

Diagnóstico y Propuesta de Modernización de la Energía en Zonas No Interconectadas: Caso Isla Fuerte, Bolívar

Diagnosis and Modernization Proposal for Energy in Non-Interconnected Zones: Case Study of Isla Fuerte, Bolívar

Breyner Reina Portocarrero^{1A}, Sandra Ximena Carvajal Quintero^{1B}, Dahiana López García^{1C}

¹Grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy (E3P), Semillero de Redes Inteligentes y Microrredes, Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, Correos: yerby0618@gmail.com y breinap@unal.edu.co^A, sxcarvajalq@unal.edu.co^B, dahlopezgar@unal.edu.co^C.

Recibido: 02/08/2023. Aceptado: 22/08/2023. Versión final: 19/09/2023

Resumen

Este artículo de investigación aborda el diagnóstico de la prestación del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas de Colombia, con un enfoque específico en el caso de Isla Fuerte, Bolívar. Mediante un análisis, se examinan las condiciones actuales de suministro energético en la región, destacando las limitaciones y desafíos que enfrenta. Se identifica la dependencia significativa de fuentes no renovables y se evalúa la viabilidad de integrar fuentes de energía sostenibles y limpias. A partir del diagnóstico, se propone una estrategia integral de modernización, diseñada para mejorar la eficiencia y la calidad del servicio energético en la isla. La propuesta se basa en la implementación de tecnologías renovables, como energía solar y eólica, y la optimización de infraestructuras existentes. Se busca proporcionar acceso confiable y asequible a energía para la comunidad local, reduciendo al mismo tiempo el impacto ambiental asociado con la generación y consumo energético. Este estudio aspira a contribuir al desarrollo sostenible de Isla Fuerte y aportar perspectivas valiosas para la mejora de la prestación del servicio de energía en otras Zonas No Interconectadas de Colombia.

Palabras clave: Zona no interconectada, sistema interconectado nacional, electrificación rural, densidad demográfica, telemetría, localidad, operador de red, Homer Pro, DIgSILENT, plataforma integral.

Abstract

This research article addresses the diagnosis of energy service provision in the Non-Interconnected Zones of Colombia, with a specific focus on the case of Isla Fuerte, Bolívar. Through a analysis, the current conditions of energy supply in the region are examined, highlighting the limitations and challenges it faces. The significant dependence on non-renewable sources is identified, and the feasibility of integrating sustainable and clean energy sources is evaluated. Based on the diagnosis, a comprehensive modernization strategy is proposed, designed to improve the efficiency and quality of the energy service on the island. The proposal is based on the implementation of renewable technologies,

Como citar: B. Reina Portocarrero, S. X. Carvajal Quintero, and D. López García, “Diagnóstico y Propuesta de Modernización de la Energía en Zonas No Interconectadas: Caso Isla Fuerte, Bolívar” in *XI Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica*, Valledupar: Universidad Nacional de Colombia, Nov. 2023. doi: <https://doi.org/10.15446/sicel.v11.110301>

such as solar and wind energy, and the optimization of existing infrastructure. The aim is to provide reliable and affordable access to energy for the local community while reducing the environmental impact associated with energy generation and consumption. This study aspires to contribute to the sustainable development of Isla Fuerte and provide valuable insights for improving energy service provision in other Non-Interconnected Zones of Colombia.

Keywords: Non-Interconnected Zone, National Interconnected System, Rural Electrification, Population Density, Telemetry, Locality, Grid Operator, Homer Pro, DIgSILENT, Comprehensive Platform.

1. Introducción

En la actualidad, la electrificación rural es un aspecto fundamental para mejorar la calidad de vida de las comunidades y uno de los principales desafíos que enfrenta el mundo, especialmente en las zonas más apartadas de los grandes centros urbanos, las cuales se denominan comúnmente como Zonas No Interconectadas (ZNI), donde la falta de acceso a la electricidad tiene consecuencias graves en relación al desarrollo social, económico, y daños ambientales irreversibles [1], lo que hace necesario impulsar políticas y proyectos que permitan llevar soluciones energéticas sostenibles a estas comunidades.

En Colombia, el gobierno nacional promueve e impulsa el desarrollo y la implementación de proyectos energéticos sostenibles en ZNI a través del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) [2] y, por medio del Sistema Único de Información (SUI), planean, vigilan y controlan la prestación de los servicios públicos domiciliarios [3]. El objetivo del gobierno es, implementar proyectos y establecer estrategias por medio de estas entidades, que permitan mejorar la calidad de vida y el desarrollo social de las comunidades aisladas, proporcionándoles los servicios básicos como la electricidad y el agua [2], [3][4]

En este artículo se realizará un análisis detallado de la prestación del servicio energético en las ZNI de Colombia, con el objetivo de dar a conocer el estado actual de la electrificación rural en el país e identificar las principales limitaciones y oportunidades [1]. Este análisis se enfocará en aspectos sociales, geográficos, técnicos y económicos a nivel municipal, visualizando un panorama completo y detallado de la situación en cada una de las ZNI [4].

Se realizará la implementación de una metodología compuesta por dos fases importantes: 1). Los aspectos técnicos de generación y distribución a través de softwares de simulación (Homer Pro y DIgSILENT) y 2). El análisis de las políticas sociales mediante una dinámica de sistemas [5]. En este artículo de investigación, se dan a conocer los resultados óptimos de las simulaciones en Homer Pro, para mejorar el sistema

de generación que sea técnica y económicamente viables, integrando la generación renovable de energía con fuentes no convencionales.

2. Caracterización

En Colombia, el servicio de energía eléctrica se suministra a través de dos tipos de sistemas el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN es la red principal que abarca la mayor parte del territorio del país y se compone de numerosas centrales de generación, líneas de transmisión y subestaciones que conectan diferentes regiones y permiten la transferencia eficiente de energía eléctrica a través de largas distancias, satisfaciendo la demanda de áreas urbanas e industriales [6]. Por otro lado, en las ZNI se usan fuentes de generación descentralizada, como paneles solares, turbinas eólicas, pequeñas centrales hidroeléctricas y principalmente generadores diésel [7], [8], [9]. En las ZNI, la generación y distribución de energía se gestionan localmente, adaptándose a las necesidades específicas de cada zona y promoviendo el acceso a la electricidad en áreas apartadas del país [2].

Las ZNI de Colombia son áreas geográficas del país que no están conectadas al SIN, compuestas por territorios con gran extensión geográfica y baja densidad demográfica, ubicadas principalmente en áreas perimetrales de difícil acceso del territorio nacional [7], donde predomina la falta de infraestructura básica de servicios públicos domiciliarios, pero ricas en biodiversidad y recursos naturales que se pueden aprovechar para un desarrollo de las comunidades [10].

En Colombia cerca del 4% de la población total sumergida en las pequeñas localidades enfrentan un acceso limitado o nulo al servicio de energía eléctrica [11], situación presentada principalmente por estar en zona no interconectada, por negligencia o abandono del Estado, por problemas sociales y de orden público durante muchos años, que obligan a las entidades gubernamentales y empresas a dejar de prestar este servicio [3] [4]. Además, los altos costos por prestación del servicio y los bajos recursos económicos de los

residentes, dificulta el pago del suministro con valor similar o mayor a los del SIN [12].

A continuación, se presenta un panorama general de la caracterización de las ZNI, partiendo de su porcentaje de ocupación del territorio nacional, clasificación de las localidades según los usuarios, la forma en que las entidades gubernamentales conocen el estado y los datos de la prestación de los servicios energéticos.

2.1. Información de la prestación del servicio energético en ZNI.

Las ZNI ocupan el 53% del territorio nacional, con un área de 1'141.748 km², distribuidas en 18 departamentos, incluyendo algunas de sus capitales como Inírida, Leticia, Puerto Carreño y Mitú, municipios los cuales por su amplia geografía tienen una densidad demográfica inferior a 1 habitante por km². En total se tienen 1715 localidades con aproximadamente 254.000 usuarios atendidos, 138 localidades (8%) cuentan con sistemas de telemetría para medición remota de las variables eléctricas (generación, demanda, consumo de energía, consumo de combustible diésel y el posterior envío de esta información hacia a un sistema de monitoreo centralizado. Las 1577 localidades restantes (92%) no cuentan con telemetría [2]; la mayoría de estas localidades se ubican en las zonas costeras del pacifico, más específicamente departamentos Cauca, Chocó, Valle del Cauca y Nariño, como muestra a continuación en la figura 1.

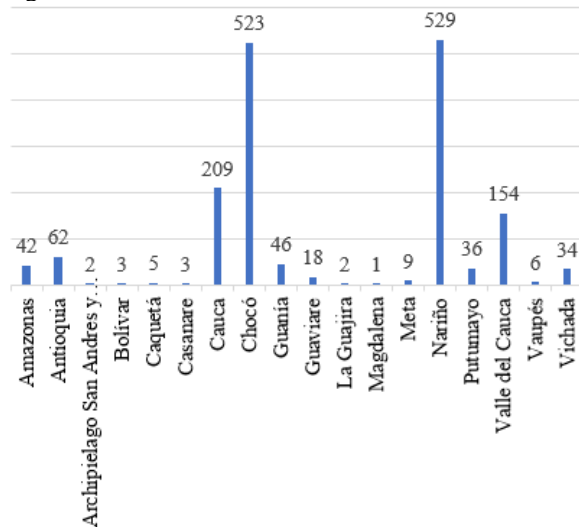


Figura 1. Numero de localidades por departamento. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para zonas no interconectadas (IPSE) y Sistema Único de Información (SUI).

Fuente: Elaboración propia.

La capacidad total instalada en las ZNI es de 312.911 kW, donde predomina la generación con diésel con una capacidad de 264.273 kW equivalente al 85% de la capacidad total, dejando solo el 15% generada con fuentes de energía renovable, para una capacidad de 48.638 kW [3]. Como se muestra en la siguiente figura 2.

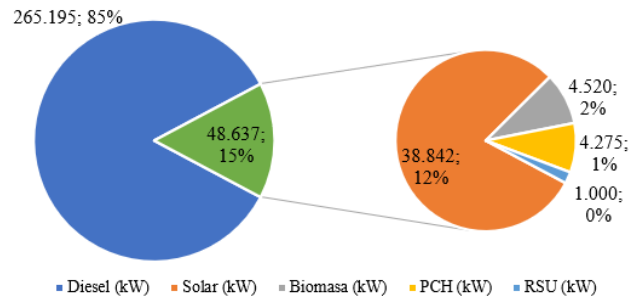


Figura 2. Capacidad de generación instalada en las zonas no interconectadas con las diferentes fuentes de generación. IPSE y SUI.

Fuente: Elaboración propia.

Para el mes de diciembre del año 2022, el abastecimiento de combustible diésel para las zonas no interconectadas fue de aproximadamente 1'430,000 galones, para suplir la demanda energética [2]. Teniendo en cuenta la cantidad de horas que se pueden ofrecer desde la lejanía o la dificultad en el acceso hasta estas ZNI [12]. Con el elevado costo por galón de Diésel para el abastecimiento de estas ZNI, se puede observar que en un solo mes se gasta una alta cantidad de dinero equivalente a 8.364 millones COP (2'012.000 US) aproximadamente, adicional los costos de transportes aumentan más de 1.268 millones COP (305.000 US) desde los puntos de acopio hasta las cabeceras municipales donde es distribuido a cada una de estas localidades aisladas [2].

Al estar aisladas o remotas estas localidades, la infraestructura eléctrica es uno de los principales retos que se tienen por la falta de medios de acceso a dichas localidades como lo son carreteras o vías de fácil acceso [3]. Además, las dificultades del terreno para instalación de las redes de distribución y las largas distancias entre los usuarios y las fuentes de generación [3], hacen que la construcción de infraestructura eléctrica en estas localidades sea costosa y por lo tanto se dificulta la prestación del servicio de energía eléctrica a la población con precios asequibles [12].

Para garantizar el acceso de este servicio el gobierno nacional a través de Ministerio de Minas y energías implementó en el artículo 7 del decreto 1623 de 2015, la expansión de la cobertura de energía eléctrica a usuarios de las localidades que no sean económicamente viables

de conectar al SIN, mediante soluciones aisladas centralizadas o individuales y microrredes construidas y operadas por el operador de red (OR) [10].

A pesar de las limitaciones de accesibilidad, constancia y elevado costo en el suministro de combustible, la solución más utilizada de generación de energía en estas zonas rurales aisladas es a base de diésel, donde se tiene aproximadamente un 91% de la capacidad de generación total [13]. Esto ha llevado al gobierno nacional y entes privados a buscar soluciones y sistemas de energía sostenibles adaptados a las necesidades particulares de cada comunidad que permitan un desarrollo social comunitario con mejores servicios de atención médica, educación, suministro de servicios básicos y comunicaciones, intentando cerrar esa brecha de desarrollo que hay entre las zonas rurales y urbanas [13], [5], [14].

2.2. Información y clasificación de localidades

Las entidades reguladoras de estas ZNI clasifican las localidades de 1 a 4 según la cantidad de usuarios que tenga [2] y a partir del análisis realizado de los datos obtenidos, se encontraron cuantas localidades son de cada tipo [2], [3], detalladas de la siguiente manera:

Tipo 1: Localidades con más de 300 usuarios y/o cabecera municipal [2]. Se encontraron 24 localidades de este tipo, donde todas cuentan con sistemas de telemetría y 19 de ellas son cabeceras municipales y 18 de ellas tienen servicio de entre 18 y 24 horas continuas [2].

Tipo 2: localidades entre 151 y 300 usuarios [6]. Se encontraron 114 localidades de este tipo que ninguna cuenta con sistemas de telemetría, donde 98 (86%) de estas tienen servicio de energía y de las otras 16 (14%) no se tiene información [2].

Tipo 3: Localidades entre 51 y 150 usuarios [6]. Las localidades de este tipo representan cerca de la mitad del total de las localidades de ZNI con un total de 876 sin sistemas de telemetría, se encontró que 700 (80%) de ellas tienen servicio de energía y de las restantes 176 (20%) no se tiene ningún tipo de información [2].

Tipo 4: Localidades con hasta 50 usuarios o menos [6]. Este tipo representan el segundo mayor número de localidades sin sistemas de telemetría 584, de las que 448 (77%) tienen servicio de energía y de las restantes 136 (33%) no se tiene ningún tipo de información de prestación del servicio [2].

Desde los datos obtenidos en las bases de datos del IPSE, se encontró que fuera de estos 4 tipos, hay 41 localidades que tienen sistema de telemetría, pero no están en ninguna de estas clasificaciones y 45 de no se tiene ningún tipo de información [2], lo que abre una puerta a investigar cuales son estas y por qué no están tipificadas.

2.3. Localidades con sistemas de telemetría

Las localidades con telemetría equivalen a aproximadamente un 8% (138) de las registradas y/o monitoreadas desde el IPSE y el SUI, las cuales se le hace el seguimiento a la prestación del suministro de energía eléctrica, mediante un sistema de telemetría o teledatada instalado cerca o en las unidades de generación, que permite la medición remota de la energía eléctrica, el estado de las redes eléctricas, la demanda de energía, patrones de consumo entre otros parámetros relevantes y el posterior envío de esta información hacia el Centro Nacional de Monitoreo, donde se realiza la toma de decisiones importantes para la prestación del servicio y la optimización de los recursos disponibles [2], [3]. Esto ha permitido una mejor planeación y gestión de la energía eléctrica, además de una detección temprana de las fallas [3].

Sin embargo, en algunas de las localidades más alejadas, estos sistemas de telemetría no han sido de gran ayuda, debido a que se encontró que hay un gran número de estas con sistemas de telemetría instalados, pero que por algún motivo no estaban conectados al pasar los reportes, por lo que se ha dificultado la detección de fallas en los equipos eléctricos y la reducción en el tiempo de corrección [2].

2.4. Localidades sin sistemas de telemetría

Son las localidades a las cuales se le hace el seguimiento a la prestación del suministro de energía eléctrica, mediante un contacto telefónico, correo electrónico u otros medios de comunicación digital (Contac Center), bajo la modalidad entrevistas o encuestas a los usuarios y operadores locales [2]. En otros casos para la recolección de datos energéticos en estas localidades usan métodos más robustos o tradicionales como la lectura manual periódica de medidores convencionales realizadas por personal capacitado, estimaciones y promedios en función de patrones históricos o promedios de consumo de energía cuando no se tienen lecturas periódicas, registros y reportes manuales con herramientas básicas simples como cuadernos o aplicaciones móviles [3], y en algunas localidades implementan sistemas prepagos donde los usuarios pueden comprar un saldo de energía anticipada.

3. Metodología

En investigaciones realizadas en ZNI, se determinó la importancia de los análisis técnicos basados en la prefactibilidad de la integración de fuentes de generación de energía alternativas [5], la eficiencia energética que permita disminuir la alta demanda de energía, costos de operación y las emisiones de gases de efecto invernadero [15], los modelos de negocio basados en la innovación de la prestación de servicios complementarios de control de tensión y frecuencia, que garanticen la operación sostenible, a partir de la reestructuración y definición de estrategias para satisfacer las necesidades de los usuarios [16], complementada con la sostenibilidad técnica y económica de la operación.

Adicional, se encontró que la alimentación y la agricultura depende estrechamente de la energía y el agua desde el momento de la siembra hasta el momento en que llega al usuario a través del mecanismo de la cadena de suministro. Esto pone de manifiesto que la energía, el agua y los alimentos están estrechamente relacionados y forman un nexo, para que busquen objetivos sostenibles para puedan lograrse juntos [17]. Debido a esto, los enfoques actuales para la gestión sostenible de los recursos hídricos, en el Nexo Agua-Energía-Alimentos (WEF Nexus), tienen como un desafío importante, el objetivo de apoyar el desarrollo económico y asegurar la disponibilidad de estos servicios básicos sin agotar los recursos naturales en las comunidades aisladas [18].

El acceso a la electricidad está fuertemente relacionado con el desarrollo socioeconómico y las políticas para promover la electrificación deben adoptar una visión más holística que considere las oportunidades que un mayor acceso puede proporcionar para actividades productivas, como la agricultura y el almacenamiento en frío, y otros usos domésticos y comunitarios, como la educación, la salud y el alumbrado público [15].

A partir de las investigaciones ya mencionadas y con el fin de obtener una visión y mejor desarrollo de esta investigación, se propone una metodología de basada en dos fases: I) El análisis de los aspectos técnicos de la prestación del servicio energético actual, evaluación de prefactibilidad de conexión de nueva capacidad de generación o mejoramiento de la actual a través de modelos simulados en programas de diseño especializados y, II) Elaboración de un modelo en dinámica de sistemas enfocado al análisis de las políticas de desarrollo de manera integral [5].

Fase I: En primer lugar, se simulan las unidades de generación que se tiene en la localidad, considerando los costos de mantenimiento, operación, reemplazo de los equipos, costos de combustible y la capacidad de recursos renovables (hídrico, solar y/o eólico) presentes en la isla mediante el software Homer Pro [5]. Lo que hace posible la realización de una evaluación técnico-económica para analizar la prefactibilidad con una nueva capacidad de generación, proporcionando resultados de desempeño eléctrico y económico de varios escenarios posibles a largo plazo, desde el menos sostenibles hasta el más adecuado. En segundo lugar, con los resultados que se obtengan de Homer Pro se realizará una simulación con el programa DIGSILENT PowerFactory, un análisis técnico de continuidad y estabilidad de la red con esos cambios para identificar el comportamiento o posibles fallas presentes en la red con la carga máxima demandada por los usuarios [5].

A raíz de los resultados de estos análisis técnicos, se propondrá una estrategia de modernización que considere el uso de fuentes de energía renovable, tecnologías eficientes y soluciones innovadoras para garantizar un suministro energético confiable y sostenible. Al mismo tiempo, se explorarán medidas para mejorar la disponibilidad y calidad del agua, así como la promoción de prácticas agrícolas sostenibles que contribuyan a una mayor seguridad alimentaria. La integración de estos tres aspectos claves permitirá impulsar un desarrollo integral, mejorando la calidad de vida de las comunidades y promoviendo un equilibrio sostenible entre la energía, el agua y la producción de alimentos [19].

Fase II: Se usarán los modelos de Dinámica de Sistemas (DS), para analizar los impactos de la implementación de diferentes políticas en el sistema a estudiar, considerando el impacto en diferentes horizontes de tiempo, como se explica en [5]. Mediante la DS, es posible examinar comportamientos complejos y contraintuitivos en sistemas sociales y técnicos en diversas disciplinas, como en el campo de la energía, identificando las variables clave que influyen en el sistema de interés, estableciendo las relaciones causales entre ellas, definiendo las ecuaciones matemáticas que describen el comportamiento dinámico de cada variable y especifican los parámetros del modelo [5], [15]. Una vez desarrollado el modelo, se procede a la validación de su capacidad para representar el comportamiento del sistema real del caso de estudio, usando datos históricos o experimentales para su calibración y ajuste de parámetros, con simulaciones para evaluar diferentes escenarios y políticas que puedan afectar el sistema.

Se analizarán los resultados de las simulaciones y se interpretan en función de los objetivos, extrayendo las conclusiones y se formulan las recomendaciones basadas en los hallazgos del análisis de políticas. Se define el modelo a partir de un ciclo de balance y uno de refuerzo que integran los aspectos productivos y económicos [5].

Aplicar estas dos fases ya culminadas proporciona la implementación de una plataforma versátil compuesta por varios módulos, que resulta adecuada para abordar de manera integral los aspectos técnicos eléctricos desde la generación hasta el usuario final [15] y los problemas dinámicos que involucran múltiples dimensiones temporales y retrasos en el desarrollo de proyectos [5]. La siguiente figura muestra las fases y desarrollo de la metodología propuesta.

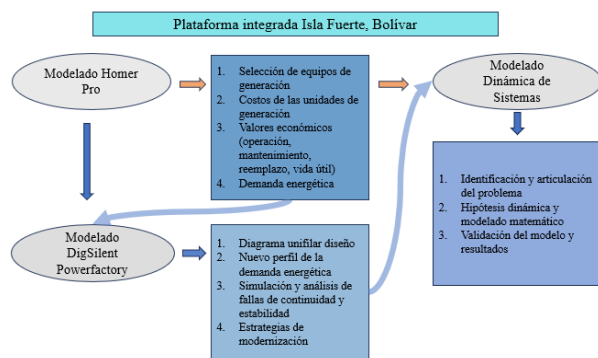


Figura 3. Modelo de plataforma integral para el buen desarrollo del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

4. Caso estudio: Isla Fuerte – Bolívar

Isla Fuerte, Bolívar, se toma como caso de estudio por sus características geográficas, necesidades energéticas, su condición de ZNI y la necesidad de mejorar la prestación del servicio de energía que proporcione un impacto socioeconómico positivo en el desarrollo social comunitario. Como área aislada, enfrenta desafíos particulares en términos de acceso a servicios básicos [14]. Estudiar esta localidad permitirá comprender los problemas específicos que enfrenta y desarrollar propuestas y soluciones adaptadas a sus necesidades particulares, que influyan en la elección de tecnologías y enfoques para la modernización del servicio de energía [5], [14], [20].

4.1. Descripción general

Isla Fuerte es una isla de tres kilómetros cuadrados de extensión territorial, perteneciente al municipio de Cartagena en el departamento de Bolívar, al sur del Golfo de Morrosquillo, localizada a 11 kilómetros del

continente, hace parte del Área Marina Protegida de Nuestra Señora del Rosario, el archipiélago de San Bernardo y Tortuguilla, ubicada muy cerca de Paso Nuevo - Montería, donde la mayoría de sus pobladores son afrodescendientes [21].



Figura 4. Isla Fuerte, Bolívar, puerto de arribo principal Fuente. Alcaldía de Cartagena.

Desde el año 2008 la isla cuenta con un sistema de energía híbrido que consiste en una planta solar fotovoltaica de 175 kW (pico) con un banco de almacenamiento de 432 baterías (3850 Ah) para provisión durante el día y dos plantas diésel de 400 kW cada una para proveer el servicio durante la noche a más de 500 usuarios residenciales, comerciales y oficiales [2], [3]. En la figura 5 a continuación, se muestra el diagrama unifilar de la generación

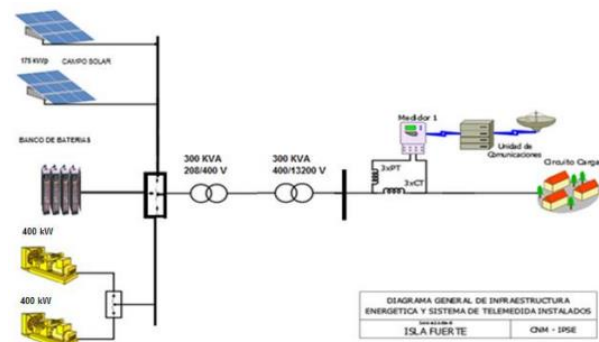


Figura 5. Diagrama unifilar de las fuentes de generación de Isla Fuerte – Bolívar.

Fuente: IPSE.

Sin embargo, el acceso a la electricidad durante el día es limitado a máximo 3 horas, porque el parque solar destinado para este proporcionar este servicio, no tiene capacidad para soportar la alta demanda de la población que aumento desde su instalación. Esto se pudo verificar en una visita a la isla donde se encontró que la eficiencia de los paneles se ha reducido a menos del 50% de su capacidad, por varios factores importantes como la falta de mantenimiento de los equipos tanto paneles como

baterías de almacenamiento. Adicional, en la visita realizada, se encontró que el banco de baterías tiene varias unidades de almacenamiento fuera de servicio, aproximadamente el 50%, por averías en sus terminales, y las baterías que aun funcionan solo almacenan el 30% de la energía que reciben, por lo que es insuficiente para proporcionar electricidad por más tiempo.

Para la prestación del servicio en horas de la noche se tienen las dos plantas diésel con capacidad individual de 400 kW que funcionan alternadas día por medio, con potencia suficiente para alimentar la demanda de la comunidad durante las horas de la noche a partir de las 6 de la tarde hasta las 6 de la mañana del día siguiente (12 horas) [2]. Cada una de estas unidades de generación en una noche común de operación entre semana de lunes a viernes sin alteraciones en la demanda, su consumo de combustible es de 160 galones, un promedio de menos de 14 galones de diésel por hora con un promedio aproximado de entrega de energía de 177 kWh [22].

En la gráfica 6 se presenta el consumo promedio de combustible de diésel por hora en un día de prestación del servicio [22] y en la tabla 1 se muestra la tarifa fija de costos por prestación del servicio de energía para cada tipo de usuarios y porcentaje de subsidio aplicado a esa tarifa para cada usuario por parte del gobierno nacional en Isla Fuerte – Bolívar [2].

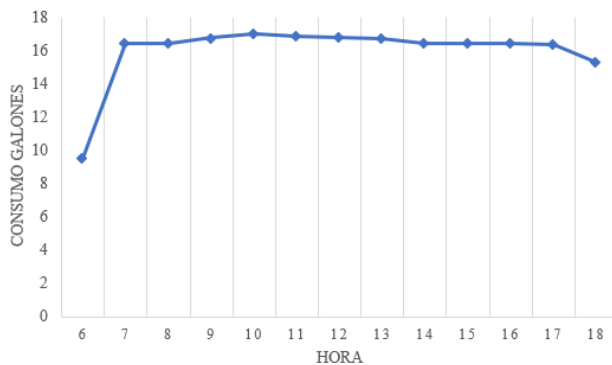


Figura 6. Consumo de combustible de una planta diésel por hora de operación. Bitácora de consumo plantas diésel, operador de red “Soling del Sinú”
Fuente: Elaboración propia

Tabla 1. Tarifa fija de costos y porcentaje de esa tarifa subsidiado. Sistema Único de Información (SUI), diciembre. 2022.

Tipo usuario	Cantidad de usuarios	Tarifa fija \$/kWh	% Subsidio
Residencial	427	323,06	80%
Comercial	72	798,12	40%
Oficial	4	798,12	40%

Fuente: Elaboración propia.

Esta comunidad enfrenta desafíos importantes en términos de desarrollo económico, social y ambiental, donde, la falta de acceso constante a la electricidad limita el crecimiento económico de la comunidad, ya que dificulta el almacenamiento o congelamiento de la producción de mariscos y frutas para luego vender en el mercado interno o externo de la isla, teniendo en cuenta que estas junto al turismo son las principales fuentes de su economía, lo que consecuentemente también limita la implementación de actividades productivas, la instalación de empresas y la generación de empleo, adicionando también el acceso limitado a otros servicios básicos que afectan la calidad de vida personas de las comunidades [15], [19] [23].

Estas razones han llevado al gobierno junto con entidades (públicas y privadas) a buscar soluciones que se puedan implementar, que contribuyan en el mejoramiento de la calidad de vida de esta comunidad desde la parte energética donde se puedan aprovechar los recursos naturales [24], presentes en la isla y medio ambiente, que conlleve a una facilidad de conservación de los alimentos producidos (cosecha y pesca) y la obtención de otro servicio básico importante como lo es el acceso al agua apta para el consumo y para los cultivos [15]. Esto con la implementación de soluciones energéticas sostenibles como microrredes y sistemas de generación distribuidas con proyectos de electrificación rural a través de fondos, programas gubernamentales e inversiones privadas para brindar acceso a la electricidad a estas localidades con el fin de mejorar sus condiciones de vida y promover su desarrollo integral [4], [14].

5. Resultados fase I simulaciones Homer Pro

Para la primera parte del desarrollo de la fase I de la metodología, se utilizó el software Homer Pro en su versión 3.16.2, para la evaluación técnica-económica del mejoramiento de la prestación del servicio de energía en Isla Fuerte, utilizando las dos fuentes de generación actuales (diésel y solar) con mejoras principalmente en la parte renovable aumentando su capacidad de generación y almacenamiento, obteniendo un mejor rendimiento enfocado en suplir la demanda máxima de la comunidad y proyectando un aumento en la misma. En la siguiente

figura 7, se muestra el esquema general del diseño de la microrred simulada en Homer Pro.

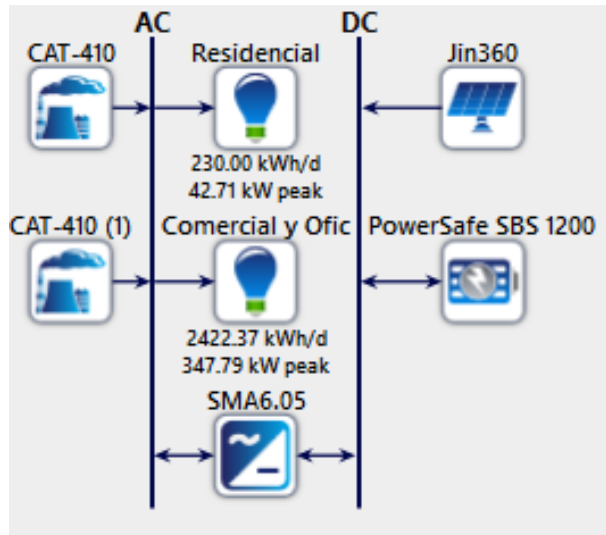


Figura 7. Esquema general de la Micro-Red simulada.
Fuente: Elaboración propia.

En las simulaciones se consideraron las dos unidades de generación diésel (410 kW c/u), la carga de la comunidad con demanda máxima residencial (230 kWh/d) para 427 usuarios y demanda máxima comercial u oficial (2422 kWh/d) para 76 usuarios, una instalación solar fotovoltaica con capacidad de generación de (400 kWp), un inversor DC/AC (6 kW) y un banco de baterías de 1200Ah. En la tabla 2, se relacionan los parámetros de capacidad, costo de inversión y reemplazos, entre otros importantes, usados para las simulaciones realizadas en Homer Pro.

Importante: Los valores y/o costos se muestran en pesos colombianos y su respectiva conversión a dólar. Se utilizó como referencia el precio del dólar de la tasa representativa del mercado T.R.M con valor de 4087,24 COP/USD para el mes de julio de 2023.

A continuación, se muestran los resultados de las simulaciones óptimas que se encontraron para la producción de la energía para suplir la demanda anual de la comunidad de 1'230.922 kWh/año a partir de las simulaciones:

Simulación óptima número 1: Generación del sistema fotovoltaico con almacenamiento y una planta diésel, con un costo de energía normalizado de 1.214 COP/kWh (0.30 USD/kWh). Esta simulación muestra que el total de los costos presentes netos (NPC) llegan a un valor aproximado de \$15.300'000.000 COP (3'743.255,16 USD), lo que es el costo bajo en comparación con otras simulaciones donde la generación principal es el diésel.

Tabla 2. Parámetros usados para las simulaciones en Homer Pro.

Equipos	Parámetros	Valor (\$)
Generadores diésel 1 y 2	Capacidad (kW)	410,00
	Inversión (\$/USD)	125'000.000/30.583
	Reemplazo (\$/USD)	125'000.000/30.583
	O&M (\$/USD) /hora	100.000/25
	Vida útil (horas)	90.000,00
Módulos PV	Capacidad (kW)	400.00
	Inversión (\$/USD)	1.728'250.000/422.828,81
	Reemplazo (\$/USD)	1.728'250.000/422.828,81
	O&M ((\$/USD) /hora)	12.262,05/3
	Vida útil (años)	25,00
Inversor/con vertidor cargador	Capacidad (kW)	6,00
	Inversión (\$/USD)	44'220.000/10.818,74
	Reemplazos (\$/USD)	44'220.000/10.818,74
	O&M ((\$/USD) /hora)	3'600.000/880,77
	Vida útil (años)	15,00
	Eficiencia (%)	97,00
Batería	Capacidad (kW)	417,00
	Inversión (\$/USD)	109'380.000/26.760,60
	Reemplazo (\$/USD /hora)	109'380.000/26.760,60
	O&M ((\$/USD)	4'500.000/100,96
Vida útil (años)		15,00
Combustible	Costo del diésel ((\$/USD) /Lit)	2.850/0,70

Fuente: Elaboración propia

a). La generación solar con su inversor para entrega directa a la carga y almacenamiento en las baterías con capacidad nominal de 4.321 kWh de donde se puede usar hasta 3.025 kWh o capacidad de descarga hasta un 30%, para una producción de energía de 1'141.822 kWh/año, equivalente a 92,8 % de la demanda anual, funcionando como generación principal de energía.

En las siguientes tablas se muestran las características principales para un correcto funcionamiento de cada una de las 3 partes de este tipo de generación. Tabla 3 (características PV), tabla 4 (Banco de baterías), tabla 5 (Inversor/Convertidor), arrojadas de la simulación.

Tabla 3. Características de funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos.

PVs	Jinko Solar Co., Ltd.360JKM360M-72-V	Unidad
Capacidad nominal	737	kW
Salida media	130	kW
Salida media	3.128	kWh/d
Factor de capacidad	17,7	%
Producción total	1'141.822	kWh/año
Producción mínima	0	kW
Producción máxima	648	kW
Penetración PV	118	%
Horas de operación	4,38	hrs/año
Costo nivelado	388	\$/kWh

Fuente. Elaboración propia de la simulación.

Tabla 4. Características de funcionamiento del banco de baterías.

Almacenamiento	EnerSys PowerSafe SBS 1200	Unidad
Autonomía	27,4	hr
Rendimiento anual	315.291	kWh/año
Energía de entrada	319.465	kWh/año
Energía de salida	310.526	kWh/año
Costo medio de la energía	0	\$/kWh
Costo de desgaste de la batería	249	\$/kWh
Pérdidas	9.594	kWh/año
Agotamiento del almacenamiento	655	kWh/año

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5. Características de funcionamiento del inversor/convertidor.

Convertidor	Inversor	Unidad
Capacidad	283	kW
Salida media	103	kW
Salida mínima	0	kW
Salida máxima	264	kW
Factor de capacidad	36,2	%
Horas de operación	8.434	hrs/año
Energía de salida	898.613	kWh/año
Energía de entrada	926.405	kWh/año
Pérdidas	27.792	kWh/año

Fuente. Elaboración propia de la simulación.

b). Con el uso de uno o alternando dos generadores diésel para completar el 7,2 % de la demanda restante con una producción de energía de 89.100 kWh/año, teniendo un consumo de combustible de 0.346 L/kWh, aproximadamente 30.812 L/año, con un tiempo de operación de 843 horas/año, funcionando principalmente como respaldo de la generación solar después de la descarga de las baterías, con una eficiencia del 30%.

Tabla 6. Características de funcionamiento del generador diésel.

Generadores	CAT-410kW-60Hz-PP	Unidad
Horas de operación	843	hrs/año
Numero de arranques	329	arranque/año
Vida de operación	107	años
Factor de capacidad	2,48	%
Costo fijo de generación	135.521	\$/hr
Costo marginal de generación	663	\$/kWh
Producción eléctrica	89,1	kWh/año
Salida eléctrica media	106	kW
Salida eléctrica mínima	102	kW
Salida eléctrica máxima	246	kW
Consumo de combustible	30.812	L/año
Consumo específico de combustible	0,346	L/kWh
Entrada de energía del combustible	303,19	kWh/año
Eficiencia eléctrica	29,4	%

Fuente. Elaboración propia de la simulación.

En las tablas 7 y 8 se muestran los costos presentes netos durante la vida útil del proyecto (25 años) y en un año cualquiera.

Tabla 7. Costo presente neto total (NPC), simulación 1.

Costo total (Presento Neto)	Sistema
Inversión	\$6.530'671.144,24
Reemplazo	\$1.388'192.734,39
O&M	\$6.484'138.487,82
Combustible	\$1.141'446.000,34
Salvamento	-\$272'439.629,05
Total	\$15.272'008.737,74

Fuente: Elaboración Propia de la simulación.

Tabla 8. Costo presente neto anual (NPC), simulación 1.

Costo total (Anualizado)	Sistema
Capital	\$502'420.653,70
Reemplazo	\$106'797.094,15
O&M	\$498'840.781,57
Combustible	\$87'814.258,75
Salvamento	-\$20'959.453,25
Total	\$1.174'913.334,93

Fuente: Elaboración propia de la simulación.

Simulación óptima número 2: Generación con el sistema solar fotovoltaico completo para suplir el 100% de la demanda total con un costo normalizado de 1.104 COP/kWh (0.27 USD/kWh). Presenta unos costos presentes netos de \$13.527'710.000 COP (3'309.651,65 USD), es el costo más bajo de todas las simulaciones realizadas demostrando la economía con este tipo de generación. En las siguientes tablas se muestran las características principales de este tipo de generación. Tabla 9 (PV), tabla 10 (Banco de baterías), tabla 11 (Inversor/Convertidor), arrojadas de la simulación.

Tabla 9. Características de funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos.

PVs	Jinko Solar Co., Ltd.360JKM360M-72-V	Unidad
Capacidad nominal	797	kW
Salida media	141	kW
Salida media	3.384	kWh/d
Factor de capacidad	17,7	%
Producción total	1'235.113	kWh/año
Producción mínima	0	kW
Producción máxima	700	kW
Penetración PV	128	%
Horas de operación	4,38	hrs/año
Costo nivelado	388	\$/kWh

Fuente: Elaboración propia de la simulación.

Tabla 10. Características de funcionamiento del banco de baterías.

Almacenamiento	EnerSys PowerSafe SBS 1200	Unidad
Autonomía	33,0	hr
Rendimiento anual	321.584	kWh/año
Energía de entrada	325.954	kWh/año
Energía de salida	316.724	kWh/año
Costo medio de la energía	0	\$/kWh
Costo de desgaste de la batería	249	\$/kWh
Pérdidas	9.787	kWh/año
Agotamiento del almacenamiento	556	kWh/año

Fuente: Elaboración propia de la simulación.

Tabla 11. Características de funcionamiento del inversor/convertidor.

Convertidor	Inversor	Unidad
Capacidad	267	kW
Salida media	108	kW
Salida mínima	0	kW
Salida máxima	267	kW
Factor de capacidad	40,3	%
Horas de operación	8.545	hrs/año
Energía de salida	942.845	kWh/año
Energía de entrada	972.005	kWh/año
Pérdidas	29,16	kWh/año

Fuente: Elaboración propia de la simulación.

Es importante resaltar, que todas las configuraciones son técnica y económicamente viables para la implementación del proyecto para mejorar la prestación de este servicio vital para el desarrollo social. Sin embargo, el recurso solar es una fuente energética no gestionable, lo que implica que la operación de este sistema de generación como fuente principal, debe tener un respaldo de otra fuente, que para este caso se encuentra la generación diésel como fuente confiable. Por esto, se considera la simulación 1, como la configuración más viable y confiable para este proyecto de actualización y mejora de la prestación de energía en la isla.

La demanda de la isla se sobredimensiona, pensando en un crecimiento exponencial en la parte del turismo, en la implementación de equipos para el riego de los cultivos y bombeo de agua para uso de doméstico, directamente relacionado con los cambios que representan proyectos de agua, energía y alimentos (WEF).

6. Conclusiones

Este estudio proporciona una visión de la situación actual del servicio de energía en las Zonas No Interconectadas de Colombia, identificando diversos desafíos y oportunidades claves para abordar de manera integral los problemas energéticos que afectan estas zonas remotas y geográficamente aisladas. La propuesta de modernización de la generación de energía ofrece un camino hacia una prestación de servicios más confiable, sostenible y equitativa, con potencial para mejorar la calidad de vida de la comunidad y promover un desarrollo socioeconómico sostenible, donde se requiere la colaboración y el compromiso de diversos actores, desde el gobierno hasta las comunidades locales, para garantizar el éxito y la viabilidad de esta transformación energética en beneficio de todos.

La propuesta de modernización presentada en este artículo, para la implementación de fuentes de energía renovable, como la energía solar junto con tecnologías avanzadas de almacenamiento, permitirá reducir los costos operativos, de combustible y mantenimiento a lo largo de la vida útil del sistema eléctrico de una comunidad, mejorando la confiabilidad del suministro y avanzando hacia un sistema de energía más sostenible y resiliente, y, a la vez brindando oportunidades de mejora y beneficios potenciales de desarrollo económico local y generación de empleo.

Los resultados económicos obtenidos demuestran que la adopción de fuentes renovables en la modernización de los sistemas energéticos en las zonas aisladas junto con prácticas de eficiencia energética, son estrategias viables y beneficiosas desde el punto de vista económico e inclusión social.

El acercamiento del suministro eléctrico a las poblaciones alejadas de los centros urbanos no sólo mejora sus condiciones de salud y educación, sino que estos servicios se apoyan directamente en la disponibilidad y accesibilidad a la electricidad, provocando cambios en las formas de vida e incrementando las posibilidades y oportunidades de los individuos y los colectivos sociales.

La falta de infraestructura adecuada, la dependencia de fuentes de energía costosas y no renovables, así como las limitaciones en la capacidad de generación y distribución, son obstáculos fundamentales que deben abordarse para mejorar la calidad de vida de las comunidades locales.

Centrar los esfuerzos en la participación activa de las comunidades locales, entidades gubernamentales y los principales actores del sector eléctrico, es fundamental para el garantizar el éxito y sostenibilidad a largo plazo de proyectos de desarrollo social comunitario, principalmente los proyectos energéticos que son una parte fundamental en la erradicación de la pobreza a partir del desarrollo económico, eliminando la desigualdad energética entre los países desarrollados y en desarrollo, a través de la universalización eléctrica.

7. Referencias

- [1] V. F. Ssennono, J. M. Ntayi, F. Buyinza, F. Wasswa, S. M. Aarakit, and C. N. Mukiza, "Energy poverty in Uganda: Evidence from a multidimensional approach," *Energy Econ*, vol. 101, p. 105445, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105445.
- [2] IPSE, "Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas," Bogotá, DC. Colombia, Jun. 2023. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://ipse.gov.co/>
- [3] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, "Sistema Único de Información (SUI)," Bogotá, DC. Colombia, Jan. 2023. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: [Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios \(superservicios.gov.co\)](https://superservicios.gov.co)
- [4] K. Ubilla *et al.*, "Smart Microgrids as a Solution for Rural Electrification: Ensuring Long-Term Sustainability Through Cadastre and Business Models," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1310–1318, Oct. 2014, doi: 10.1109/TSTE.2014.2315651.
- [5] A. Rodríguez, "Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona No Interconectada de Colombia," *Eficiencia Energética*, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, 2022. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/81716>
- [6] C. Congreso, "Ley 143 de 1994," Bogotá, DC. Colombia, Jul. 1994. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=4631>
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Ley 855 de 2003. Se definen las Zonas No Interconectadas de Colombia.," Bogotá, DC. Colombia, Dec. 2003. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available:

- https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0855_2003.htm#1
- [8] Congreso de Colombia, “Ley 1715 de 2014,” Bogotá, DC. Colombia, May 2014. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>
- [9] Congreso de Colombia, “Ley 2099 de 2021,” Bogotá, DC. Colombia, Jul. 2021. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326#>
- [10] Presidencia de la República de Colombia, “Decreto 1623 de 2015 ,” Bogotá, DC. Colombia, Aug. 2015. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: Decreto 1623 de 2015 - Gestor Normativo - Función Pública (funcionpublica.gov.co)
- [11] M. Bueno-Lopez, P. Rodriguez-Sanchez, and M. Molinas, “Sustainable model for rural electrification projects in Non-Interconnected Areas in Colombia,” in *2019 IEEE Global Humanitarian Technology Conference (GHTC)*, IEEE, Oct. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/GHTC46095.2019.9033104.
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución 091 de 2007 CREG,” Bogotá, DC. Colombia, Oct. 2007. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: Alejandría - Resolución 91 de 2007 CREG
- [13] A. J. ', 'Diaz, A. E. ', 'XUÉ, G. D. ', & 'Llanos, J. A. ' 'Torres, “Soluciones Solares Fotovoltaicas Híbridas Implementadas En Zonas No Interconectadas de Colombia,” *Universidad Distrital “Francisco José de Caldas,”* 2021, Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: https://ipse.gov.co/documento_prensa/documento/documentos_de_%20investigacion/ART%C3%8DCULO%20SISTEMAS%20H%C3%8DBR DOS.pdf
- [14] E. E. G. L. S. G. L. L. I. Arboleda Guzmán, “Energía social y transición energética en Colombia. De las prácticas sociales a la gobernanza energética,” <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/83690>, Dec. 2022. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/83690> (accessed Sep. 14, 2023).
- [15] E. Garces, C. J. Franco, J. Tomei, and I. Dyner, “Sustainable electricity supply for small off-grid communities in Colombia: A system dynamics approach,” *Energy Policy*, vol. 172, p. 113314, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113314.
- [16] 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,” *Regulación y Mercados de Energía*, Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, Manizales, 2017. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/60939>
- [17] S. Thomas, S. S. Sahoo, G. Ajithkumar, S. Thomas, A. Rout, and S. K. Mahapatra, “Socio-economic and environmental analysis on solar thermal energy-based polygeneration system for rural livelihoods applications on an Island through interventions in the energy-water-food nexus,” *Energy Convers Manag*, vol. 270, p. 116235, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116235.
- [18] M. Rahmani, S. H. M. Jahromi, and H. H. Darvishi, “SD-DSS model of sustainable groundwater resources management using the water-food-energy security Nexus in Alborz Province,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 14, no. 1, p. 101812, Feb. 2023, doi: 10.1016/j.asej.2022.101812.
- [19] D. Borge-Diez, F. J. García-Moya, and E. Rosales-Asensio, “Comprehensive assessment of Gran Canaria water-energy-food nexus with GIS-based tool,” *J Clean Prod*, vol. 323, p. 129197, Nov. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.129197.
- [20] Organización de Naciones Unidas (ONU), “Objetivo 7 - Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos,” 2015. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/chronicle/article/objetivo-7-garantizar-el-acceso-una-energia-asequible-fiable-sostenible-y-moderna-para-todos>
- [21] Revista DC, “Isla Fuerte, Bolívar. Un destino ecoturístico del caribe.,” Cartagena, Mar. 2020. Accessed: Sep. 14, 2023. [Online]. Available: <https://revistadc.com/turismo/isla-fuerte-un-destino-ecoturistico-del-caribe/>
- [22] Soling del Sinú E.S.P. S.A.S, “Empresa de Servicios Públicos,” <https://soling-del-sinu.negocio.site/>, 2022. <https://soling-del-sinu.negocio.site/> (accessed Sep. 14, 2023).
- [23] Q. uz Zaman, Y. Zhao, S. Zaman, M. Alenezi, and N. Jehan, “Spatial evaluation of multidimensional energy poverty between farming and non-farming communities of agro-climatic zones of Pakistan,” *Energy Policy*, vol. 172, p. 113294, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2022.113294.

- [24] J. P. Viteri and F. Henao, “A human-centered approach to regional off-grid electrification budgeting: the Colombian case,” *Sustainability: Science, Practice and Policy*, vol. 19, no. 1, Dec. 2023, doi: 10.1080/15487733.2023.2217043.