

Electrificación Rural Sostenible con Potenciales Energéticos Locales en Zonas No Interconectadas Colombianas

Sustainable Rural Electrification with Local Energy Potential in Unconnected Colombian Areas

Edgar Daniel Álvarez – Tarapuez ^{1A}, Juan Camilo Idárraga – Guarín ^{1B}, Alejandro Márquez - Bedoya ^{1C}, Marly Dayana Muñoz – Muñoz ^{1D}, Yuliana Martínez – Espinosa ^{1E}, Angie Paola Tonguino - Ortiz ^{1F}, Sandra Ximena Carvajal – Quintero ^{1G}, Dahiana López García ^{1H}

¹ Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica, Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, Colombia.
correos electrónicos: edalvarez@unal.edu.co ^A, jcidarraga@unal.edu.co ^B, almarquezb@unal.edu.co ^C,
mamunozmu@unal.edu.co ^D, ymartineze@unal.edu.co ^E, atonguinoo@unal.edu.co ^F, sxcarvajalq@unal.edu.co ^G,
dahlopezgar@unal.edu.co ^H

Recibido: 09/07/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 05/10/2023

Resumen

La electrificación de zonas rurales, especialmente en áreas remotas y de difícil acceso, plantea un desafío significativo en términos de suministro de energía confiable y sostenible. El presente artículo realiza una revisión exhaustiva de las opciones de electrificación mediante energía renovable, analizando sus beneficios y limitaciones económicas, ambientales y sociales. Se destacan casos de estudio a nivel internacional que demuestran la implementación exitosa de diversas formas de generación de energía en zonas aisladas para satisfacer las necesidades de electrificación. Estas tecnologías buscan mejorar la calidad de vida de las familias en áreas no interconectadas mediante el aprovechamiento de los potenciales energéticos locales. Además, se realiza un diagnóstico del sistema actual utilizado en Colombia para suministrar energía eléctrica a zonas aisladas utilizando datos del Sistema Único de Información (SUI) y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE). Este diagnóstico permite identificar el tipo de generación presente en las diferentes localidades de las zonas no interconectadas del país, así como sus características. En conclusión, el artículo proporciona una visión integral de los desafíos y oportunidades relacionados con la electrificación rural, destacando la importancia de considerar enfoques sostenibles y soluciones basadas en recursos locales para lograr un suministro de energía eficiente, confiable y sostenible en estas áreas.

Palabras clave: Electrificación Rural, Zonas No Interconectadas, Energías Renovables, Potenciales Energéticos Locales, Sostenibilidad, Transición Energética, Microrredes aisladas, Generación distribuida, Eficiencia energética, Diversificación energética.

Abstract

The electrification of rural areas, particularly in remote and hard-to-reach locations, presents a significant challenge in terms of providing reliable and sustainable energy supply. This paper conducts a comprehensive review of renewable energy-based electrification options, analyzing their economic, environmental, and social benefits and limitations. International case studies

Como citar: Álvarez, E.D., Idárraga, J.C., Márquez, A., Muñoz, M.D., Martínez, Y., Tonguino, A.P., Carvajal, S.X., y López García, D. “Electrificación Rural Sostenible a Partir de Potenciales Energéticos Locales – una Mirada a las Zonas No Interconectadas Colombianas”, in *XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110044>

are highlighted to showcase successful implementations of diverse energy generation methods in isolated areas to meet electrification needs. These technologies aim to enhance the quality of life for families in non-interconnected regions by using local energy potentials. Additionally, a diagnostic assessment of the current system used in Colombia to supply electricity to isolated zones is performed, utilizing data from the Colombian Unique Information System (SUI) and the Institute for Planning and Promotion of Energy Solutions (IPSE). This diagnostic helps identify the types of generation present in different localities within the non-interconnected zones of the country, along with their characteristics. In conclusion, the article provides a comprehensive view of the challenges and opportunities related to rural electrification, emphasizing the importance of considering sustainable approaches and locally-based solutions to achieve efficient, reliable, and sustainable energy supply in these areas.

Keywords: Rural Electrification, Non-Interconnected Areas, Renewable Energy, Local Energy Potentials, Sustainability, Energy Transition, Isolated Microgrids, Distributed Generation, Energy Efficiency, Energy Diversification.

1. Introducción

El papel fundamental que desempeña la energía en el logro del desarrollo sostenible es reconocido en la literatura académica y parece existir un consenso de que sin energía asequible, confiable y limpia no se puede lograr un desarrollo sostenible [1].

Actualmente, alrededor de una décima parte de la población mundial permanece sin electricidad, principalmente en las áreas más pobres y geográficamente remotas de los países en desarrollo [2]. Aquí cabe resaltar que el acceso a electricidad confiable, sostenible y segura es indispensable para lograr los objetivos de desarrollo sostenible [3] relacionados con erradicar la pobreza extrema, aumentar la producción de alimentos, acceder a agua potable segura y a servicios de salud pública, aumentar las oportunidades económicas, lograr equidad de género y alcanzar educación de calidad [4]. La electrificación rural se considera como un requisito crucial para el desarrollo y la eliminación de las barreras que obstaculizan el crecimiento económico. La electricidad aumenta potencialmente la productividad de las actividades agrícolas y no agrícolas, facilita las tareas domésticas, proporciona una fuente de iluminación limpia, eficiente y permite la prestación de servicios sociales mejorados como la educación y la salud [5].

En los últimos años, la tasa general de electrificación ha aumentado en menos del 1% anual [5], de forma que la proporción de la población mundial con acceso a la electricidad aumentó del 83% en 2010 al 91% en 2020. El número de personas sin acceso se redujo de 1200 millones de personas en 2010 a 733 millones en 2020 [2]. Sin embargo, el ritmo de progreso en la electrificación se ha desacelerado en los últimos años, debido a la creciente complejidad de llegar a las poblaciones más remotas, dificultad que se vio agudizada por el impacto esperado de la pandemia del COVID-19. En este escenario, de 2010 a 2018, en promedio 130 millones de personas obtuvieron acceso a la electricidad cada año, cifra que cayó a 109 millones entre 2018 y 2020. La tasa anual de crecimiento del acceso a la electricidad fue de 0,8 puntos porcentuales entre 2010 y

2018, y de tan solo 0,5 puntos porcentuales en el periodo 2018-2020 [3].

Lograr el acceso universal a una energía sostenible, confiable, asequible y segura debe ser una parte integral de la transición energética justa [4]. Por tanto, todos los países con déficit de acceso a la electricidad deberían integrar las prioridades de acceso a la energía dentro de sus estrategias de desarrollo económico. Las estrategias nacionales y los planes que las acompañan deben tener objetivos e hitos específicos, mantenerse actualizados, estar a disposición del público y hacer un buen uso de las mejores prácticas [3], [6]. Actualmente, 22 millones de personas siguen excluidas del acceso a la electricidad, particularmente en Perú, Colombia, Guatemala, Haití, Bolivia y Nicaragua [2].

Entonces, se hace evidente que la cobertura de la electrificación rural, o la de zonas aisladas, es uno de los problemas predominantes en electrificación a nivel mundial [10]. La mayoría de los países se han centrado en aumentar la cobertura de acceso al suministro de energía eléctrica sin prestar especial atención a si las soluciones que se están implementando son sostenibles en un horizonte de tiempo extendido [11], [12].

Cuando se habla de sostenibilidad, es importante considerar que esta tiene diferentes dimensiones y definiciones, aunque todas convergen en que una solución es sostenible si es capaz de mantenerse en funcionamiento de manera autónoma, con mínima intervención o sin intervención externa, a lo largo de la vida útil de un proyecto [13].

Para lograr este objetivo en la planificación de soluciones de electrificación en áreas rurales o aisladas de países en desarrollo, uno de los factores esenciales es reducir la dependencia de combustibles o materias primas transportadas a esas áreas, como es el caso de los combustibles fósiles [14]. En el contexto de la transición energética que atraviesa el mundo actualmente, se vuelve cada vez más importante aprovechar los recursos energéticos renovables disponibles en los propios lugares de explotación [15], [16].

En este contexto, el presente artículo propone examinar algunas de las tecnologías de generación renovable que han proliferado a nivel mundial y que podrían ser aplicables a la

electrificación de zonas aisladas en Colombia. Asimismo, se revisará la situación de la electrificación en áreas no interconectadas del país a partir de los recursos energéticos disponibles en cada sitio. Con este fin, la segunda sección abordará el alcance del concepto de electrificación sostenible, analizando las diferentes dimensiones que deben considerarse en la planificación de soluciones energéticas en áreas rurales. A continuación, la tercera sección revisará algunas de las tecnologías de generación renovable que se han utilizado a nivel mundial en la electrificación de zonas aisladas. Posteriormente, la cuarta sección realizará un diagnóstico de la situación de la electrificación en áreas no interconectadas de Colombia, con especial énfasis en el uso de los recursos energéticos locales. Por último, la quinta sección presentará una breve discusión sobre los avances logrados en el caso colombiano y los pasos a seguir. Finalmente, se presentarán las conclusiones y las referencias bibliográficas.

2. Electrificación rural sostenible

Sobre el concepto de sostenibilidad, este puede ser percibido como la capacidad de mantenerse en cierto estado por un horizonte de tiempo extendido [17]. En la literatura existen diferentes ideas sobre qué es el desarrollo sostenible en diferentes dominios y campos de investigación, muchas veces sin comprender el significado holístico de la sostenibilidad y creando dificultades en otras componentes que no fueron consideradas como dimensiones del análisis “sostenible” [18]. Algunos estudios sugieren que alrededor del mundo las comunidades indígenas tienen diferentes palabras para describir la sostenibilidad, pero en general se refieren a la capacidad de una determinada comunidad para crear y mantener la existencia comunitaria a través de la gestión de los recursos naturales locales de una manera que se asegure la supervivencia y la interconexión de los miembros de la comunidad y el medio ambiente [19].

En el marco de desarrollo sostenible múltiples autores han formulado metodologías para la planeación, diseño y ejecución de proyectos de electrificación de zonas aisladas o rurales, centrando su enfoque en algunas de las aristas de la sostenibilidad (social, ambiental, técnica, económica) [7], [24], [25].

Sin embargo, un elemento común que proponen las diferentes metodologías para alcanzar la sostenibilidad técnica y económica de los proyectos es la explotación de los potenciales energéticos presentes en sitio, con el fin de reducir o eliminar la dependencia de los sistemas de generación de combustibles fósiles que deben ser transportados hasta estas zonas [13].

En este contexto, a nivel internacional se han utilizado diferentes tecnologías de generación a partir de potenciales locales, entre las que se destaca la generación solar fotovoltaica, las pequeñas centrales hidroeléctricas, el uso de biomasa y biocombustibles para la generación de energía, la generación eólica, entre otras [26]. El uso de un tipo de

tecnología depende de la abundancia del recurso presente en la zona en la que se llevará a cabo un proyecto, por lo que no existe una única solución en tecnologías de generación para la electrificación de zonas rurales.

3. Antecedentes de electrificación a partir de potenciales energéticos locales

3.1. Pequeñas centrales hidroeléctricas

Debido a la demanda creciente de energía en el mundo a causa del crecimiento poblacional y tecnológico, surge la necesidad de buscar alternativas para suplir dicha demanda, estas deben satisfacer la necesidad y además proponer soluciones que incluyan fuentes de energía sean limpias y sostenibles, pues en la actualidad existe una preocupación creciente en cuanto a generación a gran escala debido a sus impactos territoriales, sociales y ambientales [27], por ello una de las alternativas son las de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), las cuales han tenido una aceptación relativamente favorable por la población debido a sus resultados de aplicación en la mayoría de los casos documentados [28].

Una PCH es una instalación de generación de energía hidroeléctrica en una escala reducida, y su capacidad se define comúnmente en la literatura académica como aquellas centrales con una capacidad instalada de hasta 10 MW[29], [30]. No obstante, su clasificación se basa en el nivel de desarrollo hidroeléctrico de un país [31]. Este tipo de instalación aprovecha el potencial de agua en los ríos, arroyos o canales pertenecientes a una cuenca, capturando la energía cinética del agua en movimiento, por medio de presas o derivaciones, allí por medio de una diferencia de altura y de una turbina acoplada a un generador se transforma la energía mecánica en energía eléctrica [29], [31].

Una turbina es esencial para el funcionamiento de la PCH, es una máquina rotatoria compuesta por varias palas o álabes que se fijan en un eje central cada uno diseñado específicamente para optimizar la captura de la fuerza del agua. Cuando el agua llega a la turbina, impacta las palas, provocando su giro y, a su vez, el movimiento rotatorio del eje al que están conectadas, siendo así el generador quien convierte la energía mecánica en eléctrica. Las turbinas que más frecuentemente son utilizadas son las Pelton, Francis y Kaplan, existen más modelos, estas se eligen de acuerdo con la necesidad y condición de la PCH [32]–[34].

Las PCH son unidades de generación de energía a pequeña escala, por tal razón son ideales para implementarse en zonas rurales y remotas que carecen de acceso a la red eléctrica convencional [30], [32]. En los últimos años, la implementación de PCH en zonas aisladas o rurales ha venido proliferando a lo largo del planeta, las cuales en su mayoría han resultado ser mejoras significativas de la calidad de vida en las poblaciones beneficiarias de estos proyectos [30].

La energía hidroeléctrica, líder entre las fuentes renovables, es ampliamente utilizada en la generación eléctrica global.

Países como China, Estados Unidos, Canadá e India han masificado la generación distribuida basada en PCH como solución clave para electrificar áreas rurales y remotas que no pueden conectarse a redes centrales.[35]. También, se han creado programas de apoyo que incentivan la implementación de PCH; lo que ha conducido al desarrollo confiable, asequible y sostenible en áreas remotas. Esto se traduce en una mejora significativa de la calidad de vida de las comunidades, permitiendo el acceso a servicios públicos esenciales, atención médica y oportunidades económicas [15].

La implementación de PCH también tiene beneficios ambientales significativos, tema que en la actualidad es bastante controversial en relación con las diferentes formas de generación de energía eléctrica, lo que ha causado el rechazo de algunas fuentes primarias de energía, ya que algunos de los métodos usados por los sistemas no renovables conllevan al deterioro ambiental, la destrucción de la naturaleza, afectaciones en salud, alteración de ecosistemas, pobreza y desplazamiento en poblaciones locales, entre otras. Para el caso de las PCH, al ser pequeñas no alteran de manera considerable el caudal de los ríos, básicamente no tiene ningún efecto sobre la supervivencia y reproducción de las especies biológicas de las fuentes de agua en las que se ubican, contribuyendo a que los ecosistemas se conserven sin ninguna afectación, siempre y cuando se respeten los límites de caudales exigidos para su construcción [36].

Además, la explotación de la hidroenergía a pequeña escala no produce gases de efecto invernadero ni otros gases nocivos y, por lo tanto, no genera una contaminación significativa del medio ambiente, así su uso reduce en gran medida las emisiones de CO₂ producido por la exploración y el uso de combustibles fósiles en generación eléctrica, los cuales en la actualidad se buscan reemplazar de la manera más pronta posible por su alta contaminación atmosférica [32]. A la par el uso de las PCH permite aprovechar potenciales energéticos locales lo cual es una ventaja significativa respecto al uso de combustible fósiles, ya que el combustible requiere transporte al sitio de consumo, el cual si corresponde a una zona rural o aislada será posiblemente de difícil acceso por carretera [37]. Sus costos relativamente bajos hacen a las PCH asequibles para las comunidades, y ayudan a cambiar parcialmente el estilo de vida de aquellas comunidades rurales que talan bosques para el uso del carbón y la madera como fuente de energía, contribuyendo a la deforestación [15], [32], [36].

Las PCH son versátiles, ya que pueden satisfacer tanto las necesidades de zonas aisladas como integrarse en los sistemas nacionales para abastecer la creciente demanda de energía de un país; como punto a favor se tiene que las turbinas utilizadas en las PCH son cada vez más eficientes, alcanzando incluso un 90% de eficiencia, y su construcción y competición pueden llevarse a cabo en corto tiempo, ya que al ser pequeña no requiere demasiada planificación en comparación con las grandes centrales hidroeléctricas,

además luego de su construcción y puesta en marcha pueden llegar a tener una larga vida útil, pudiendo funcionar hasta 100 años con un mantenimiento simple debido a su tamaño [38]. La exploración hídrica para la integración de estas unidades de generación distribuida puede contribuir a la transición energética un país [30], [35].

No obstante, el desarrollo de PCH en áreas remotas de países en desarrollo, como en Latinoamérica y África Subsahariana, se enfrenta a desafíos financieros debido a la falta de inversión, problemas de infraestructura local causados por la falta de conocimiento y capacitación del personal, lo que conlleva a la dependencia de recursos externos y la contratación de expertos de fuera de la región para la instalación, operación y mantenimiento de estas centrales [32]. También otra limitación importante son las políticas energéticas insuficientes con poco apoyo económico debido a limitados recursos lo que provoca ausencia de financiamiento a largo plazo, a esto también se le suma el hecho que los datos hidrológicos son muchas veces imprecisos y sin actualizaciones para identificación y planeación de proyectos y desconocimiento de los beneficios y oportunidades de las PCH como fuente de generación de energía [31].

Experiencias internacionales de implementación de PCH para la electrificación rural o de zonas aisladas

A continuación, se presentan algunas de las experiencias que pueden ser encontradas en la literatura. La provincia de Yunnan, en el suroeste de China, destaca como líder mundial en capacidad instalada de plantas de energía hidroeléctrica (PCH) ha sido un punto focal de desarrollo poco explorado hasta ahora[39]. Con más de 600 ríos y una población de 46 millones de habitantes que incluye a 24 grupos étnicos minoritarios, Yunnan albergaba en 2015 un impresionante total de 1595 plantas de PCH con una capacidad de 11,07 GW, representando el 3,9% del total de plantas hidroeléctricas en China y el 15,2% de su capacidad instalada. Estas PCH se sitúan en afluentes y subcuencas de los ríos principales de Yunnan, y a menudo se desarrollan como sistemas en cascada. Entre 2000 y 2015, pasando de 2,2 GW a 11,1 GW. Este crecimiento se debió, en parte, a la inversión de empresas extranjeras y privadas en el sector eléctrico a finales de la década de 1990, para hacer frente al rápido aumento en la demanda de electricidad. Otro factor impulsor del auge de las plantas hidroeléctricas en Yunnan fue un conjunto de políticas que promovían su uso para la electrificación rural y la sustitución de la leña como fuente de energía. Además, la disponibilidad de fondos provenientes del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) desde principios de la década de 2000 ha sido un factor importante en la construcción de plantas hidroeléctricas en Yunnan [39], [40].

En Turquía, se presenta un caso de generación a pequeña escala de energía hidroeléctrica en Bayburt. La central de generación hidroeléctrica de Bayburt se encuentra en el río Çoruh, en el distrito de Merkez de la provincia de Bayburt,

en Anatolia, en el centro de Turquía. La construcción de esta central se completó en dos años, en diciembre de 2009, a cargo de Bayburt Insaat ve Ticaret, y la planta se puso oficialmente en funcionamiento en enero de 2010. La producción promedio anual de este sistema es de 63 GWh. El sistema de Bayburt cuenta con tres turbinas Francis con una capacidad total de 15 MW, estas turbinas operan bajo una caída de aproximadamente 83 m y un caudal de 20 m³/s. Los generadores tienen una potencia aparente de 5800 kVA, con una tensión de salida de 6,3 kV y una velocidad nominal de 600 rpm. En cuanto a la infraestructura eléctrica de la central de Bayburt, se emplean tres transformadores de 6000 kVA para elevar la salida del generador de 6,3 kV a 33 kV y conectarlo en paralelo a la red. Además, se dispone de un transformador de potencia auxiliar de 160 kVA para satisfacer la demanda interna de la central [41].

El sector eléctrico de Lesoto es relativamente pequeño, representando solo el 3% del consumo total de energía, con una capacidad instalada de 76 MW. La central hidroeléctrica “Muela” es la principal fuente con 72 MW, complementada por dos pequeñas centrales hidroeléctricas, generación diésel aislada y la importación de electricidad desde Sudáfrica y Mozambique a través del Southern African Power Pool. En 2009, la tasa de electrificación en Lesoto era del 16%, proporcionando electricidad al 44% de la población urbana y al 6% de la población rural. Además, en 1990, se identificaron 22 ubicaciones con un potencial de 20 MW para proyectos de micro y mini hidroeléctricas en Lesoto. Actualmente, existen cinco centrales hidroeléctricas en pequeña escala en Lesoto: Katse (540 kW), Mantsonyane (2 MW), Semonkong (180 kW), Tlokoeng (670 kW) y Tsoelike (400 kW). Actualmente, solo las centrales de Katse y Semonkong están operativas en Lesoto. Las instalaciones de Mantsonyane y Semonkong fueron construidas con apoyo noruego en 1989. Inicialmente, el sistema de Mantsonyane estaba destinado a abastecer de energía a las ciudades de Mantsonyane y Thaba Tseke de manera aislada, pero luego se conectaron a la red eléctrica principal y la central quedó fuera de servicio desde una inundación en 2006. Por otro lado, Semonkong abastece a una pequeña comunidad a través de una mini red aislada. Los sistemas de Tlokoeng y Tsoelike, con apoyo francés, enfrentaron problemas técnicos y acumulación de sedimentos, por lo que fueron desmantelados y sus áreas de servicio se conectaron a la red principal. El sistema de Katse es una pequeña instalación destinada a alimentar la presa Katse y está conectado a la red de la Lesotho Electricity Company (LEC), con tres generadores diésel como respaldo.[30].

Por otra parte, Sudáfrica cuenta con varias instalaciones de pequeña escala inactivas que podrían ser renovadas y puestas en funcionamiento. Algunos ejemplos de estas instalaciones son Belvedere (2,1 MW), Ceres (1 MW), Hartbeespoort (5,7 MW) y Teebus (7 MW). Además, la ciudad de Ciudad del Cabo ha implementado turbinas hidroeléctricas en cuatro de sus plantas de tratamiento de agua, con capacidades que van desde los 260 kW a los 1475 MW. Como parte de un

proyecto de investigación de la Universidad de Pretoria, se ha instalado un sistema piloto de 15 kW en el embalse Pierre van Ryneveld en Pretoria. Este sistema piloto representa un avance en la investigación y desarrollo de energía hidroeléctrica en el país [30].

Para terminar, la capacidad de electricidad instalada en Zimbabwe es de 1990 MW, compuesta por energía hidroeléctrica en un 57% y electricidad térmica en un 43%. A nivel nacional, se estima que el acceso a la electricidad alcanza casi el 40%, pero el acceso en áreas rurales es considerablemente más bajo, llegando solo alrededor del 19%. El río Zambezi presenta un potencial hidroeléctrico de 7200 MW, compartido entre Zimbabwe y Zambia. Cada país ha desarrollado 750 MW en el lago Kariba. Además, existe la posibilidad de desarrollar otros 4200 MW en conjunto con Zambia. Asimismo, se identifica un potencial de 120 MW en energía hidroeléctrica de pequeña y mini escala, que incluye 20 MW en represas existentes, 60 MW en represas propuestas y 43 MW en sitios de paso. En Zimbabwe, se han instalado pequeñas centrales hidroeléctricas en Aberfoyle (35 kW), Claremont (250 kW), Kwenda (75 kW), Mutsikira (3 kW), Nyafaru (20 kW), Sithole-Chikate (30 kW) y Svinurai (10 kW). Destaca el proyecto de la planta hidroeléctrica Great Zimbabwe Hydro, que se ubicará en la presa de Mtrikwi, con 52 años de antigüedad y 63 m de altura, cerca de Masvingo, con una turbina Francis de 5 MW; en este proyecto la delicada hidrología del sitio ha requerido una intensa interacción entre los desarrolladores y los usuarios del agua río abajo [30].

3.2. Generación solar fotovoltaica

Convencionalmente, las redes de distribución han sido diseñadas para operar de manera pasiva y albergar principalmente usuarios que solo consumen electricidad y no tienen un rol activo en la operación del sistema. Sin embargo, la introducción masiva de nuevos generadores en los sistemas de distribución crea un nuevo paradigma en su operación, ya que se deben implementar nuevos mecanismos que permitan la participación de estas tecnologías sin comprometer la calidad del servicio de energía [42].

En este escenario, en las últimas décadas ha proliferado el uso de sistemas de generación que dependan de los potenciales energéticos locales del sitio en el que se instalen, y no requieran el uso de combustibles externos [13]. Entre los sistemas que han tenido mayor integración a nivel de sistemas de distribución se pueden mencionar los sistemas solares fotovoltaicos, los cuales son sistemas de generación distribuida que pueden operar conectados a una red interconectada central, de forma autónoma, o por medio de sistemas híbridos que operan fuera de la red complementados con otras fuentes de generación como grupos electrógenos [43].

Un sistema solar fotovoltaico es aquel que produce potencia activa en corriente directa a partir de la radiación solar directa que llega a los paneles solares conectados en el arreglo, además cuenta con un inversor para la conexión a la

red de corriente alterna y ocasionalmente, según el tamaño y tipo de instalación, un transformador según la magnitud de la tensión en el punto de conexión, un controlador de carga y un sistema de almacenamiento por baterías [42], [44].

Para el caso de la electrificación rural o aislada es común contemplar la operación de sistemas de generación híbridos que complementen la producción de las unidades solares fotovoltaicas con otro tipo de unidades de generación, con el fin de garantizar un suministro continuo de electricidad a los usuarios conectados [42].

Entre las múltiples variaciones que pueden tener estos sistemas híbridos se encuentra, por ejemplo, la operación conjunta de unidades de generación solar fotovoltaica, sistemas de almacenamiento y unidades de generación a base de diésel [45]. Otra de las variaciones en sistemas híbridos es la generación eólica/fotovoltaica/diésel, este tipo de sistemas se destacan por su sostenibilidad ya que al combinar eólica/fotovoltaica se puede proporcionar un servicio eléctrico confiable para los usuarios, utilizando sistemas PV para el suministro básico en horas de abundancia del recurso, el viento para cubrir los picos de demanda y el diésel solo en caso de que el consumo de potencia de la red así lo requiera [14].

Estos sistemas híbridos tienen entre sus principales ventajas, la flexibilidad en la expansión de potencia, además en este tipo de sistemas cuenta con alta confiabilidad, ya que la ausencia del recurso primario solar, o una descarga completa del sistema de almacenamiento, no significa un apagón inminente sino un aumento en los gastos de combustible. Así pues, la razón de crear un sistema híbrido radica en la generación de mayor confiabilidad, ya que a falta de energía proveniente del sistema solar fotovoltaico y del sistema de almacenamiento, se cuenta con el respaldo de un generador convencional [46].

Adicionalmente, entre las tecnologías solares fotovoltaicas también es posible encontrar aplicaciones diferenciadas, como es el caso de las plataformas fotovoltaicas (FPV), las cuales consisten en sistemas flotantes, ya sea sobre un río o sobre el mar, mejorando la eficiencia del sistema, ya que el agua contribuye a la refrigeración, aunque se pueden tener desafíos en tiempo de lluvias [47]. Además, al hacer una revisión de los sistemas más analizados en la literatura cabe mencionar a los sistemas solares domésticos (SHS), los cuales constan de módulos fotovoltaicos, que consisten en células solares, un controlador de carga y una batería para almacenar la energía [48], con el objetivo de suplir necesidades básicas como iluminación o carga de algunos dispositivos de bajo consumo energético [43].

Existen además sistemas de seguimiento solar que ayudan a mejorar la producción de energía por medio de la tecnología solar fotovoltaica. Estos sistemas de seguimiento están divididos en activos y pasivos; los activos utilizan engranajes y motores para controlar los módulos fotovoltaicos mientras que los pasivos utilizan un fluido de gas comprimido de bajo punto de ebullición que se origina a partir del calor solar [49]. Además, según *Al-Rousan et al* en [49] los sistemas activos

por conducción inteligente son los más prometedores debido a su capacidad para predecir la posición exacta del sol mediante el uso de algoritmos de aprendizaje. Lo cual deja abierta una posibilidad de que los nuevos desarrollos puedan ser enfocados para ser implementados en ambientes rurales enfocados en el uso de algoritmos inteligentes.

En el caso de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos para la electrificación de áreas rurales o aisladas, en la literatura resaltan desafíos relacionados con la reparación y el mantenimiento de los sistemas instalados debido a la falta de conocimiento de los usuarios propietarios de estos equipos [50]. Además, la falta de conciencia y políticas ambientales adecuadas pueden generar impactos negativos en el medio ambiente. Por ejemplo, la ausencia de medidas para garantizar la adecuada eliminación y reciclaje de los módulos fotovoltaicos y las baterías puede tener un impacto ambiental colateral negativo que puede afectar a usuarios finales [51], como el caso presentado en Uganda, en el que el nulo conocimiento de los usuarios sobre la disposición final de las baterías hizo que los ácidos diluidos con compuestos de plomo se vertieran fuera de las casas en las que anteriormente estaban instaladas [52]. Estos ejemplos demuestran que aún las tecnologías consideradas como limpias pueden convertirse en insostenibles desde el punto de vista ambiental si hay falta de conciencia, y ausencia de regulaciones ambientales estrictas [52]. Es decir que el objetivo de implementación de estos sistemas en las áreas más vulnerables debe también centrarse en lograr una sostenibilidad ambiental que considere estos desafíos para garantizar la disposición adecuada de los equipos al final de su vida útil [51].

Por otro lado, la integración de nuevos recursos en los sistemas de distribución puede producir cambios en las variables del sistema, por ejemplo, en la integración de la generación solar fotovoltaica, los cambios en la tensión son un aspecto clave que puede limitar su instalación a nivel de redes de distribución [53], [54], por lo que la regulación debe considerar soluciones efectivas frente a los problemas de tensión en sistemas de distribución que se produzcan debidos a la integración de la generación solar fotovoltaica [42].

Experiencias internacionales del uso de la generación solar fotovoltaica en la electrificación rural o de zonas aisladas

Se realizó un estudio en el distrito de Chilubi, Zambia, con el fin de analizar un sistema de electrificación híbrido que combina generación solar fotovoltaica y generación diésel. Este sistema tenía como objetivo satisfacer una demanda de 4000 kW debido a una población de 96,703 habitantes en 2019 y se estimaba que debía proveer energía al área durante el 90% del tiempo. Por lo tanto, la opción de implementación más adecuada resultó ser el sistema híbrido solar PV/diésel. Es importante tener en cuenta que la ubicación se encuentra a 900 metros sobre el nivel del mar, lo que implica que en ciertas épocas del año se alcanzan niveles de radiación solar lo suficientemente altos como para abastecer por completo a

la población durante algunas horas del día utilizando exclusivamente esta fuente de generación [55].

La aldea de Mavumira, en Mozambique, que anteriormente tenía un suministro de energía a partir de exclusivamente unidades de generación diésel, actualmente cuenta con una microrred solar fotovoltaica de 30 kW y dispositivos de almacenamiento de baterías. A pesar de que se utiliza una fuente de generación diésel como respaldo, pues esta combinación se considera la opción más adecuada para superar la intermitencia de los recursos renovables y satisfacer la demanda energética. El estudio realizado para el rediseño de la microrred evidenció que el sistema híbrido solar PV/diésel/batería presenta el costo de electricidad más bajo (LCOE) de 0.47 \$/kWh, lo que lo convierte en la solución más eficiente en comparación con otras combinaciones de recursos de generación. Además, se proyecta que en el futuro el sistema requerirá menos subsidio gubernamental que el requerido históricamente, ya que su costo optimizado es 1.3 veces mayor que la tarifa futura esperada (0.37 \$/kWh). Al evaluar la sostenibilidad del proyecto, se observó que los indicadores económicos y sociales obtuvieron altas puntuaciones, indicando un buen desempeño a lo largo del tiempo, mientras que los indicadores técnicos e institucionales mostraron áreas de mejora, como la confiabilidad del suministro y la gobernanza local, para lo cual se recomienda abordar estos aspectos a través de capacitación local en operación y mantenimiento para evitar fallos en el sistema [56].

La comunidad insular de Cerrito de los Morreños, ubicada en el Golfo de Guayaquil, Ecuador, se encuentra rodeada por el río Guayas y alberga una población de 570 personas distribuidas en 106 hogares. Además de los hogares, la comunidad cuenta con varios edificios importantes, como una estación de policía, un centro comunitario, un centro de salud, una iglesia y un cibercafé. Actualmente, la zona está electrificada mediante el uso de unidades de generación diésel, con capacidad de 165 kW, para el suministro diario de electricidad entre las 18:00 y las 24:00 horas. Con el objetivo de identificar la tecnología de electrificación más viable para esta área, se llevó a cabo un estudio en el que los resultados mostraron que la configuración diésel/fotovoltaica/batería con eficiencia energética presentó el mejor rendimiento. Esta configuración se logró con un sistema fotovoltaico de 160 kWp, el generador diésel existente de 165 kW y un sistema de almacenamiento de 283 kWh. Las configuraciones autónomas con generador diésel y las configuraciones fotovoltaicas/diésel mostraron mayores costos netos presentes, problemas de inestabilidad y mayores emisiones de CO₂. Además, las configuraciones sin eficiencia energética presentaron aumentos de entre un 15% y un 40% en los costos en comparación con los escenarios en los que fueron considerados esquemas para apalancar por la eficiencia energética y el uso racional y eficiente de la energía [57].

Esaghem es un pueblo agrícola situado en Eyumojock, una de las subdivisiones administrativas de la División Manyu en

la Región Sudoeste de Camerún. Con una población de aproximadamente 150 a 200 habitantes, la demanda energética diaria es de 65086 Wh. El pueblo cuenta con un sistema solar fotovoltaico como principal fuente de energía, respaldado únicamente por dos plantas generadoras de gasolina. Para este proyecto, se utilizaron paneles solares monocristalinos de 100 W, los cuales cuentan con una garantía del fabricante de 25 años. Se identificaron diversos obstáculos relacionados con el pueblo, como una economía pequeña y la falta de técnicos especializados, una distribución espacial dispersa, la ausencia de infraestructura de energías renovables, baja velocidad del viento lo que imposibilita la implementación de sistemas eólicos, una estación lluviosa intensa y prolongada, una política energética nacional desactualizada, así como una reciente crisis económica internacional y políticas ambientales. Estos hallazgos son relevantes para la formulación de políticas y la investigación sobre energías renovables en Camerún y otros países de África subsahariana. En este sentido, los responsables de la toma de decisiones deben esforzarse por superar los obstáculos identificados y aprovechar al máximo las oportunidades. Además, se sugiere que investigaciones futuras analicen cómo las estructuras de apoyo institucional y las formas de mercado afectan conjunta o separadamente las inversiones en energías renovables [58].

3.3. Generación de energía eléctrica a partir de la Biomasa

Desde el inicio de la humanidad, la biomasa ha sido una de las principales fuentes de energía y aún hoy en día contribuye con más del 10% del suministro energético mundial, ocupando el cuarto lugar como fuente de energía en el mundo [59]. En áreas rurales agrícolas, la biomasa sigue siendo el principal recurso energético para calefacción y cocción, en muchos casos es la única fuente de energía disponible. En los países en desarrollo de Asia y África, más de un tercio del consumo total de energía se basa en biomasa [60], además en países como Colombia una tonelada de pulpa de café puede generar 0,10 MWh, lo que supone un potencial energético cercano a los 177 GWh al año, el cual podría ser incluso mayor usando otros residuos del procesamiento del café, la mayoría de los cuales se desechan [61]. De forma análoga podemos encontrar en mayor porcentaje ciertos potenciales de biomasa como lo son [62]:

- **Los residuos de cereales.** Un recurso renovable y abundante que incluye tanto los residuos en el lugar como los residuos de procesamiento. Los residuos en el lugar representan las sustancias dejadas en los terrenos de cultivo después de la cosecha e incluyen paja, tallos, hojas y vainas de semillas, mientras que los residuos de procesamiento incluyen el bagazo, la cascarilla, las raíces y las semillas.
- **Desechos y subproductos de frutas y verduras.** Presentes en todo el mundo debido a las industrias de procesamiento masivo. La mayoría de estos residuos se envían a vertederos, se abandonan o solo se reutilizan para el

compostaje, a pesar de que estos recursos no tradicionales pueden ser una fuente significativa de bioenergía.

• **La biomasa de las praderas como materia prima.**

Alternativa para la bioenergía, ya que su uso como alimento para animales tiende a disminuir. Las praderas todavía cubren el 26% del área total de tierra del mundo y el 70% del área agrícola mundial.

Se enfatiza que, aunque la biomasa y los biocombustibles están estrechamente relacionados, existen algunas diferencias clave entre los dos términos. La biomasa se refiere a cualquier material orgánico que puede utilizarse para producir energía, mientras que un biocombustible se define específicamente como un combustible producido a partir de biomasa [63].

Los biocombustibles definen a toda biomasa vegetal y productos refinados que se utilizan para generar energía térmica, lumínica y eléctrica por medio de la combustión. Al igual que los combustibles fósiles, los biocombustibles existen en formas sólidas (madera y derivados del carbón), líquidas (bioetanol, biodiesel, bioaceite) y gaseosas (Syngas, biogás), estos productos pueden ser convertidos mediante métodos bioquímicos, físicos y termoquímicos [59].

Los biocombustibles se pueden clasificar en dos: Biocombustibles primarios y Biocombustibles secundarios. Los biocombustibles primarios son los biocombustibles naturales producidos directamente a partir de materia prima orgánica (leña, plantas, bosques, residuos animales y residuos de cultivos). Los biocombustibles secundarios se generan directamente a partir de la descomposición de materia prima orgánica (plantas y microorganismos), además de procesos de descomposición más complejos [59], [64].

Los biocombustibles son beneficiosos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que su huella de carbono es menor en comparación con el uso de combustibles fósiles. Existe una amplia variedad de materias primas utilizadas para obtener biocombustibles, como neumáticos, residuos plásticos, algas, madera, hojas o ramas., debido a su potencial económico [65]. Además, es importante destacar que en los combustibles fósiles convencionales los costos del transporte tienen un gran impacto en los costos de suministro de energía en zonas aisladas. Además, es importante destacar que en los combustibles fósiles convencionales los costos del transporte tienen un gran impacto en los costos de suministro de energía en zonas aisladas. En contraste, la biomasa se encuentra distribuida de manera uniforme y amplia en la mayoría de los territorios [66].

Además, la producción de biocombustibles como el biogás tiene un impacto ambiental menor en comparación con las fuentes fósiles, y durante este proceso también se generan fertilizantes. Por ejemplo, el

biogás, producido por microorganismos en ausencia de oxígeno, puede utilizarse como combustible para generadores de energía térmica y/o eléctrica, mientras que el fertilizante resultante del proceso puede ser utilizado como insumo agrícola [67].

En términos generales, los biocombustibles sólidos son los más abundantes en cuanto a materia prima, los más eficientes en la transformación de materia en energía y los más efectivos en términos de tecnología de conversión y costos de producción. Sin embargo, presentan ciertos desafíos, como la necesidad de un amplio espacio para su almacenamiento y su dificultad en el transporte. Además, su densidad energética es baja y solo pueden utilizarse en quemadores de combustibles sólidos [59].

Por otro lado, los biocombustibles líquidos cuentan con una abundante fuente de energía y son fáciles de transportar. Tienen la capacidad de reemplazar la gasolina y el diésel derivados del petróleo. Sin embargo, presentan una baja eficiencia energética neta y exigen requisitos estrictos para el manejo de la materia prima. Además, las tecnologías de conversión necesarias para su producción tienen altos costos en comparación con los usados para fuentes sólidas [59].

En cuanto a los biocombustibles gaseosos, pueden ser producidos a partir de residuos orgánicos y materiales de desecho mediante técnicas de descomposición y biodigestión. Esta forma de producción tiene la ventaja de utilizar recursos que de otro modo serían descartados [59], [64].

Sin embargo, es importante aclarar que el reciclaje de nutrientes en un ecosistema es fundamental para establecer una relación equilibrada entre el suelo y las plantas, siendo crucial para lograr una producción sostenible. La incorporación de residuos de cultivos (biomasa), desempeña un papel clave en la mejora del ambiente del suelo, lo cual tiene efectos directos en la población microbiana, la actividad en el suelo y las transformaciones de nutrientes. Por lo tanto, es importante evitar la eliminación indiscriminada de estos residuos, ya que podría tener consecuencias negativas en las propiedades del suelo, afectando negativamente la dinámica de la materia orgánica y ocasionando erosión y degradación del suelo [68].

Además, varias revisiones realizadas sobre la combustión de biomasa para generar calor concluyen que la opción de la combustión directa no es viable a escala industrial debido a las propiedades inherentes de la biomasa como materia prima. Estas propiedades incluyen un alto contenido de humedad y oxígeno, así como una concentración significativa de metales alcalinotérreos. Durante el proceso de combustión, la elevada humedad reduce la temperatura de combustión y aumenta las emisiones de gases de efecto invernadero. Por lo tanto, se requieren enfoques alternativos para aprovechar eficientemente la biomasa y evitar los impactos negativos asociados con su combustión directa [69].

Entre las tecnologías alternativas disponibles para la conversión de biomasa en biocombustibles y la subsecuente generación de energía eléctrica se encuentran las siguientes.

• **Gasificación:** Ofrece una gran flexibilidad en el uso de diferentes tipos de materias primas, así como en la generación de diferentes productos. En principio, todos los diferentes tipos de biomasa se pueden convertir mediante

gasificación en gas de síntesis que comprende principalmente hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y metano [66].

• **Carbonización Hidrotermal:** este procedimiento se realiza con biomasa para obtener hidrochar, un sólido carbonoso que puede tener varias aplicaciones industriales dependiendo su posterior tratamiento [70]. El tratamiento hidrotermal no requiere un proceso de secado que consuma una gran cantidad de energía. Además, se destaca por su alta eficiencia de conversión y su temperatura de operación relativamente baja en comparación con otros métodos térmicos. Durante el tratamiento hidrotermal de la biomasa, se obtienen diversos productos, como bio-petróleo líquido, dióxido de carbono gaseoso, productos acuosos y bio-carbón sólido [69].

Este proceso involucra reacciones de desoxigenación y deshidratación, lo que resulta en bio-carbón con mayor contenido de carbono y alta hidrofobicidad en comparación con las materias primas originales. Además, la carbonización hidrotermal demuestra su capacidad para homogeneizar biomasa de diversas fuentes. Los bio-carbones resultantes tienen densidades de energía más altas, equiparándose incluso al lignito [69].

Por su parte, también es importante destacar que la disponibilidad de recursos renovables en América Latina es notablemente alta. La región cuenta con una radiación solar considerable y una abundante biomasa residual, lo que permite la implementación de sistemas híbridos de gasificación/solar fotovoltaica/PCH para la generación de energía [71].

Un sistema de energía híbrido ofrece mayor confiabilidad y eficiencia en comparación con un sistema basado en una sola fuente [67]. Entonces, se hace necesario combinar la generación de electricidad a partir de biomasa con otras fuentes de energía renovable con el fin de garantizar un suministro eléctrico continuo, por lo que la gestión de la energía se vuelve fundamental para mejorar la eficiencia y confiabilidad de los sistemas de suministro que involucren fuentes de generación por biomasa [72].

Experiencias internacionales del uso de la biomasa y los biocombustibles en la electrificación rural o de zonas aisladas

La generación de energía de biomasa a nivel mundial se originó como respuesta a la crisis mundial del petróleo en la década de 1970. Según las últimas previsiones de mercado de la Agencia Internacional de la Energía, se espera que la energía de biomasa lidere el crecimiento continuo de las energías renovables entre 2018 y 2023, representando el 40% del crecimiento del consumo mundial de energía. Se proyecta que para el año 2040, las energías renovables constituirán entre el 17% y el 22% de la energía primaria y serán el principal impulsor de la demanda mundial de energía [59]. Sin embargo, el crecimiento en la demanda de biomasa debe ir acompañado de políticas específicas para mitigar los efectos negativos sobre los sistemas terrestres, económicos y

climáticos. Es necesario implementar políticas que establezcan restricciones en el suministro de biomasa, de manera que su producción no afecte negativamente servicios y bienes clave de los ecosistemas forestales. A continuación, se destacarán algunas experiencias internacionales en el uso de biomasa como fuente de energía [73].

En China, el sector de la construcción representa aproximadamente el 40% del consumo total de energía y contribuye al 30% de las emisiones de dióxido de carbono del país. La calefacción de espacios, especialmente en áreas rurales del norte de China, es una necesidad que consume hasta el 40% de la energía en los edificios y es una importante fuente de contaminación debido a la fuerte dependencia del carbón. Como respuesta a esto, China ha implementado diversas políticas energéticas para abordar la escasez de energía primaria y el deterioro climático, mediante la integración de energías limpias y renovables en el sistema de calefacción de viviendas rurales en el norte del país [74]. Las plantas de cogeneración de biomasa desempeñan un papel crucial en el suministro de energía en las regiones frías con alta demanda de calefacción en invierno. Además, se promueve el desarrollo sostenible a través de la mejora de la eficiencia en la producción agrícola, lo cual evita la migración de poblaciones rurales durante las temporadas de invierno [75].

En Brasil, el biogás se presenta como una alternativa que puede contribuir a la diversificación de la matriz energética del país, al tiempo que minimiza los impactos ambientales generados por la porcicultura y promueve el desarrollo económico, social y la sustentabilidad. El estado de Paraná ha experimentado un aumento significativo en la adopción de la bioenergía, con un estimado de 755 plantas de biogás en funcionamiento en todo Brasil, de las cuales 146 se encuentran en Paraná y 71 en la Región Oeste de Paraná debido a su importante producción agrícola. Sin embargo, estudios recientes han identificado posibles obstáculos en el sector de la bioenergía, como regulaciones restrictivas y altos costos de inversión para la implementación de plantas, así como la necesidad de desarrollar una red de contratos que compatibilice los intereses de los agentes y mitigue problemas en las relaciones establecidas [76].

En Ghana, la bioenergía ha sido fundamental en el sistema energético del país durante décadas y se espera que desempeñe un papel crucial en el futuro sistema energético, debido a su fácil disponibilidad. Con el objetivo de reemplazar los combustibles fósiles y reducir las emisiones de CO₂, se considera el uso de biocombustibles modernos, biogás y biomasa sólida para reducir la dependencia de los combustibles fósiles en el sector energético ghanés. La biomasa, producida localmente y cercana a la demanda, puede combinarse con sistemas hidroeléctricos y fotovoltaicos para equilibrar la variabilidad de la energía solar en el sistema de energía. Se ha explorado el uso de micro plantas de cogeneración de calor y electricidad que utilizan biomasa sólida. Además, se podrían desarrollar nuevas tecnologías apropiadas para la conversión de biomasa

en electricidad a nivel doméstico, mientras que la demanda de biomasa en los sectores del transporte y la calefacción (industria, construcción y cocina) puede limitar su disponibilidad para la producción de energía. [77]

En India, se ha observado un importante aumento en la generación de energía a partir de biomasa. El país ha buscado diversificar su matriz energética mediante fuentes renovables, y se estima que el potencial total de energía renovable en India es de 1,097,465 MW, con un 68.2% proveniente de energía solar, 27.5% de energía eólica, 1.9% de pequeñas hidroeléctricas, 1.6% de biomasa, 0.5% de cogeneración y bagazo, y 0.2% de conversión de residuos en energía. La generación de energía mediante biomasa en India se basa principalmente en el uso de estiércol de ganado como materia prima, y el biogás resultante se utiliza ampliamente en aplicaciones domésticas, mejorando significativamente la eficiencia en cocinas, iluminación y generación de energía. Además, gracias a técnicas eficientes de purificación y mejora del biogás, es posible obtener un contenido de metano puro de hasta el 98%, lo que lo convierte en un combustible verde [78], [79].

3.4. Hidrógeno como complemento al uso de potenciales energéticos presentes in sitio

El hidrógeno es un combustible que tiene propiedades físicas y químicas distintas a otros combustibles y no se encuentra de forma aislada en la naturaleza. Aunque su obtención y manipulación presentan dificultades, su uso como fuente de energía tiene ventajas en términos de eficiencia energética, dependencia energética y preservación del medio ambiente [80]–[83].

El hidrógeno puede ser un importante portador de energía limpia en el futuro, de allí que su investigación y desarrollo deben ser apoyados. Los sistemas de almacenamiento del hidrógeno pueden requerir importantes consumos energéticos [81], [82]. Por tanto, debe basarse en una combinación de diferentes fuentes de energía, pues el hidrógeno puede ser importante como herramienta de almacenamiento de energía de fuentes de generación variable como la eólica y la solar [84].

Los tipos de hidrógeno varían según el tipo de producción y su materia prima para la obtención de este compuesto químico, los principales son hidrógeno verde, hidrógeno azul e hidrógeno gris.

El hidrógeno gris es producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Este proceso implica la separación del hidrógeno del carbono, lo que produce emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y otros gases contaminantes. Aunque es más limpio que los combustibles fósiles tradicionales, produce emisiones significativas de gases contaminantes durante su producción [80].

El hidrógeno azul es un tipo de hidrógeno producido a partir de gas natural y gas combustible de refinería, pero con captura y almacenamiento de carbono (CCS) para reducir las

emisiones. El proceso de producción del hidrógeno azul es similar al del hidrógeno gris, pero con la adición de tecnologías CCS que permiten capturar el CO_2 generado durante la producción y almacenarlo en depósitos subterráneos. El hidrógeno azul se considera una forma más sostenible de producir hidrógeno en comparación con el hidrógeno gris, ya que reduce significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero. [80], [84].

El hidrógeno verde se produce a través de la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, como la energía solar o eólica. Durante este proceso, el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno mediante el uso de una corriente eléctrica. El hidrógeno resultante se almacena para su uso posterior como combustible en pilas de combustible o en otros procesos industriales. El hidrógeno verde es considerado una forma limpia de hidrógeno, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero durante su producción y uso. Además, el oxígeno producido durante la electrólisis puede ser utilizado en otros procesos industriales o liberado al aire [80].

El hidrógeno verde puede ser utilizado como combustible para vehículos eléctricos con celdas de combustible, lo que permite una movilidad sostenible sin emisiones. Sin embargo, la producción de hidrógeno verde todavía enfrenta algunos desafíos tecnológicos y económicos. La electrólisis del agua es un proceso que requiere una gran cantidad de energía y actualmente es más costoso que la producción convencional de hidrógeno a partir del gas natural. A medida que las tecnologías mejoran y los costos disminuyen, se espera que el hidrógeno verde juegue un papel cada vez más importante en la transición hacia una economía baja en carbono [85].

El uso de fuentes de energía renovable en zonas rurales o dispersas presenta una oportunidad única para la producción de hidrógeno verde y el almacenamiento de energía. Además, la producción de hidrógeno verde también puede ayudar a impulsar el desarrollo económico en estas áreas, creando oportunidades de empleo y atrayendo inversiones en tecnologías de energía renovable y métodos de almacenamiento vanguardistas [85], [86].

El hidrógeno verde es una tecnología que permite la diversificación energética, la innovación y el desarrollo de la zona donde se implemente mejorando su economía [86]. Debido al potencial de energía solar y eólica de zonas no interconectadas se podría pensar en el hidrógeno verde como una opción viable la cual podría ayudar a reducir la emisión de gases de efecto invernadero en estas zonas [87]. Una de las principales ventajas de este tipo de fuente de energía es la flexibilidad que proporciona a los sistemas energéticos al actuar como un amortiguador para la generación de energía no despachable [81]. Los sistemas de hidrógeno permiten además a las comunidades rurales generar y almacenar su propia energía renovable, lo que les proporciona una mayor autonomía energética y una reducción en los costos asociados con la importación de combustibles fósiles [88].

A pesar de todas la ventajas que presentaría en las zonas aisladas el uso del hidrógeno como fuente de energía, su implementación presenta varios desafíos económicos y técnicos, la producción de hidrógeno verde o azul implica una serie de procesos adicionales que conllevan a pérdidas de energía, haciendo el proceso poco eficiente, lo que hace que su generación sea costosa, sin embargo, no se debe subestimar la dificultad técnica que representa su transporte y almacenamiento, lo que también añade desafíos asociados con su producción [85].

Uno de los mayores desafíos es la inversión en infraestructura y personal capacitado necesarios para su producción y distribución. Este es un problema particularmente agudo en áreas rurales o dispersas, donde la infraestructura puede ser muy limitada y la formación de personal capacitado puede ser escaso [85]. Algunos posibles desafíos en su implementación y operación podrían incluir la disponibilidad y accesibilidad de los materiales necesarios para construir el sistema, la capacidad de mantenimiento y reparación del sistema por parte de las comunidades rurales, la necesidad de capacitación técnica para operar y mantener el sistema de producción, así como los costos asociados con la implementación de las unidades. Sin embargo, estos desafíos pueden ser abordados mediante una planificación cuidadosa, una colaboración efectiva entre las partes interesadas y una evaluación continua del rendimiento del sistema [89].

Además, La generación de energía renovable, como la solar y la eólica, puede ser variable y depende del clima y las condiciones ambientales. En este sentido, el control del sistema es un desafío importante en los sistemas híbridos, ya que se deben coordinar múltiples fuentes de energía para satisfacer la demanda. A la par, la implementación de sistemas híbridos puede ser costosa debido a los componentes adicionales necesarios para integrar múltiples fuentes de energía [90].

La falta de sistemas de telemetría en su totalidad en las Zonas No Interconectadas 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. 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 del diésel como combustible primario para la generación de energía eléctrica [91].

Experiencias internacionales del uso del hidrógeno como complemento a la electrificación rural o de zonas aisladas

El uso del hidrógeno como fuente de energía en zonas rurales ha sido objeto de varios proyectos piloto y casos de estudio a nivel internacional. En Irán, los estudios han demostrado que el hidrógeno es una solución prometedora para el suministro de energía en áreas rurales. Sin embargo, su producción y almacenamiento son costosos y requieren una gran cantidad de energía. La infraestructura necesaria

también implica un desafío, al igual que la distribución hacia las áreas rurales. A pesar de estos obstáculos, el hidrógeno ofrece la capacidad de almacenar energía renovable y reducir los costos a largo plazo, así como mejorar la calidad del aire y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [92]. En Balochistán - Pakistán se han propuesto sistemas de energía autónomo basados en hidrógeno y energía solar para electrificar zonas rurales. Esta solución ofrece beneficios clave, como proporcionar acceso a la electricidad a comunidades rurales sin conexión a la red, reducir la dependencia de los combustibles fósiles, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la calidad de vida. Además, promueve el desarrollo económico local al abrir nuevas oportunidades comerciales y tecnológicas [93].

Otra experiencia en Irán destaca que el uso de sistemas de hidrógeno puede ofrecer una fuente confiable y sostenible de electricidad para aldeas rurales que enfrentan cortes frecuentes de energía. Además de reducir la dependencia de combustibles fósiles y disminuir las emisiones, se menciona que la implementación de un sistema con diseño óptimo adecuado a las necesidades del contexto puede ser rentable y ambientalmente sostenible. Sin embargo, se advierte que, en situaciones de alta demanda, el almacenamiento de hidrógeno por sí solo puede no ser suficiente y se requieren enfoques alternativos para producirlo [94].

Por otra parte, en Sudáfrica la producción de hidrógeno a partir de energía eólica presenta desafíos. La cantidad de energía generada depende de la velocidad y la consistencia del viento, lo que puede afectar la producción de hidrógeno. Además, la construcción y el mantenimiento de turbinas eólicas es costoso, y se requiere una infraestructura adicional para capturar y almacenar la energía generada. A pesar de estos obstáculos, se resalta que la producción y uso del hidrógeno verde proveniente de energía eólica tienen el potencial de reducir los costos de almacenamiento y diversificar el suministro energético [95].

4. Diagnóstico de la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas en Colombia

En Colombia, la operación de microrred aisladas, en las zonas más alejadas del sistema interconectado, están basadas en políticas de decisión dictadas desde el gobierno nacional, para que se garantice la prestación del servicio con continuidad y confiabilidad [96], [97].

Las microrredes aisladas en Colombia se agrupan bajo el nombre de Zonas No Interconectadas – ZNI, y se caracterizan por proveer el suministro de electricidad a poblaciones ubicadas lejos de los grandes centros de consumo y las cuales son de difícil acceso por carretera [98]. Estas áreas se componen de 5 zonas de prestación del servicio [99]:

- I. Áreas de Servicio Exclusivo – ASES
- II. Zona Amazonía
- III. Zona Orinoquía

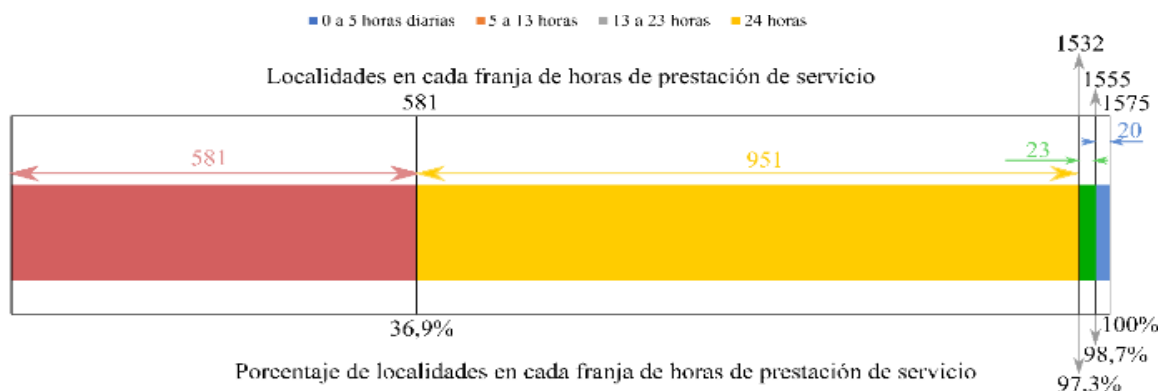


Figura 1. Distribución de localidades pertenecientes a la ZNI y reportadas al Sistema Único de Información (SUI) por franjas de horas de prestación de servicio. Fuente: Elaboración propia basada en los datos reportados al SUI.

IV. Zona Pacífico Norte

V. Zona Pacífico Sur

Las cuales, en conjunto, prestan el servicio de energía eléctrica a 1.786 localidades ubicadas, parcialmente, en bosques tropicales, desiertos y sierras o montañas nevadas; es decir, la mayor parte de las áreas protegidas medioambientalmente y 26 parques nacionales están ubicados en los departamentos que hacen parte de la ZNI [98]. Las 1.786 localidades que componen la ZNI agrupan a un total de 201.525 suscriptores, registrados en el Servicio Único de Información – SUI [99].

En general, las localidades de la ZNI se distribuyen en cuatro (4) departamentos de operación exclusiva con microrredes aisladas, y 14 departamentos con suministro mixto entre el sistema interconectado nacional y las ZNI; 76 municipios y 16 áreas no municipalizadas (centro poblado que no pertenece a ninguno de los municipios ya existentes [100]). Solo el 9% de estas localidades cuenta con telemetría para la comunicación de datos; este porcentaje corresponde a 110 localidades que agrupan 92.398 usuarios [101]. Aquí, es importante resaltar, que no en todas las localidades se tiene un suministro continuo de electricidad las 24 horas del día. La distribución de horas de prestación del servicio por localidad se puede visualizar en la Figura 1. Además, es posible apreciar que 189 localidades no aparecen en la Figura 1 y los gráficos siguientes; esto es debido a la ausencia de información reportada al SUI desde los operadores que prestan el servicio a estas localidades.

Bajo este contexto, es posible afirmar que la electrificación de las ZNI en Colombia representa un desafío para las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, debido a que la ubicación remota, el difícil acceso a dichas localidades, y el posible impacto medioambiental inviabiliza la expansión de las redes de aprovechamiento de los recursos primarios existentes en dichos territorios, o del uso de grupos electrógenos.

La mayoría de las localidades que forman parte de las ZNI utilizan diésel como fuente de energía primaria y solo 15 localidades están operando con proyectos que integran

energía renovable junto con unidades de producción de diésel para suministrar electricidad a pequeñas comunidades [101], [103].

Dentro, de los proyectos que integran energía renovable y unidades de generación Diesel en la ZNI colombiana, se encuentran nueve (9) proyectos que integran generación solar fotovoltaica, los cuales son descritos en la Tabla 1.

Aquí es importante considerar que las condiciones geográficas y climáticas son inherentemente importantes para las fuentes de energía renovable variables, como los sistemas de energía solar fotovoltaica. Los países cercanos al ecuador, como Colombia, tienen una radiación solar promedio más alta que la mayoría de los países de Europa o Estados Unidos. El nordeste de la Guajira y las llanuras del Orinoco en el este de Colombia alcanzan los valores nacionales más altos, de 6.0 kWh/m². Para hacer una comparación, esto es tanto como algunas áreas en el sur de California o el norte del Sahara [104].

Por su parte, se han implementado seis (6) proyectos de generación con PCH en la ZNI colombiana, los cuales pueden ser detallados en la Tabla 2, de estos solamente dos dependen únicamente de la hidroenergía, mientras que los otros complementan su matriz energética con el uso de generación diésel.

En este punto es importante destacar que cerca del 68% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional en Colombia es de origen hídrico [105], debido al alto potencial hidrológico presente en casi todos los territorios del país [29]. La riqueza hídrica en Colombia se debe a su ubicación geográfica y la influencia de varios factores como la circulación atmosférica, la topografía, la interacción entre la tierra y el mar, y la presencia de zonas selváticas. Debido a su ubicación geográfica, Colombia está afectada por los vientos alisios del noreste y sureste, que convergen en una zona llamada "zona de confluencia intertropical", lo cual favorece la formación de nubes, esta situación se ve intensificada por estar cerca del ecuador, lo que provoca un calentamiento de la superficie terrestre debido a la radiación solar casi vertical.

Además, en la capital del departamento de Vichada se tienen una central generadora de energía eléctrica a partir de Biomasa, la cual se constituye de 8 unidades de 560 kW y una unidad de 4500 kW. La información detallada de este proyecto puede ser consultado en la Tabla 3.

En general, la composición de la matriz energética de la agrupación de todas las localidades que hacen parte de la ZNI se muestra en la Figura 2. Aquí es importante destacar que cada localidad de la ZNI funciona como microrred aislada, por lo que esta figura permite solo realizar un comparativo del uso de los recursos primarios en electrificación rural o aislada a nivel nacional, más no puede evaluarse este conjunto de microrredes como un único sistema de suministro de electricidad.

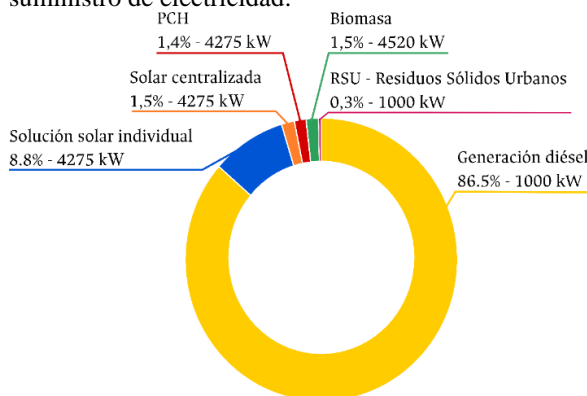


Figura 2. Matriz energética de la ZNI. Fuente: Elaboración propia basada en [101].

Además, el uso de generación diésel como principal medio de producción energética en estas microrredes aisladas aumenta la tasa de emisiones de dióxido de carbono (CO_2), el cual es el aportante principal a la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero, por parte de plantas de generación proveniente de fuentes no renovables [106]. En general, según la información consignada por los prestadores del servicio, el 11,7% del presupuesto total. localidades pertenecientes a las ZNI del país, se destina únicamente para el traslado del combustible a estas áreas.

Además, las comunidades pertenecientes a las ZNI se caracterizan por ser localidades de baja densidad poblacional, con baja capacidad de pago y bajo nivel de recaudo, y un índice de Necesidades Básicas Insatisfechas – poblacional, con baja capacidad de pago y bajo nivel de NBI mayor al 77%. A la par que, en temas de suministro de energía se caracterizan por ser áreas con bajo nivel de consumo promedio, altos costos de prestación del servicio, bajo nivel de micro medición y alta dependencia de combustibles fósiles [101], [106].

Las dificultades del transporte de los recursos energéticos primarios, en conjunto con las limitadas alternativas de generación in situ, conllevan a que el suministro de energía en las ZNI sea escaso, deficiente y de costo elevado, al

mismo tiempo que la capacidad de pago por el recurso es baja [107].

Reflexiones sobre la electrificación de Zonas No Interconectadas en Colombia

De acuerdo a lo expuesto en los capítulos anteriores, desde una perspectiva económica, la electrificación de las zonas no Interconectadas conlleva diversas oportunidades y desafíos. En primer lugar, el acceso a la electricidad impulsa el emprendimiento y el desarrollo de actividades productivas en estas áreas, generando nuevos negocios locales como tiendas, talleres o pequeñas empresas, lo que a su vez estimula el empleo y fomenta la actividad económica en la zona [108].

La electrificación de las ZNI también incrementa la productividad al proporcionar energía para el uso de maquinaria y equipos modernos en actividades agrícolas, de manufactura o comerciales [109]. Esto mejora los procesos de producción, reduce los costos operativos y facilita la adopción de tecnologías más eficientes, lo que aumenta la competitividad de las comunidades rurales.

Además, la electrificación de las ZNI diversifica las fuentes de ingresos de las comunidades. El acceso a la electricidad permite a las personas involucrarse en la producción de bienes y servicios que requieren energía, como la elaboración de productos artesanales, la prestación de servicios de reparación y mantenimiento, o la implementación de sistemas de refrigeración para la conservación de alimentos perecederos. Esto crea nuevas oportunidades económicas y contribuye al desarrollo sostenible de las comunidades rurales [109].

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la electrificación de las ZNI también plantea desafíos económicos. La instalación de tecnologías de electrificación renovable en áreas con baja densidad poblacional puede resultar costosa, lo que dificulta la viabilidad económica de estos proyectos. Además, en muchas zonas rurales, se requiere ampliar los servicios de infraestructura para integrar eficientemente la electricidad en la economía local, lo que implica inversiones adicionales en la construcción de redes de distribución como postes, transformadores y otros componentes necesarios para llevar la electricidad a las comunidades dispersas [110].

Además de los desafíos económicos, la electrificación de las ZNI también plantea consideraciones ambientales. Por un lado, las fuentes de energía renovable, como la solar, la eólica y la hidroeléctrica, contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la protección del medio ambiente. Al utilizar estas fuentes de energía limpia, se disminuye la dependencia de combustibles fósiles y se promueve un modelo energético más sostenible [111]. No obstante, es necesario considerar los impactos ambientales durante la construcción de infraestructuras para la electrificación, así como la gestión adecuada de los

Tabla 1. Proyectos de integración de generación solar fotovoltaica en las ZNI en Colombia.

Localidad	Departamento	Capacidad generación PV [kW]	Promedio horas de servicio	Número de usuarios	Tipo de generación adicional	Capacidad de otras tecnologías [kW]	Participación capacidad instalada PV [%]
Isla Fuerte	Bolívar	175	12 horas, 9 minutos	503	Generación diésel	400	30,40%
Isla Mucura	Bolívar	30	13 horas, 13 minutos	64	Generación diésel	124,8	19,40%
Isla Cruz Del Islote	Bolívar	67,5	13 horas, 9 minutos	161	Generación diésel	100	40,30%
San Francisco	Chocó	120	9 horas, 26 minutos	268	Generación diésel	224	34,90%
Titumate	Chocó	105	8 horas, 13 minutos	179	Generación diésel	367,8	22,20%
Unguia	Chocó	778,6	22 horas, 19 minutos	3094	Generación diésel	2200	26,10%
Barranco Minas	Guainía	120,32	16 horas, 22 minutos	429	Generación diésel	225	34,80%
Inírida	Guainía	2479	24 horas	6893	Generación diésel	9250	21,10%
Nazareth	Guajira	429,4	23 horas 50 minutos	700	Generación diésel	964	30,80%

Tabla 2. Proyectos de integración de pequeñas centrales hidroeléctricas en las ZNI en Colombia.

Localidad	Departamento	Capacidad generación PCH [kW]	Promedio horas de servicio	Número de usuarios	Tipo de generación adicional	Capacidad de otras tecnologías kW
Guacamayas	Caquetá	150	10 horas 20 minutos	300	Ninguna	0
Cúpica	Chocó	300	23 horas 38 minutos	336	Generación diésel	382
El Yucal	Chocó	18	23 horas 48 minutos	96	Generación diésel	32
Mutis	Chocó	1875	24 horas	2758	Generación diésel	2890
Mitu	Vaupés	2000	24 horas	16580	Generación diésel	6572
Palmar	Magdalena	300	22 horas, tres minutos	420	Ninguna	0

Fuente: Elaboración propia basada en los datos reportados al SUI y al IPSE a diciembre de 2022.

Tabla 3. Proyectos de integración de biomasa en las ZNI en Colombia.

Localidad	Departamento	Capacidad generación Biomasa [kW]	Promedio horas de servicio	Número de usuarios	Tipo de generación adicional	Capacidad de otras tecnologías kW	Participación capacidad instalada PCH [%]
Puerto Carreño	Vichada	8980	23 horas 58 minutos	5922	Generación diésel	8205	52,30%

Fuente: Elaboración propia basada en los datos reportados al SUI y al IPSE a diciembre de 2022.

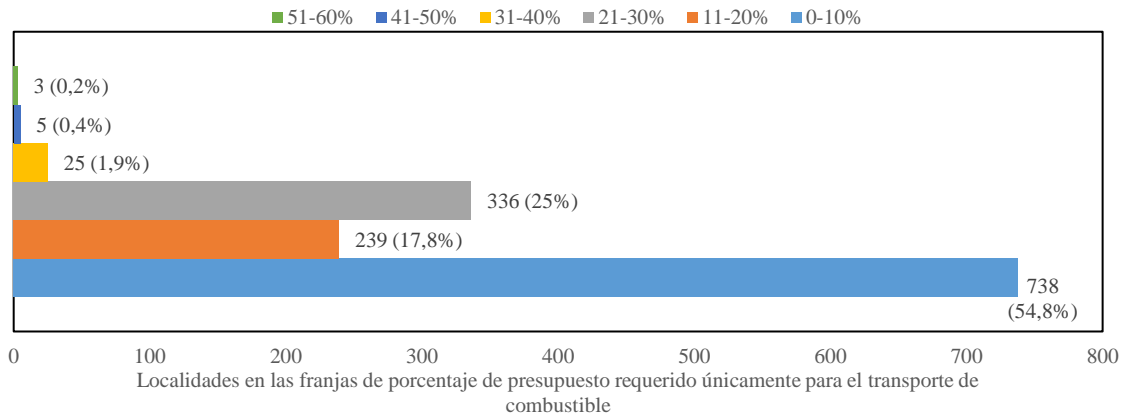


Figura 3. Porcentaje del presupuesto total usado para la generación de energía en cada localidad utilizada únicamente en transporte del combustible Fuente: Elaboración propia basada en los datos reportados al SUI

residuos generados por las tecnologías de generación eléctrica.

Además, en zonas rurales y de difícil acceso, la implementación de proyectos de electrificación puede requerir la apertura de caminos o la modificación del entorno natural, lo que plantea desafíos en términos de conservación y preservación de áreas naturales [110].

En el caso de Colombia, dada su ubicación en el eje ecuatorial, cuenta con características climáticas privilegiadas, como temperaturas constantes durante todo el año, lo cual favorece el uso de la radiación solar como método de obtención de energía [112]. También se reconoce al viento como una parte importante de la matriz de energías renovables que se busca desarrollar en el país, la energía eólica se presenta como una opción, especialmente en la costa atlántica, donde existen problemas de generación y suministro de electricidad [111]. Finalmente, debido a su geografía, la hidroelectricidad es un potencial energético disponible en la mayoría de los departamentos del país pues las diferencias de altura y los caudales de los ríos que atraviesan los diferentes municipios hacen a gran parte de ellos aptos para ser utilizados como recurso primario de generación de energía hidroeléctrica [29].

Finalmente, la electrificación de las ZNI tiene un impacto significativo en la vida de las comunidades locales. El acceso a la electricidad mejora las condiciones de vida, proporcionando iluminación en los hogares durante la noche y mejorando la seguridad. Además, facilita la comunicación y el contacto con el mundo exterior. En términos de salud, la electricidad permite el uso de equipos médicos y la refrigeración de medicamentos, mejorando la atención médica en estas áreas. En el ámbito educativo, la electricidad en las escuelas rurales posibilita el uso de recursos en línea, lo que facilita el aprendizaje de los estudiantes [13], [113]. Finalmente, es fundamental asegurarse de incluir a todas las comunidades en el proceso de electrificación y tener en cuenta sus necesidades. La participación de las personas en

la toma de decisiones es crucial para garantizar beneficios equitativos para todos [97].

5. Conclusiones

Con la revisión de los proyectos internacionales aquí presentados se observa que la integración de métodos de generación a partir de fuentes no convencionales mediante el aprovechamiento de los potenciales energéticos presentes en áreas rurales o remotas representa una opción viable como solución sostenible para la energización de áreas rurales o aisladas.

Las experiencias internacionales de implementación de tecnologías de generación renovable hacen evidente la necesidad de invertir en la modernización de las redes locales de distribución y su infraestructura para garantizar el aprovechamiento de recursos y un suministro continuo de electricidad. Además, se observa que es necesario el trabajo en conjunto con las comunidades, conocer la realidad sociocultural y el contexto local en el proceso de electrificación para que las soluciones de electrificación sean sostenibles en el tiempo.

La implementación de políticas para incentivar y apoyar la generación de fuentes renovables locales es fundamental para ampliar la utilización de fuentes de generación local y suplir necesidades de energización en ZNI, además se evidencia en experiencias de algunos países la necesidad de realizar control y seguimiento de estos proyectos, para evitar exceder el uso de estas fuentes de generación y causar un impacto negativo para el medioambiente y población local.

El acceso a la electricidad es vital para impulsar el desarrollo económico en las ZNI. La electrificación rural se presenta como un factor clave para mejorar la calidad de vida y el progreso de estas poblaciones. El estado del arte respalda la idea de que las fuentes de generación renovable en sitio son una solución viable para lograr la energización rural de manera sostenible respetando al medio ambiente. Esto no solo satisface una necesidad universal, sino que también

contribuye a la transición energética hacia un futuro sostenible.

6. Agradecimientos

La escritura de este artículo fue realizada en el marco del proyecto de código Hermes 59352 titulado “Identificación de criterios técnicos y económicos para el establecimiento de metodologías de electrificación sostenible en la Zona No Interconectada colombiana” perteneciente a la convocatoria “CONVOCATORIA PARA EL APOYO A LOS SEMILLEROS DE INVESTIGACIÓN, CREACIÓN, O INNOVACIÓN DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA SEDE MANIZALES – 2023” con la modalidad “Apoyo a semilleros de investigación, creación, o innovación de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura.” a partir del trabajo del Semillero en Electrificación Sostenible (ID: 3661) adscrito al grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy - E3P.

Referencias

- [1] S. C. Bhattacharyya and D. Palit, Mini-Grids for Rural Electrification of Developing Countries. in *Green Energy and Technology*. Cham: Springer International Publishing, 2014. doi: 10.1007/978-3-319-04816-1.
- [2] REN21, Renewables 2022 Global Status Report Germany Factsheet. 2022. [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Fact_Sheet_Germany.pdf
- [3] IEA, IRENA, United Nations Statistics Division, The World Bank, and World Health Organization, “Tracking SDG7 - The energy progress report,” 2022. Accessed: Oct. 05, 2022. [Online]. Available: https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/sdg7-report2022-full_report.pdf
- [4] ONU, “Informe mundial sobre desarrollo sostenible 2019,” 2019.
- [5] IEA, “SDG7: Data and Projections,” Paris, 2022. Accessed: Oct. 05, 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections>
- [6] D. López-García, “Caracterización de un esquema remunerativo para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de frecuencia en el mercado eléctrico colombiano,” Universidad Nacional de Colombia, 2019. Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/76690>
- [7] A. López-González, L. Ferrer-Martí, and B. Domenech, “Sustainable rural electrification planning in developing countries: A proposal for electrification of isolated communities of Venezuela,” *Energy Policy*, vol. 129, pp. 327–338, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.02.041.
- [8] OLADE, Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe, and BID, “Panorama energético de América Latina y el Caribe,” 2021. Accessed: Oct. 05, 2022. [Online]. Available: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0442a.pdf>
- [9] A. Banal-Estañol, J. Calzada, and J. Jordana, “How to achieve full electrification: Lessons from Latin America,” *Energy Policy*, vol. 108, pp. 55–69, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.05.036.
- [10] International Energy Agency - IEA, “Energy for All: Financing access for the poor (Special early excerpt of the World Energy Outlook 2011),” *World Energy Outlook 2011*, 2011. http://www.iea.org/media/weowebiste/energydevelopment/weo2011_energy_for_all-1.pdf (accessed Jan. 30, 2020).
- [11] S. C. Bhattacharyya, “Energy access programmes and sustainable development: A critical review and analysis,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 16, no. 3, pp. 260–271, Sep. 2012, doi: 10.1016/j.esd.2012.05.002.
- [12] A. Arango-Manrique, “Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado,” 2017. Accessed: Oct. 09, 2022. [Online]. Available: https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60939?locale-attribute=pt_BR
- [13] D. López García, J. D. Beltrán Gallego, and S. X. Carvajal Quintero, “Proposing Dynamic Pricing as an Alternative to Improve Technical and Economic Conditions in Rural Electrification: A Case Study from Colombia,” *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 10, May 2023, doi: 10.3390/su15107985.
- [14] A. López-González, B. Domenech, and L. Ferrer-Martí, “Sustainability and design assessment of rural hybrid microgrids in Venezuela,” *Energy*, vol. 159, pp. 229–242, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.06.165.
- [15] I. A. Adejumo, O. I. Adebisi, and S. A. Oyejide, “Developing Small Hydropower Potentials for Rural Electrification,” *International Journal of Research and Reviews in Applied Sciences*, vol. 17, no. 1, 2013, Accessed: Jun. 17, 2023. [Online]. Available: https://www.arpapress.com/Volumes/Vol17Issue1/IJRRAS_17_1_12.pdf
- [16] C. Liao and D. Fei, “Poverty reduction through photovoltaic-based development intervention in China: Potentials and constraints,” *World Dev.*, vol. 122, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1016/j.worlddev.2019.04.017.
- [17] N. Waseem and S. Kota, “Sustainability Definitions—An Analysis,” 2017, pp. 361–371. doi: 10.1007/978-981-10-3521-0_31.
- [18] R. Kemp and P. Martens, “Sustainable development: how to manage something that is subjective and never can be achieved?,” *Sustainability: Science, Practice and Policy*, vol. 3, no. 2, pp. 5–14, Oct. 2007, doi: 10.1080/15487733.2007.11907997.
- [19] P. K. Virtanen, L. Siragusa, and H. Guttorm, “Introduction: toward more inclusive definitions of sustainability,” *Curr Opin Environ Sustain*, vol. 43, pp. 77–82, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.cosust.2020.04.003.
- [20] Philip Sutton, “A Perspective on environmental sustainability?,” 2004.
- [21] C. A. Ruggerio, “Sustainability and sustainable development: A review of principles and definitions,” *Science of The Total Environment*, vol. 786, p. 147481, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.scitotenv.2021.147481.
- [22] D. Ross, “Social Sustainability,” in *Dictionary of Corporate Social Responsibility*, S. O. Idowu, N. Capaldi, M. S. Fifka, L. Zu, and R. Schmidpeter, Eds., Cham: Springer International Publishing, 2015. doi: 10.1007/978-3-319-10536-9.
- [23] S. Pfahl, “Institutional sustainability,” *Int. J. Sustainable Development*, vol. 8, no. 2, pp. 80–96, 2005, Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.inderscience.com/info/inarticle.php?artid=7376>

- [24] E. Iliskog, "Indicators for assessment of rural electrification—An approach for the comparison of apples and pears," *Energy Policy*, vol. 36, no. 7, pp. 2665–2673, Jul. 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.023.
- [25] J. Peters, "Evaluating Rural Electrification Projects," *Ruhr Economic Papers*, vol. 136, 2009, Accessed: Feb. 28, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/45137628_Evaluating_Rural_Electrification_Projects_-_Methodological_Approaches
- [26] E. E. Gaona, C. L. Trujillo, and J. A. Guacaneme, "Rural microgrids and its potential application in Colombia," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.04.176.
- [27] C. Liao, J. T. Erbaugh, A. C. Kelly, and A. Agrawal, "Clean energy transitions and human well-being outcomes in Lower and Middle Income Countries: A systematic review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, no. April, p. 111063, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111063.
- [28] S. Dudhani, A. K. Sinha, and S. S. Inamdar, "Assessment of small hydropower potential using remote sensing data for sustainable development in India," *Energy Policy*, vol. 34, no. 17, pp. 3195–3205, Nov. 2006, doi: 10.1016/j.enpol.2005.06.011.
- [29] Gobierno de Colombia, UPME, IGAC, Colciencias, and IDEAM, *Atlas del potencial hidroenergético en Colombia*, 1st ed., vol. 1. 2015. Accessed: Jun. 24, 2023. [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/Energia_electrica/Atlas/Atlas_p1-24.pdf
- [30] W. J. Klunne, "Small hydropower in Southern Africa – an overview of five countries in the region," in *Council for Scientific & Industrial Research*, Pretoria, South Africa, 2013. Accessed: Jun. 19, 2023. [Online]. Available: http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1021-447X2013000300003
- [31] O. S. Ohunakin, S. J. Ojolo, and O. O. Ajayi, "Small hydropower (SHP) development in Nigeria: An assessment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 2006–2013, May 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.01.003.
- [32] W. S. Ebhota and F. L. Inambao, "Facilitating greater energy access in rural and remote areas of sub-Saharan Africa: Small hydropower," *Energy & Environment*, vol. 28, no. 3, pp. 316–329, May 2017, doi: 10.1177/0958305X16686448.
- [33] A. Y. Hatata, M. M. El-Saadawi, and S. Saad, "A feasibility study of small hydro power for selected locations in Egypt," *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 300–313, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.04.013.
- [34] F. E. Sierra Vargas, A. F. Sierra Alarcón, and C. A. Guerrero Fajardo, "Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica," *Informador Técnico*, vol. 75, Dec. 2011, doi: 10.23850/22565035.22.
- [35] L. Zhang, M. Pang, A. S. Bahaj, Y. Yang, and C. Wang, "Small hydropower development in China: Growing challenges and transition strategy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, p. 110653, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110653.
- [36] D. K. Okot, "Review of small hydropower technology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 26, pp. 515–520, Oct. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.05.006.
- [37] D. López García, J. D. Beltrán Gallego, and S. X. Carvajal Quintero, "Proposing Dynamic Pricing as an Alternative to Improve Technical and Economic Conditions in Rural Electrification: A Case Study from Colombia," *Sustainability*, vol. 15, no. 10, p. 7985, May 2023, doi: 10.3390/su15107985.
- [38] R. Ortiz Florez, *Pequeñas Centrales hidroeléctricas*, vol. 1. 2011.
- [39] T. Hennig, W. Wang, Y. Feng, X. Ou, and D. He, "Review of Yunnan's hydropower development. Comparing small and large hydropower projects regarding their environmental implications and socio-economic consequences," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 585–595, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.07.023.
- [40] T. Hennig and T. Harlan, "Shades of green energy: Geographies of small hydropower in Yunnan, China and the challenges of over-development," *Global Environmental Change*, vol. 49, pp. 116–128, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.gloenvcha.2017.10.010.
- [41] K. Kaygusuz, "Small hydropower potential and utilization in Turkey," *Journal of Engineering Research and Applied Science*, vol. 7, no. 1, pp. 791–798, 2018, Accessed: Jul. 03, 2023. [Online]. Available: <http://www.journaleras.com/index.php/jeras/article/view/110>
- [42] D. E. Bedoya Bedoya, "Estudio del Control de Tensión en Sistemas de Distribución en Colombia con Presencia de Generación Solar Fotovoltaica," *Universidad Nacional de Colombia*, 2019.
- [43] S. Baurzhan and G. P. Jenkins, "Off-grid solar PV: Is it an affordable or appropriate solution for rural electrification in Sub-Saharan African countries?," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1405–1418, Jul. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.03.016.
- [44] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt, "Topologies for large scale photovoltaic power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 309–319, Jun. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.362.
- [45] A. Rodríguez Zabala, D. López-García, S. X. Carvajal-Quintero, and A. Arango Manrique, "A Comprehensive Review of Sustainability in Isolated Colombian Microgrids," *Tecnura*, vol. 25, no. 70, pp. 126–145, Oct. 2021, doi: 10.14483/22487638.18619.
- [46] P. Díaz, R. Peña, J. Muñoz, C. A. Arias, and D. Sandoval, "Field analysis of solar PV-based collective systems for rural electrification," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 2509–2516, May 2011, doi: 10.1016/j.energy.2011.01.043.
- [47] M. N. Uddin, M. M. Biswas, and S. Nuruddin, "Techno-economic impacts of floating PV power generation for remote coastal regions," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 51, p. 101930, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2021.101930.
- [48] Y. T. Wassie and M. S. Adaramola, "Socio-economic and environmental impacts of rural electrification with Solar Photovoltaic systems: Evidence from southern Ethiopia," *Energy for Sustainable Development*, vol. 60, pp. 52–66, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.esd.2020.12.002.
- [49] N. AL-Rousan, N. A. M. Isa, and M. K. M. Desa, "Advances in solar photovoltaic tracking systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, Elsevier Ltd, pp. 2548–2569, Feb. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.077.
- [50] S. Sindhu, V. Nehra, and S. Luthra, "Identification and analysis of barriers in implementation of solar energy in Indian rural sector using integrated ISM and fuzzy MICMAC approach," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 70–88, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.033.
- [51] A. A. Eras-Almeida, T. Vázquez-Hernández, M. J. Hurtado-Moncada, and M. A. Egado-Aguilera, "A Comprehensive Evaluation of Off-Grid Photovoltaic Experiences in Non-Interconnected Zones of Colombia: Integrating a Sustainable

- Perspective,” *Energies* (Basel), vol. 16, no. 5, p. 2292, Feb. 2023, doi: 10.3390/en16052292.
- [52] S. Feron, “Sustainability of Off-Grid Photovoltaic Systems for Rural Electrification in Developing Countries: A Review,” *Sustainability*, vol. 8, no. 12, p. 1326, Dec. 2016, doi: 10.3390/su8121326.
- [53] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology, 2009. doi: 10.1049/PBRN006E.
- [54] A. Kumar, A. R. Singh, Y. Deng, X. He, P. Kumar, and R. C. Bansal, “A Novel Methodological Framework for the Design of Sustainable Rural Microgrid for Developing Nations,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 24925–24951, 2018, doi: 10.1109/ACCESS.2018.2832460.
- [55] E. Mulenga, A. Kabanshi, H. Mupeta, M. Ndiaye, E. Nyirenda, and K. Mulenga, “Techno-economic analysis of off-grid PV-Diesel power generation system for rural electrification: A case study of Chilubi district in Zambia,” *Renew Energy*, vol. 203, pp. 601–611, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.12.112.
- [56] E. I. C. Zebra, H. J. van der Windt, B. Olubayo, G. Nhumaio, and A. P. C. Faaij, “Scaling up the electricity access and addressing best strategies for a sustainable operation of an existing solar PV mini-grid: A case study of Mavumira village in Mozambique,” *Energy for Sustainable Development*, vol. 72, pp. 58–82, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.esd.2022.11.012.
- [57] R. Hidalgo-Leon et al., “Feasibility Study for Off-Grid Hybrid Power Systems Considering an Energy Efficiency Initiative for an Island in Ecuador,” *Energies* (Basel), vol. 15, no. 5, p. 1776, Feb. 2022, doi: 10.3390/en15051776.
- [58] A. J. Njoh, S. Etta, I. B. Ngyah-Etchutambe, L. E. D. Enomah, H. T. Tabrey, and U. Essia, “Opportunities and challenges to rural renewable energy projects in Africa: Lessons from the Esaghem Village, Cameroon solar electrification project,” *Renew Energy*, vol. 131, pp. 1013–1021, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.092.
- [59] M. Guo, W. Song, and J. Buhain, “Bioenergy and biofuels: History, status, and perspective,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 712–725, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.013.
- [60] S. Heidenreich and P. U. Foscolo, “New concepts in biomass gasification,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 46, pp. 72–95, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.pecs.2014.06.002.
- [61] Y. Martínez-Ruiz, D. F. Manotas-Duque, J. C. Osorio-Gómez, and H. Ramírez-Malule, “Evaluation of Energy Potential from Coffee Pulp in a Hydrothermal Power Market through System Dynamics: The Case of Colombia,” *Sustainability*, vol. 14, no. 10, p. 5884, May 2022, doi: 10.3390/su14105884.
- [62] S. R. Paudel, S. P. Banjara, O. K. Choi, K. Y. Park, Y. M. Kim, and J. W. Lee, “Pretreatment of agricultural biomass for anaerobic digestion: Current state and challenges,” *Bioresour Technol*, vol. 245, pp. 1194–1205, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.biortech.2017.08.182.
- [63] F. Serna, L. Barrera, and H. Montiel, “Impacto Social y Económico en el uso de Biocombustibles,” *Journal of technology management & innovation*, vol. 6, no. 1, pp. 100–114, 2011, doi: 10.4067/S0718-27242011000100009.
- [64] M. V. Rodionova et al., “Biofuel production: Challenges and opportunities,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 12, pp. 8450–8461, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.11.125.
- [65] N. Ayala-Ruiz, D. H. Malagón-Romero, and H. A. Milquez-Sanabria, “Exergoeconomic evaluation of a banana waste pyrolysis plant for biofuel production,” *J Clean Prod*, vol. 359, p. 132108, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.132108.
- [66] S. Heidenreich and P. U. Foscolo, “New concepts in biomass gasification,” *Prog Energy Combust Sci*, vol. 46, pp. 72–95, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.pecs.2014.06.002.
- [67] M. Mohseni, S. F. Moosavian, and A. Hajinezhad, “Feasibility evaluation of an off-grid solar-biomass system for remote area electrification considering various economic factors,” *Energy Sci Eng*, vol. 10, no. 8, pp. 3091–3107, Aug. 2022, doi: 10.1002/ese3.1202.
- [68] M. Hiloidhari, D. Das, and D. C. Baruah, “Bioenergy potential from crop residue biomass in India,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 504–512, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.025.
- [69] Z. Liu, A. Quek, S. Kent Hoekman, and R. Balasubramanian, “Production of solid biochar fuel from waste biomass by hydrothermal carbonization,” *Fuel*, vol. 103, pp. 943–949, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.fuel.2012.07.069.
- [70] J. D. Valladares Ochoa, “Obtención de carbón activado mediante carbonización hidrotermal a partir de biomasa residual,” *Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador*, 2020. Accessed: Jun. 24, 2023. [Online]. Available: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/22290/1/T-UC-0017-IQU-101.pdf>
- [71] R. J. Macías et al., “Evaluation of the performance of a solar photovoltaic - Biomass gasifier system as electricity supplier,” *Energy*, vol. 260, p. 125046, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.125046.
- [72] M. Mahdavi, F. Jurado, R. A. V. Ramos, and A. Awaifo, “Hybrid biomass, solar and wind electricity generation in rural areas of Fez-Meknes region in Morocco considering water consumption of animals and anaerobic digester,” *Appl Energy*, vol. 343, p. 121253, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121253.
- [73] A. Favero, A. Daigneault, B. Sohngen, and J. Baker, “A system-wide assessment of forest biomass production, markets, and carbon,” *GCB Bioenergy*, vol. 15, no. 2, pp. 154–165, Feb. 2023, doi: 10.1111/gcbb.13013.
- [74] Y. Hou, B. Yang, S. Zhang, Y. Qi, and X. Yu, “4E analysis of an integrated solar-biomass heating system: A case study in rural housing of northern China,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 53, p. 102794, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102794.
- [75] Y. Zhang and P. Wang, “Impact of a cold-village merger plan on the Investment Cost and Energy Utilization Ratio of Biomass Combined Heat and Power Plants,” *J Clean Prod*, vol. 255, p. 120346, May 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120346.
- [76] I. D. Cielo, M. C. P. Ribeiro, W. F. da Rocha Júnior, R. M. de S. Fragoso, and C. M. Schmidt, “Generation of Renewable Energy (Biogas) in the Western Region of Paraná/Brazil—A Multicase Study from the Viewpoint of Contracts,” *Sustainability*, vol. 15, no. 2, p. 1458, Jan. 2023, doi: 10.3390/su15021458.
- [77] T. N. O. Mensah, A. S. Oyewo, and C. Breyer, “The role of biomass in sub-Saharan Africa’s fully renewable power sector – The case of Ghana,” *Renew Energy*, vol. 173, pp. 297–317, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.03.098.
- [78] G. Kaur et al., “Prospects of biogas and evaluation of unseen livestock based resource potential as distributed generation in India,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 13, no. 4, p. 101657, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.asej.2021.101657.
- [79] J. C. I. Rabetanetiarimanana, L. Ayagapin, D. Morau, and J. P. Praene, “Biomass-based scenario to achieve the electricity sustainability: the case of Reunion Island,” in *2022 7th International*

- Conference on Environment Friendly Energies and Applications (EFEA), IEEE, Dec. 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/EFEA56675.2022.10063740.
- [80] I. Giménez Zuriaga, “Retos del hidrógeno verde,” in *Economía aragonesa*, 2021, pp. 103–129.
- [81] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, “Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 850–866, May 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.112.
- [82] J. López Antoranz, “El hidrógeno verde en la Unión Europea: una vía necesaria para la transición energética,” *Revista Española de Desarrollo y Cooperación*, no. 48, pp. 13–33, Mar. 2022, doi: 10.5209/redc.81174.
- [83] M. A. Rosen and S. Koohi-Fayegh, “The prospects for hydrogen as an energy carrier: an overview of hydrogen energy and hydrogen energy systems,” *Energy Ecol Environ*, vol. 1, no. 1, pp. 10–29, Feb. 2016, doi: 10.1007/s40974-016-0005-z.
- [84] J. I. Linares Hurtado and B. Y. Moratilla Soria, *El hidrógeno y la energía*, 2nd ed. 2007.
- [85] M. Noussan, P. P. Raimondi, R. Scita, and M. Hafner, “The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective,” *Sustainability*, vol. 13, no. 1, p. 298, Dec. 2020, doi: 10.3390/su13010298.
- [86] A. Kovač, M. Paranos, and D. Marciuš, “Hydrogen in energy transition: A review,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 16, pp. 10016–10035, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.11.256.
- [87] J. A. Muñoz-Fernández, W. A. Beleño-Mendoza, and H. Díaz Consuegra, “Análisis del potencial del uso de hidrógeno verde para reducción de emisiones de carbono en Colombia,” *Revista Fuentes el Reventón Energético*, vol. 20, no. 1, Jun. 2022, doi: 10.18273/revfue.v20n1-2022006.
- [88] M. McPherson, N. Johnson, and M. Strubegger, “The role of electricity storage and hydrogen technologies in enabling global low-carbon energy transitions,” *Appl Energy*, vol. 216, pp. 649–661, Apr. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.02.110.
- [89] T. Khan, M. Waseem, M. Tahir, S. Liu, and M. Yu, “Autonomous hydrogen-based solar-powered energy system for rural electrification in Balochistan, Pakistan: An energy-economic feasibility analysis,” *Energy Convers Manag*, vol. 271, p. 116284, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116284.
- [90] B. Panahandeh, J. Bard, A. Outzourhit, and D. Zejli, “Simulation of PV-Wind-hybrid systems combined with hydrogen storage for rural electrification,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 36, no. 6, pp. 4185–4197, Mar. 2011, doi: 10.1016/j.ijhydene.2010.07.151.
- [91] C. J. Lizarazo Sandoval and D. G. Martínez Rojas, “Metodología para determinar el potencial de reemplazo de combustible Diesel por hidrógeno verde en Zonas No Interconectadas (ZNI) de Colombia,” *Universidad del Rosario*, 2023.
- [92] A. Asrari, A. Ghasemi, and M. H. Javidi, “Economic evaluation of hybrid renewable energy systems for rural electrification in Iran—A case study,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 3123–3130, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.052.
- [93] T. Khan, M. Waseem, M. Tahir, S. Liu, and M. Yu, “Autonomous hydrogen-based solar-powered energy system for rural electrification in Balochistan, Pakistan: An energy-economic feasibility analysis,” *Energy Convers Manag*, vol. 271, p. 116284, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116284.
- [94] M. A. V. Rad, R. Ghasempour, P. Rahdan, S. Mousavi, and M. Arastounia, “Techno-economic analysis of a hybrid power system based on the cost-effective hydrogen production method for rural electrification, a case study in Iran,” *Energy*, vol. 190, p. 116421, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116421.
- [95] T. R. Ayodele and J. L. Munda, “Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 33, pp. 17669–17687, Jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.077.
- [96] H. Dibaba, E. Vanadzina, G. Mendes, A. Pinomaa, and S. Honkapuro, “Business Model Design for Rural Off-the-Grid Electrification and Digitalization Concept,” in *International Conference on the European Energy Market, EEM, IEEE Computer Society*, Sep. 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221944.
- [97] A. Arango-Manrique, D. López-García, C. Arango-Lemoine, and S. X. Carvajal-Quintero, “Business Model Proposal for Energy Transition towards Operational and Economic Sustainability for Rural Electrification: Colombian Case,” *Sustainability*, vol. 13, no. 8, p. 4308, Apr. 2021, doi: 10.3390/su13084308.
- [98] IPSE, “Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas de Colombia,” 2014. [Online]. Available: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/742159/09C-SolucionesEnergeticasZNI-IPSE.pdf/2871b35d-eaf7-4787-b778-ee73b18dbc0e>.
- [99] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, “Zonas No Interconectadas - Diagnóstico de la prestación del servicio de energía eléctrica 2018,” 2018. Accessed: Aug. 16, 2019. [Online]. Available: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Publicaciones/Publicaciones/2018/Dic/diag_zni_2018_7122018.pdf
- [100] Gobierno de Colombia, Decreto 2274 de 1991. 1991.
- [101] IPSE, “Caracterización de las ZNI,” 2022.
- [102] L. C. M. Blasques and J. T. Pinho, “Metering systems and demand-side management models applied to hybrid renewable energy systems in micro-grid configuration,” *Energy Policy*, vol. 45, pp. 721–729, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.03.028.
- [103] IPSE, “Boletín mensual de localidades con telemetría - Junio 2022,” 2022.
- [104] A. R. López et al., “Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market,” *Renew Energy*, vol. 148, pp. 1266–1279, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.066.
- [105] UPME - Unidad de Planeación Minero Energética, “Plan Energético Nacional 2020-2050,” 2020.
- [106] UPME, “Plan Energético Nacional Colombia: Ideario Energético 2050,” p. 184, 2015, [Online]. Available: http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- [107] N. Gómez, “Energización de las ZNI de Colombia a partir de las energías solar y eólica,” *Universidad Javeriana*, p. 99, 2011.
- [108] J. Li, P. Liu, and Z. Li, “Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China,” *Energy*, vol. 208, p. 118387, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118387.
- [109] A. Bohórquez Niño, “Microturbina Pelton, una solución real de energía para zonas no interconectadas (ZNI),” *Revista colombiana de tecnologías de avanzada (RCTA)*, vol. 1, no. 31, pp. 72–76, 2020, Accessed: Jul. 03, 2023. [Online]. Available:

<https://ojs.unipamplona.edu.co/ojsviceinves/index.php/rcta/article/view/133>

[110] C. E. A. Moreno Mendoza and E. A. Jaimes López, “Estudio especializado del potencial energético de pequeñas centrales hídricas para la generación de energía en las zonas no interconectadas del país,” Unidades Tecnológicas de Santander, Bucaramanga, 2021. Accessed: Jul. 03, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/5201?show=full>

[111] D. Rodríguez-Urrego and L. Rodríguez-Urrego, “Photovoltaic energy in Colombia: Current status, inventory, policies and future prospects,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, pp. 160–170, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.065.

[112] IDEAM and UPME, “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia,” 2017. <https://www.andi.com.co/Uploads/RADIACION.compressed.pdf>

[113] F. Muñoz-Sarria and M. Bueno-López, “Metodología para la selección de tecnologías en proyectos de energización rural,” *Revista UIS Ingenierías*, vol. 21, no. 3, Sep. 2022, doi: 10.18273/revuin.v21n3-2022008.