y Opex, se realiza el cálculo del LCOE del sistema de plantas Diesel aplicando la ecuación Ec (24). A continuación, se muestra un resumen de los valores tomados:

Tabla 25. Valores Tomados Para El Cálculo Del LCOE Generación Diesel.

VARIABLE	CANTIDAD
DURACIÓN DEL PROYECTO	20 AÑOS
CAPEX TOTAL (COP \$)	\$6.639.969.656
OPEX ANUAL (5% CAPEX INICIAL)	\$ 331.998.483
COMBUSTIBLE Y TRANSPORTE	\$ 7.657.813.706
PERSONAL TECNICO (10% CAPEX INICIAL)	\$ 663.996.966
TASA DE DECREMENTO ANUAL EN LA GENERACIÓN (TASA DE DESCUENDO d) (%)	1%
INCREMENTO ANUAL EN LOS COSTOS FIJOS Y VARIABLES (%)	3%
COSTO GENERACIÓN LCOE (\$/kWh)	989,09

Se observa que el costo de generación calculado es relativamente cercano a los valores típicos esperados que se están cobrando en la región por parte del operador de red vía factura de energía, los cuales oscilan entre los 800-1050 \$/kWh.