



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE MICRORRED: SAN MARCOS DE LA SIERRA,
INTIBUCÁ**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

11741116 ALLAN SAIR MARTÍNEZ REYES

ASESOR METODOLÓGICO: ING. RAFAEL AGUILAR

ASESOR TEMÁTICO: ING. MARIO ZELAYA

CAMPUS TEGUCIGALPA; ABRIL, 2021

DEDICATORIA

A los miles de personas que hoy en día son víctimas de la brecha de electrificación. Para que en un futuro cercano puedan gozar de los múltiples beneficios de la energía eléctrica e impulsar su desarrollo humano.

A todas aquellas personas que mediante la academia e investigación utilizan herramientas tecnológicas para el servicio social y el bien común.

A mis padres por los valores inculcados y ser ese apoyo incondicional a lo largo de mi carrera universitaria, me debo a ustedes.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Danilo Martinez y Verónica Reyes por todos los sacrificios que han hecho para que yo pudiera gozar de los beneficios de la educación.

Por último, a todas y cada una de las personas que ayudaron a la consecución de este proyecto.

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad, la energía atómica: la voluntad.

-Albert Einstein

RESUMEN EJECUTIVO

El acceso a energía eléctrica es un factor trascendental para el desarrollo de las personas. La conectividad con la red principal resulta un desafío principalmente en comunidades remotas. La presente investigación fue elaborada bajo el objetivo de plantear la solución óptima de suministrar energía en una zona rural en el departamento de Intibucá, por medio de un sistema de microrred. Este documento aborda algunas de las consideraciones básicas que deben tomarse en cuenta al implementar y diseñar una microrred. Se analizó aspectos socioeconómicos del sitio para que la microrred impulse el desarrollo de la comunidad. Se evaluaron los recursos energéticos disponibles en la zona como ser solar PV, eólico, y generación diésel. Se hicieron simulaciones por medio del programa HOMER PRO para el análisis de factibilidad, en donde se comparó el resultado de la simulación del sistema de microrred aislado y conectado a red.

De los resultados obtenidos, se concluyó que el sistema de microrred aislada con el componente solar PV, eólico, BESS, y generador diésel resultó tener el NPC y LCOE más bajos. Asimismo, el análisis sugirió que no es necesario la conexión a la red bajo el escenario óptimo de capacidad de venta de energía de 100kW. El análisis se podría extender a microrredes en red para energizar las demás comunidades que todavía no cuentan con energía eléctrica.

Palabras Clave: Microrred, Electrificación Rural, Generación Distribuida.

ABSTRACT

Access to electricity is a momentous factor for people's development. Connectivity to the main network is a challenge primarily in remote communities. This research was developed under the aim of presenting the optimal solution of energy supply in a rural area in the department of Intibucá, Honduras, through a microgrid system. This document addresses some of the basic considerations that should be taken into account when implementing and designing a microgrid. Socio-economic aspects of the site were analyzed so that the microgrid drives the community's development. The energy resources available in the area were evaluated, such as solar PV, wind, and diesel generation. Simulations were made through the HOMER PRO software for feasibility analysis, where the result of testing the microgrid connected and isolated was compared.

From the results obtained, it was concluded that the isolated microgrid system with the solar PV component, wind, BESS, and diesel generator turned out to have the lowest NPC and LCOE. In addition, the analysis suggested that no network connection is necessary under the optimal 100kW energy sales capacity scenario. The analysis could be extended to network microgrids to energize other communities that do not yet have electricity.

Keywords: Microgrid, Rural Electrification, Distributed Generation.

ÍNDICE DE CONTENIDO

LISTA DE SIGLAS.....	1
I. INTRODUCCIÓN.....	2
II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA.....	4
2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	5
2.3 JUSTIFICACIÓN.....	5
2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.....	6
2.5 OBJETIVOS.....	6
2.5.1 <i>Objetivo General</i>	6
2.5.2 <i>Objetivos Específicos</i>	6
III. MARCO TEÓRICO.....	8
3.1 INTRODUCCIÓN A MICRORREDES.....	8
3.1.1 <i>Configuración y Tipos de Microrred</i>	10
3.1.2 <i>Cargas y Usuarios</i>	12
3.1.3 <i>Recursos Energéticos Distribuidos</i>	13
3.1.4 <i>Sistemas de Almacenamiento de Energía</i>	15
3.1.5 <i>Sistemas de Control</i>	18
3.1.5.1 SCADA.....	20
3.1.6 <i>Medición Inteligente</i>	21
3.1.7 <i>Consideraciones: Implementación de Microrredes</i>	22
3.1.7.1 <i>Aspecto Económico</i>	24
3.1.7.2 <i>Tarifas</i>	26
3.1.7.3 <i>Beneficios</i>	27
3.1.7.4 <i>Obstáculos</i>	28
3.1.7.5 <i>Retos Socioeconómicos</i>	29
3.1.7.6 <i>Retos Técnicos y Operacionales</i>	30
3.1.7.7 <i>Microrredes en Zonas Rurales</i>	30
3.2 HOMER PRO.....	31
3.3 CONTEXTO: HONDURAS.....	32
3.3.1 <i>Sistema Eléctrico Nacional</i>	32
3.3.2 <i>Electrificación en Honduras</i>	35
3.3.3 <i>Microrredes en Honduras</i>	37
3.3.3.1 <i>Islas de la Bahía</i>	37
3.3.3.2 <i>Gracias a Dios</i>	38
3.3.4 <i>Marco Legal</i>	38
3.3.5 <i>Contexto: San Marcos de la Sierra</i>	39
3.3.5.1 <i>Electrificación</i>	43

IV. METODOLOGÍA	45
4.1 ENFOQUE.....	45
4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN.....	45
4.2.1 <i>Variables Dependientes</i>	45
4.2.2 <i>Variables Independientes</i>	45
4.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS	45
4.4 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	46
4.5 METODOLOGÍA	46
4.6 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	47
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS	48
5.1 FASE 1: SITIO DE ESTUDIO.....	49
5.2 FASE 2: INFORMACIÓN <i>IN SITU</i>	50
5.2.1 <i>Recursos Energéticos</i>	56
5.3 FASE 3: MODELO CONCEPTUAL	61
5.4 FASE 4: SIMULACIÓN	63
5.5 FASE 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	65
5.5.1 <i>Sistema Aislado</i>	65
5.5.2 <i>Sistema Conectado a Red</i>	69
5.5.3 <i>Análisis Comparativo</i>	74
5.6 MARCO LEGAL	75
VI. CONCLUSIONES.....	77
VII. RECOMENDACIONES	79
VIII. APLICABILIDAD/ IMPLEMENTACIÓN	80
IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO	81
BIBLIOGRAFÍA.....	82
ANEXOS.....	89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Taxonomía de una microrred tradicional.....	8	
Ilustración 2 - Clasificación de países para indicadores sobre microrredes instaladas.....	10	
Ilustración 3 - Microrred AC	Ilustración 4 - Microrred DC.....	12
Ilustración 5 - Principales tecnologías renovables como generación distribuida.....	13	
Ilustración 6 - Principales tecnologías no-renovables como generación distribuida.....	14	
Ilustración 7 - Clasificación de Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	16	
Ilustración 8 - Características de diferentes tecnologías de BESS.....	17	
Ilustración 9 - Interfaz de la electrónica de potencia en una microrred.....	18	
Ilustración 10 - Utilización de SCADA en microrred.....	21	
Ilustración 11 - Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras.....	32	
Ilustración 12 - Mapa de la Red de distribución de Honduras.....	33	
Ilustración 13 - Servicio tarifario.....	34	
Ilustración 14 - Índice de Cobertura y Acceso a electricidad a nivel departamental.....	35	
Ilustración 15 - Relación del IDH y Consumo residencial de electricidad per cápita.....	37	
Ilustración 16 - Mapa de San Marcos de la Sierra.....	40	
Ilustración 17 - Identificación de grupos étnicos en San Marcos de la Sierra.....	40	
Ilustración 18 - Nivel educativo en San Marcos de la Sierra.....	41	
Ilustración 19 - Principales actividades económicas en San Marcos de la Sierra.....	42	
Ilustración 20 - Tipo de alumbrado utilizado.....	43	
Ilustración 21 - Municipios interconectados al SIN.....	44	
Ilustración 22 - Cronograma de actividades.....	47	
Ilustración 23 - Fases del desarrollo de la microrred.....	49	
Ilustración 24 - Infraestructura Social.....	50	
Ilustración 25 - Electrificación de caseríos San Marcos de la Sierra.....	52	
Ilustración 26 - Hidrografía superficial.....	53	
Ilustración 27 - Mapa de Electrificación Aldea San Marcos de Sierra.....	54	
Ilustración 28 - Matriz de niveles para medir el acceso a los servicios eléctricos domésticos.....	55	
Ilustración 29 - Perfil de carga anual.....	55	
Ilustración 30 - Potencial Solar PV San Marcos de la Sierra.....	56	
Ilustración 31 - Punto A.....	57	
Ilustración 32 - Rosa de los vientos San Marcos de la Sierra.....	57	
Ilustración 33 - Potencial Eólico San Marcos de la Sierra.....	58	
Ilustración 34 - Elevación.....	58	
Ilustración 35 - Punto B.....	59	
Ilustración 36 - Curva de densidad de potencia media 100 m.....	59	
Ilustración 37 - Rosa de los vientos Punto B.....	60	
Ilustración 38 - Ventas a consumidores finales por departamento.....	60	
Ilustración 39 - Ubicación de Recursos de Generación Distribuida.....	61	
Ilustración 40 - Modelo Conceptual de Microrred.....	61	

Ilustración 41 – Diagrama esquemático Microrred Aislada	63
Ilustración 42 – Diagrama esquemático microrred conectada a red	63
Ilustración 43 - Radiación Solar promedio mensual.....	64
Ilustración 44 - Velocidad del viento promedio mensual.....	64
Ilustración 45 - Estado de carga de BESS Ion Litio.....	67
Ilustración 46 - Comportamiento de recursos energéticos distribuidos	67
Ilustración 47 - Producción de energía Microrred D1	68
Ilustración 48 - Proyecto LPZ-EPZ	70
Ilustración 49 – Ventas del excedente de energía.....	72
Ilustración 50 – Comportamiento de generación distribuida con compras de energía	73
Ilustración 51 - Energía comprada de la red	73
Ilustración 52 - Energía vendida a la red.....	73
Ilustración 53 - Producción de energía Microrred D1.R.....	74
Ilustración 54 - D1 vs. D1.R	75

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Estado de electrificación San Marcos de la Sierra	51
Tabla 2 - Estado de electrificación Aldea San Marcos de Sierra	54
Tabla 3 - Optimización de microrred aislada	65
Tabla 4 – Características de diseño para diferentes sistemas	66
Tabla 5 - Resumen de costos D1.....	66
Tabla 6 - Optimización de microrred aislada sin generador diésel	69
Tabla 7 - Comparación D1 y D1.G	69
Tabla 8 - Análisis de sensibilidad en capacidad de venta de energía.....	70
Tabla 9 - Optimización de microrred conectada a red.....	71
Tabla 10 - Características de diseño para diferentes sistemas.....	71
Tabla 11 - Resumen de costos D1.R.....	71
Tabla 12 - Características de diseño D1 y D1.R.....	74

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1- Levantamiento de datos: Fase 2	89
---	----

LISTA DE SIGLAS

AMHON	Asociación de Municipios de Honduras
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías
CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
CESAMO	Centros de Salud con Médico y Odontólogo
CESAR	Centros de Salud Rural
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía
IAE	Índice de Acceso a la Electricidad
ICE	Índice de Cobertura Eléctrica
IDH	Índice de Desarrollo Humano
LCOE	Costo Nivelado de la Energía
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
NPC	Costo Presente Neto
PAUEH	Política de Acceso Universal a la Electricidad para Honduras
PV	Fotovoltaica
SCADA	Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos
SEN	Secretaría de Estado en el Despacho de Energía
SIG	Sistemas de Información Geográfica
SIN	Sistema Interconectado Nacional

I. INTRODUCCIÓN

Honduras se posiciona como el país de la región centroamericana con el porcentaje más bajo de acceso a servicios de energía eléctrica, dejando a miles de hondureños sin el goce de este recurso. Los esfuerzos en electrificación a nivel mundial han tenido avances notables, como el incremento de un 7% en el periodo de 2010 al 2018 (IEA et al., 2020). Sin embargo, la brecha de electrificación todavía dejó a 789 millones de personas sin acceso a la misma (IEA et al., 2020). Es esencial para las economías tener accesibilidad y calidad de energía eléctrica, que generaría diversas oportunidades a la población de poder tener una vida digna y que esté de acorde a sus derechos.

El desarrollo de la sociedad se ha visto impulsado por el acceso a energía en sus diferentes manifestaciones. En virtud de ello, éste se considera como una variable fundamental para el desarrollo humano de las comunidades. El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) utiliza el Índice de Desarrollo Humano (IDH) como un indicador para poder valorar el nivel de desarrollo de un país o región. Honduras se encuentra en el puesto 132 de 189, siendo el país con el IDH más bajo de la región centroamericana (UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME HUMAN DEVELOPMENT REPORT OFFICE, 2020). Las desigualdades son un reto que la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible busca reducir en múltiples medidas. Una de ellas bajo el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7, el cual aborda la temática de energía asequible y no contaminante.

Las microrredes son una buena alternativa para afrontar el reto de extensión de cobertura eléctrica a lugares aislados y remotos, así como de brindar energía asequible y no contaminante. Además, viene siendo una de las vías hacia la sostenibilidad para los países. A medida que este concepto se emplee, los sistemas interconectados se verán beneficiados tanto en confiabilidad como en seguridad. La mejora de estos aspectos anteriormente mencionados tendrá como resultado el bien común de la población.

Con el fin de reducir la brecha social existente en el país y coincidiendo con el Plan de Nación de Honduras, se buscará la mejor solución tecnológica al menor costo posible, integrando microrredes que brinde cobertura y acceso a energía eléctrica en San Marcos de la Sierra, Honduras. Es por esto que será necesario incluir aspectos técnicos, potencial de generación *In*

situ, y socioeconómicos de la comunidad.

Esta investigación abordará componentes técnicos y socioeconómicos de la implementación de una microrred en una comunidad rural de Honduras. En la Sección I, se introducirá la temática principal de la investigación. Seguidamente, se detallará el planteamiento del problema, acompañado de su justificación y los objetivos a los cuales se buscará llegar. La Sección III mostrará el marco teórico, con recopilación de antecedentes y aspectos que fundamentan la temática. En la Sección IV y V se presentará la metodología empleada y los resultados de la investigación correspondientemente. Finalmente, se expondrán las respectivas conclusiones y recomendaciones de la investigación.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Hoy en día es vital el acceso a fuentes de energía modernas y asequibles con el propósito de posibilitar el desarrollo sostenible de la sociedad. La energía eléctrica es el motor para impulsar el crecimiento de las micro, pequeñas, medianas (MIPYMES) y macroempresas. A pesar de la importancia de este recurso energético, existe una brecha social de cobertura y acceso a la energía eléctrica. En Honduras esa brecha social se puede ver reflejada en el Índice de Cobertura Eléctrica (ICE). Para el año 2019 el ICE nacional fue de 85.02%, siendo las zonas rurales y remotas las más desfavorecidas con un 72% en comparación al 95% de las zonas urbanas (SEN, 2019b). De ello resulta necesario considerar el acceso al suministro de energía eléctrica para el progreso de la sociedad sin obviar el impacto en la degradación del medio ambiente.

De acuerdo con el Plan de Nación de Honduras, en donde asegura un abastecimiento de energía como base para el desarrollo económico y social en las regiones del país, enfocándose en las zonas menos favorecidas, para 2034 la brecha de electrificación rural habrá sido totalmente cubierta, utilizando medios alternativos que estén ligados con el desarrollo tecnológico del momento. El Plan de Nación, también contempla una tasa de participación del 80% de energía renovable en la matriz de generación del país para el 2038, en donde fomentaría el desarrollo e implementación de microrredes y sistemas aislados.

En la actualidad, el sector energético de Honduras se ve presionado para cumplir con las exigencias de una sociedad que cada vez va en aumento y, por consiguiente, buscar satisfacer las crecientes demandas energéticas. Al mismo tiempo, este sector afronta presiones nacionales e internacionales para que cada vez éste sea más sostenible. Honduras es signatario del Acuerdo de París y de los ODS, lo cual compromete al estado a desarrollar políticas y estrategias oportunas, que estén encaminadas a alcanzar la sostenibilidad del país.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Es imprescindible buscar las maneras más oportunas de proporcionar los recursos necesarios a la población, de manera que se le pueda facilitar el desarrollo económico y social de la misma. Tomando en cuenta la diversidad de recursos energéticos en Honduras, existe la oportunidad de cubrir las necesidades de la población suministrando energía a zonas remotas por medio de microrredes. De forma similar es importante valorar los efectos socioeconómicos que traería su implementación y la solución tecnológica más económica, de manera que se busque favorecer a los desarrolladores, inversionistas, usuarios y demás actores involucrados

2.3 JUSTIFICACIÓN

En Honduras se ha trabajado de manera multisectorial para reducir la brecha social de cobertura y acceso a la energía eléctrica a nivel nacional. Sin embargo, existe un porcentaje de la población que todavía no goza de los beneficios de este recurso, especialmente en zonas rurales del país. El uso de la energía eléctrica ha sido determinante para el desarrollo de la humanidad. La falta de este recurso afecta la productividad, desarrollo y ejecución de emprendimientos que pueden estar ligados a sistemas de calefacción, bombeo, tratamiento de aguas o simplemente a cocción de alimentos.

Por lo anterior, se puede acordar que el acceso a la energía eléctrica se convierte imperativo para el desarrollo humano, especialmente en las zonas aisladas de los sistemas de suministro de energía eléctrica. Hasta la fecha, Honduras no tiene una política que actúe bajo los intereses de acceso a la energía eléctrica. Esto muestra que es conveniente desarrollar estudios relacionados al tema para poder sustentar y facilitar el desarrollo de proyectos de esta materia. Para Honduras, resultaría una solución viable, debido a que lograría niveles de calidad del suministro, sin interrupciones.

Por otra parte, ante la problemática climática que vive el planeta y los compromisos de Honduras con los ODS en cuanto a la energía asequible, este tipo de estudios contribuyen a la toma de decisiones, que influyen en el desarrollo del país. Estos estudios deben integrar medidas técnicas y económicas que velen por el bienestar común.

En este sentido, es importante realizar un estudio de carácter técnico y económico para poder determinar la relación y la incidencia que tendría la implementación de una microrred en una comunidad de Honduras. Del mismo modo, se considera esencial evaluar la condición de estar desconectada o conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con el fin de buscar el modelo óptimo.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

1. ¿Cuál es la tecnología óptima para el acceso a energía eléctrica en San Marcos de la Sierra, Intibucá?
2. ¿Qué impactos socioeconómicos podría tener la implementación de una microrred en la comunidad?
3. ¿Qué tipo de microrred resulta más viable para la comunidad, aislada o conectada al SIN?
4. ¿Qué consideraciones se deben de tomar al momento de implementar una microrred en Honduras?
5. ¿Cuál es el marco legal existente referente a microrredes en Honduras?
6. ¿Es necesaria la expansión de redes de transmisión para garantizar el acceso a energía eléctrica a las personas?

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer mediante un estudio analítico la mejor solución tecnológica al menor costo posible, integrando microrredes que brinde cobertura y acceso a energía eléctrica en San Marcos de la Sierra, Honduras.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar los distintos potenciales de generación de energía en la comunidad.
2. Detallar aspectos y actividades económicas realizadas en la comunidad.
3. Simular las distintas configuraciones posibles de una microrred que se ajuste a las condiciones del sitio, haciendo uso del *software* HOMER PRO.

4. Comparar los resultados de la simulación de una microrred aislada y conectada a la red, mediante el uso del *software* HOMER PRO.
5. Representar información que contribuya a la modelación de la microrred, por medio de Sistemas de Información Geográfica (SIG).
6. Investigar el marco legal existente referente a microrredes en Honduras.

III. MARCO TEÓRICO

3.1 INTRODUCCIÓN A MICRORREDES

El Departamento de Energía de los EE. UU define una microrred como:

Un grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúa como una entidad única controlable con respecto a la red. Ésta puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto en modo de isla como conectado a la red. (Ton & Smith, 2012, p. 84)

El modo isla resulta funcionar de manera autónoma y completamente aislada de la red eléctrica principal (Asian Development Bank, 2020). Una microrred es capaz de satisfacer la demanda creciente de energía y de generación distribuida (Salam et al., 2008). Los principales componentes dentro de las microrredes se basan en generación distribuida, cargas de uso final, almacenamiento de energía, sistemas de monitoreo entre otros (Asian Development Bank, 2020). Dentro del conjunto de recursos energéticos distribuidos o bien generación distribuida, se encuentran de origen renovable, como la energía solar fotovoltaica (PV), eólica, biomasa, etc. y de origen no renovable, como los generadores diésel, plantas de gas natural, carbón etc. Las microrredes también cuentan con un sistema de monitoreo o control, el cual es responsable del flujo de las cargas y posibilita operaciones sensibles (Jenkins & Sonar, 2020; Salam et al., 2008). El suministro de energía se puede brindar a varios consumidores finales como ser casas, edificios residenciales, comercios, hospitales etc. La ilustración 1 muestra la taxonomía de una microrred.

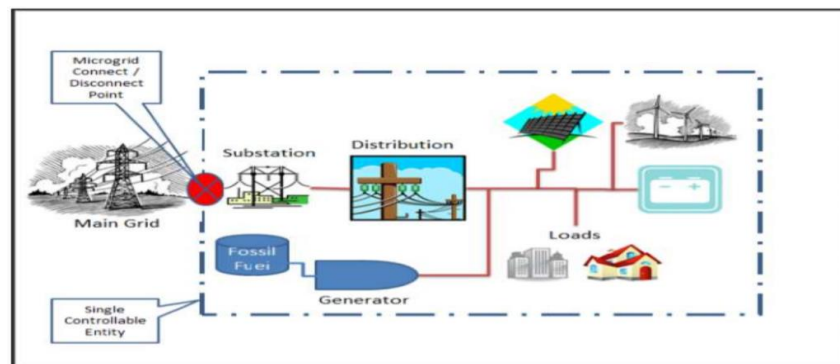


Ilustración 1 - Taxonomía de una microrred tradicional

Fuente: (Kumar et al., 2018)

Williams et al., (2015) establece que los apagones constantes de las redes principales en países en vías de desarrollo pueden ser evitados por medio de la generación distribuida en microrredes. Las fuentes de alimentación de muchos países se ven comprometidas por paros no programados y fluctuaciones de voltaje, arriesgando la operatividad de centros de salud y centros educativos (IEA et al., 2020). A pesar de ello, Akinyele et al., (2018) considera que los bajos niveles de cobertura eléctrica dan comienzo a la implementación de microrredes en sitios remotos. Sin embargo, para lograr la electrificación total a nivel regional, nacional o incluso global, se requerirá de esfuerzos multisectoriales que implementen las medidas oportunas para garantizar el acceso a energía eléctrica (ESMAP, 2019). Para el 2017, la tasa de electrificación mundial logró llegar al 89% (ESMAP, 2019). La Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que para lograr el objetivo de 100% de electrificación al 2030, el 70% de la infraestructura de las redes será proveniente de microrredes y otros sistemas descentralizados (Suri et al., 2020).

“El despliegue de las microrredes debe realizarse de forma paulatina, para lo cual es necesario trabajar en tres áreas: formación, investigación e implementación” (Gaona et al., 2015, p. 136).

El creciente interés por combatir el calentamiento global ha impulsado la tendencia de sistemas energéticos más robustos y a base de tecnologías renovables. En el mercado global se cuenta con más de 26,000 microrredes instaladas y planificadas en más de 130 países, en donde en su mayoría actúan con generadores diésel, energía hidroeléctrica, y solar PV (ESMAP, 2019). Akinyele et al., (2018) se enfoca en microrredes basadas en recursos de energía renovable. Las investigaciones e implementaciones de microrredes se han dado en diversas partes del mundo. Para 2019, estos proyectos lograron conectar a más de 47 millones de personas a nivel mundial, en donde la mayoría de las microrredes provenían de Asia (ESMAP, 2019). Además, muchos de esos proyectos también se encontraban en EE. UU, Australia, Japón, España, Portugal, Grecia, India etc. (Hossain, Kabalci, et al., 2014; Warneryd et al., 2020).

En el continente asiático, los desafíos de satisfacer las necesidades de las personas en materia de suministro de energía en megaciudades de rápido crecimiento conducen a la búsqueda de nuevas y resolutivas tecnologías. Japón ha mostrado ser un referente en materia de investigación de microrredes, sin embargo, China, Singapur, Corea del Sur han ampliado en implementaciones de microrredes (Romankiewicz et al., 2014, como se citó en Warneryd et al., 2020). Por otro lado,

Afganistán registró la mayor cantidad de microrredes, sin embargo, a pesar de eso, se ve que EE. UU es el país con mayor capacidad instalada a nivel mundial (ESMAP, 2019). En la ilustración 2 se muestra la clasificación de países por indicadores sobre microrredes instaladas.

#	Number of mini grids	Number of people (millions, and % of population)	Median capital cost (US\$/kW)	Total capacity (MW)	Total investment (million US\$)	Number of developers	Developer portfolios (mini grids per portfolio, and country)
1	Afghanistan (4,980)	Afghanistan (8, 21%)	Mexico (\$1,456)	United States (1,594)	United States (\$6,332)	Myanmar (3,986)	NPC-SPUG (750, Philippines)
2	Myanmar (3,988)	Philippines (7, 7%)	Chile (\$1,667)	Russia (671)	Russia (\$3,364)	Nepal (440)	UN Habitat (646, Afghanistan)
3	India (2,800)	India (6, <1%)	Afghanistan (\$1,850)	Canada (558)	Canada (\$2,219)	United States (217)	Aga Khan Development Network (551, Afghanistan)
4	Nepal (1,519)	Madagascar (4, 14%)	Kenya (\$2,102)	China (472)	China (\$2,068)	Mali (124)	CARE International (543, Afghanistan)
5	China (1,184)	Tanzania (3, 5%)	DRC (\$2,320)	Philippines (397)	Philippines (\$2,035)	Peru (96)	RAO Energy (500, Russia)
6	Philippines (896)	D. R. Congo (3, 3%)	Uganda (\$2,435)	Australia (287)	Madagascar (\$1,167)	Burkina Faso (93)	BRAC (422, Afghanistan)
7	Indonesia (583)	Nepal (2, 6%)	Tanzania (\$2,680)	Japan (219)	Australia (\$1,092)	Cambodia (50)	Afghan Aid (344, Afghanistan)
8	Russia (501)	Myanmar (1, 3%)	Myanmar (\$2,707)	Madagascar (175)	South Korea (\$1,072)	Tanzania (47)	International Rescue Committee (344, Afghanistan)
9	United States (391)	Peru (0.9, 3%)	Cambodia (\$2,986)	Tanzania (158)	Japan (\$958)	Afghanistan (42)	Swedish Committee for Afghanistan (312, Afghanistan)
10	Senegal (272)	China (0.8, <1%)	Indonesia (\$3,000)	India (138)	Spain (487)	Haiti (36)	People in Need (221, Afghanistan)
Total (% global total)	17,114 (89%)	35.0 (75%)	n.a.	4,668 (72%)	20,794 (73%)	5,131 (90%)	4,633 mini grids (24%)

Ilustración 2 - Clasificación de países para indicadores sobre microrredes instaladas

Fuente: (ESMAP, 2019)

Las microrredes tienen como intención el suministro confiable, sostenible y de calidad de energía (Maruf & Solomon, 2016). Los sistemas de microrred son considerados como la opción económicamente más viable para las zonas remotas cuando la capacidad de conectarse a la red principal sea muy costosa (ESMAP, 2019). De manera similar, dentro de las configuraciones más comunes en la actualidad de microrredes, las pertenecientes a zonas rurales y remotas representan la mayor cantidad de microrredes en operación (Asian Development Bank, 2020).

3.1.1 CONFIGURACIÓN Y TIPOS DE MICRORRED

El reporte publicado por Asian Development Bank (2020), menciona las diversas configuraciones de microrredes en donde dependen principalmente de su aplicación y tecnología, en donde entre sus clasificaciones pueden ser: comerciales/industriales, campus/instituciones públicas, militares,

rurales/remotas. Así mismo, las microrredes se pueden catalogar según su tipo de conexión: aislada o conectada a la red. Las microrredes funcionando conectadas a la red, resultan tener un respaldo de suministro de energía proveniente de la misma red eléctrica principal. Los generadores distribuidos cuando el sistema está conectado a la red, son controlados para actuar como fuentes de poder continua e inyectar la demanda requerida del sistema (Salam et al., 2008). Sin embargo, las cargas en la microrred se ven en riesgo en momentos cuando ocurren problemas en la red eléctrica principal, que tienen como consecuencia los cortes de energía. Al momento de presentarse estos imprevistos, la microrred puede desconectarse y operar de manera aislada de la red eléctrica principal y seguir suministrando energía eléctrica (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Los recursos energéticos distribuidos de la microrred pueden energizar a las cargas, dejando atrás la dependencia de la importación de energía eléctrica de la red principal. Los generadores distribuidos en esta modalidad, son controlados para suplir la demanda de las cargas, manteniendo niveles de voltaje y frecuencia adecuados (Salam et al., 2008). Las microrredes colaboran con el desempeño tanto de un servicio continuo como de calidad (Gaona et al., 2015).

Parte del diseño e implementación de una microrred, es poder saber las condiciones con las que se cuenta *In situ*. Como en todo proyecto relacionado al sector energía, esas condiciones justifican las tecnologías a utilizar. Dentro del marco de las microrredes existen dos tipos de configuraciones, que dependen del tipo de tecnología, las cuales son las microrredes de corriente alterna (CA) y corriente continua (CC) (Asian Development Bank, 2020; Hossain, Kabalci, et al., 2014). La configuración de las microrredes instaladas, en su mayoría usan redes de distribución de CC para electrificación y se encuentran a nivel de sistemas de distribución (Booth et al., 2018; Hossain, Kabalci, et al., 2014). A pesar del tipo de tecnología que determina la configuración del sistema, es posible modificar la señal de salida de estas tecnologías, por medio de rectificadores e inversores (Booth et al., 2018). Esto quiere decir que la salida del sistema CA se puede convertir en CC y la salida del sistema CC se puede convertir en CA. Por consiguiente, esto implica que podemos tener tecnologías que operen en CC en una microrred de CA. En la ilustración 3 y 4 se muestran las configuraciones de microrredes CC Y CA.

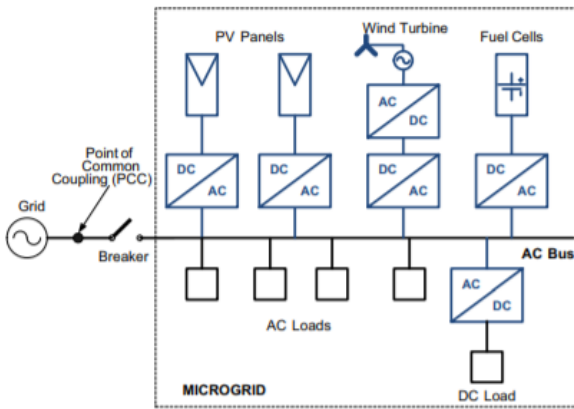


Ilustración 3 - Microrred AC

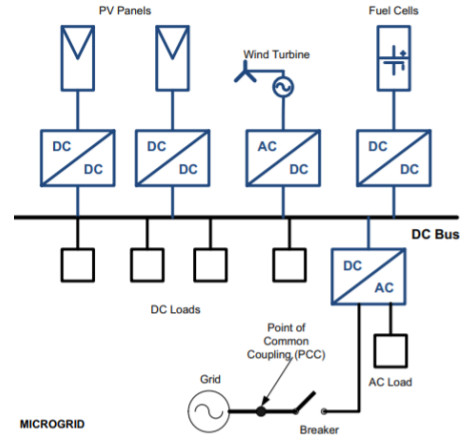


Ilustración 4 - Microrred DC

Fuente: (Gaona et al., 2015)

3.1.2 CARGAS Y USUARIOS

El suministro de energía se puede dar a varios consumidores finales. Las cargas y los usuarios finales dependerán del tipo de configuración y clasificación de la microrred. Dentro de los usuarios es posible contar con hospitales, centros educativos, comercios, bases militares, edificios residenciales y casas (Asian Development Bank, 2020).

F. C. Robert et al., (2017) muestra que la incorporación de *anchor customers* en microrredes han resultado de mucho beneficio para el éxito de las mismas, puesto que la demanda de éstas es de manera regular y asegura que la energía generada no se desperdicie, contribuyendo al factor de carga del sistema. J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale (2020) considera los hospitales, escuelas y Pequeña y Medianas Empresas (PYMES) como *clientes ancla*, puesto que son usuarios en donde la demanda es persistente. Además, J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale (2020) muestra como la incorporación de clientes ancla disminuyen los costos nivelados de energía. Conviene destacar que el comportamiento de los hogares es de manera irregular, por ese motivo no se consideran como un cliente ancla. F. C. Robert et al. (2017) señala que muchos hogares se pueden retrasar y hasta casos extremo no pagar la tarifa eléctrica a tiempo, lo que conduce a la disminución de ingresos y por consiguiente al fracaso de la microrred.

3.1.3 RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

Los recursos energéticos distribuidos o bien generación distribuida, son aquellos que sirven como fuente de generación para el suministro de las cargas del sistema. La alta densidad de generación distribuida es posible bajo el concepto de las microrredes, en donde junto con las cargas del sistema pueden estar separadas de forma autónoma del sistema de distribución de manera que la carga esté aislada durante alteraciones o cuando la calidad de la energía de la red baja (J.A. Pecas et al., 2005, como se citó en Salam et al., 2008). Las microrredes están evolucionando principalmente debido a la alta penetración de recursos energéticos distribuidos (Asian Development Bank, 2020).

Las tecnologías que conforman las microrredes pueden ser renovables y no renovables como se puede observar en la ilustración 5 y 6. (Hossain, Kabalci, et al., 2014) señala que los recursos energéticos distribuidos más utilizados en microrredes son: solar fotovoltaico, eólico, mini-hidro, diésel y motores de gas. En 2020 se alcanzó un nuevo récord en cuando a las adiciones netas de capacidad renovable con casi 200 GW, y se estima que crezca un 10% para el 2021 (IEA, 2020).

Energy-based Technology Type	Primary Energy	Output Type	Module Power (Kw)	Electrical Efficiency (%)	Overall Efficiency (%)	Advantages	Disadvantages
Wind	Wind	AC	0.2-3000	...a	-50-80	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Day and night power generation ✓ One of the most developed renewable energy technology 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Still expensive ✗ Storage mechanisms required
Photovoltaic systems	Sun	DC	0.02-1000	...a	-40-45	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Emission free ✓ Useful in a variety of applications 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Storage mechanisms required ✗ High up-front cost
Biomass gasification	Biomass	AC	100-20,000	15-25	-60-75	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Minimal environmental impact ✓ Available throughout the world ✓ Alcohols and other fuels produced by biomass are efficient, viable, and relatively clean burning 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Still expensive ✗ A net loss of energy in small scale
Small hydro power	Water	AC	5-100,000	...a	-90-98	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Economic and environmentally friendly ✓ Relatively low up-front investment costs and maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Suitable site characteristics required ✗ Difficult energy expansion ✗ Environmental impact
Geothermal	Hot water	AC	5000-100,000	Oct-32	-35-50	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Useful for providing peak power and spinning reserves ✓ Extremely environmentally friendly 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Non-availability of geothermal spots in the land of interest
Ocean energy	Ocean wave	AC	10-1000	...a	...a	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Low running costs ✓ High power density ✓ More predictable than solar or wind 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Lack of commercial projects ✗ Unknown operations and maintenance costs
Solar thermal	Sun and water	AC	1000-80,000	30-40	-50-75	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Simple, low maintenance ✓ Operating costs nearly zero ✓ Mature technology 	<ul style="list-style-type: none"> ✗ Unknown operations and maintenance costs ✗ Low energy density ✗ Limited scalability

Ilustración 5 - Principales tecnologías renovables como generación distribuida

Fuente: (Asian Development Bank, 2020)

Energy-based Technology Type	Primary Energy	Output Type	Module Power (kW)	Electrical Efficiency (%)	Overall Efficiency (%)	Advantages	Disadvantages
Reciprocating engines	Diesel or gas	AC	3-6000	30-43	~80-85	✓ Low cost	✗ Environmentally unfriendly emissions
						✓ High efficiency	
						✓ Ability to use various inputs	
						✓ Useful in a variety of applications	✗ High up-front cost
Gas turbine	Diesel or gas	AC	0.5-30,000	21-40	~80-90	✓ High efficiencies when using CHP	✗ Too big for small consumers
						✓ Environmentally friendly	
						✓ Cost effective	
Micro-turbine	Bio-gas, propane, or natural gas	AC	30-1000	14-30	~80-85	✓ Small size and light weight	✗ Expensive technology
						✓ Easy start-up and shut-down	✗ Cost-effectiveness sensitive to the price of fuel
						✓ Low maintenance costs	✗ Environmentally unfriendly emissions
Fuel cell	Ethanol, H ₂ , N ₂ , natural gas, PEM, phosphoric acid, or propane	DC	1-20,000	05-55	~80-90	✓ One of the most environmentally friendly generators	✗ Extracting hydrogen is expensive
						✓ Extremely quiet	✗ Expensive infrastructure for hydrogen
						✓ Useful for combined heat and electricity applications	

Ilustración 6 - Principales tecnologías no-renovables como generación distribuida

Fuente: (Asian Development Bank, 2020)

Existe una serie de beneficios generados por los recursos energéticos distribuidos que logran empoderar a la comunidad o usuarios (Akinyele et al., 2018). Entre esos beneficios se encuentra la iluminación de la comunidad, facilitando las oportunidades de trabajo en horas de la tarde y además incrementa la seguridad al transitar en la noche. El uso de biomasa en zonas rurales para la generación de calor en procesos agrícolas resulta una opción conveniente debido a la reducción de tiempo en la recolección de leña y la disponibilidad del recurso. Los procesos de irrigación en zonas agrícolas y domésticos pueden operar por bombeo de agua por medio de sistemas PV. La biomasa ha sido considerada por los agricultores un recurso energético muy valioso, en donde su aprovechamiento puede ser como biodiesel, biogas, calor, electricidad e incluso para la cogeneración (Akinyele et al., 2018).

La generación distribuida de origen renovable de algunas tecnologías tiene la característica de ser denominadas intermitentes, como ser la PV y eólica. La alta incursión de estas energías renovables causa variación en voltaje y frecuencia de la red (Moura, 2010, como se citó en K. Tanaka & K. Maeda, 2011). La operación adecuada de la microrred a la hora de desconectarse de la red principal, garantiza protección de voltaje y frecuencia y además la capacidad de

reconectarse de manera fiable a la red principal (F.D Kanellos et al., 2005, como se citó en Salam et al., 2008). Por otro lado, la incorporación de baterías recargables se ha propuesto para solventar estos problemas (Obara, 2009, como se citó en K. Tanaka & K. Maeda, 2011).

La energía solar es una tecnología que convierte la luz solar en CC bajo el efecto fotoeléctrico por medio de las celdas solares (Akinyele et al., 2018). Esta tecnología ha tenido múltiples avances en los últimos años que ha llevado a equipos mucho más eficientes. Considerando los efectos adversos de la pandemia de SARS-COVID-19, expertos estimaron que las adiciones globales de capacidad neta solar fotovoltaica para el 2020 sean 1% menos que el 2019 (IEA, 2020). Sin embargo, pese a tal descenso, la energía solar fotovoltaica logró posicionarse en la segunda tecnología con mayor capacidad a nivel global después de la energía hidroeléctrica (IEA, 2020). El alto interés y el despliegue de esta tecnología, ha tenido como consecuencia las reducciones de costos del 85% en el mercado internacional (ESMAP, 2019). Por otro lado, con los efectos de la pandemia de SARS COVID-19, las estimaciones para el 2020 no tuvieron mayor efecto con respecto a las adiciones netas de capacidad eólica, contabilizando un 8% más que en el 2019 (IEA, 2020).

Ma et al. (2014) muestra un caso en el cual manifiesta la posibilidad de suplir energía continua, utilizando generación de energía renovable al 100% con la combinación de energía solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento con baterías. Asimismo, (Reber et al., 2018) menciona que las microrredes con sistemas híbridos en los cuales incorpora solar fotovoltaico, diésel y almacenamiento con baterías, resulta ser la opción con el menor costo en comparación con el solar fotovoltaico o diésel operando de manera individual.

3.1.4 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) sirven para garantizar un suministro de reserva y continuo de energía (Sufyan et al., 2019). Esto resulta ser beneficioso cuando ocurren contingencias dentro del sistema por parte de los generadores de la microrred, mejorando la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Muchas de las microrredes cuentan con este tipo de sistemas y es considerado como parte de los componentes de una microrred. El almacenamiento se puede dar cuando la oferta es mayor que la demanda y luego liberarla cuando

la demanda supere la oferta (Asian Development Bank, 2020). Además, se puede almacenar cuando existe un excedente de energía generada para posteriormente ser utilizada durante las horas de alta demanda (Sufyan et al., 2019). Los ESS han sido pieza fundamental para el incremento en la implementación de fuentes de energía renovable (Sufyan et al., 2019). Sin embargo, las fluctuaciones de energía y variaciones de voltaje especialmente en la solar fotovoltaica y eólica, son retos a enfrentar (M. Datta & T. Senjyu, 2013, como se citó en Sufyan et al., 2019). Los ESS se clasifican en: almacenamiento de energía mecánica, eléctrica, magnética, electroquímica, y térmica, tal y como se muestra en la ilustración 7.

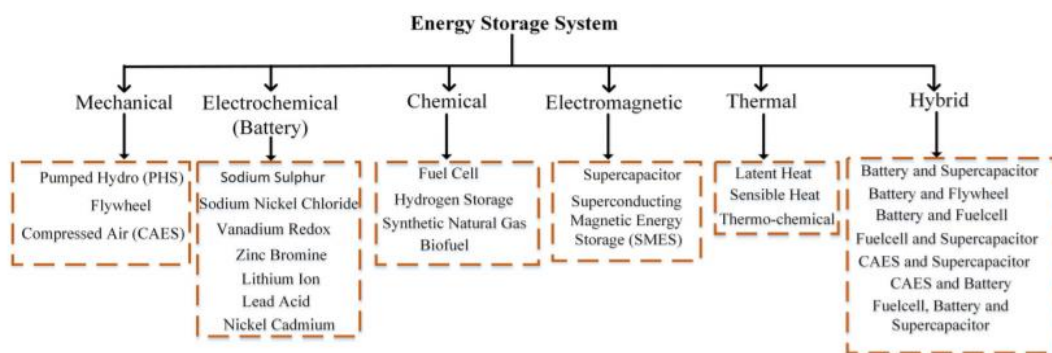


Ilustración 7 - Clasificación de Sistemas de Almacenamiento de Energía

Fuente: (Gallo et al., 2016, como se citó en Sufyan et al., 2019)

Los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) han resultado ser el más utilizado a nivel mundial. Sufyan et al. (2019) presenta una revisión detallada sobre los sistemas de almacenamiento de energía electroquímica, específicamente en baterías. Dentro de los BESS se incluyen convertidores, circuitos de filtro y sistemas de control (Sufyan et al., 2019). El diseño de un BESS en microrredes lleva una serie de requerimientos tanto técnicos como económicos (Ponnusamy et al., 2013; Sufyan et al., 2019). El funcionamiento de la microrred dependerá de las condiciones operativas y diseño de la batería (Sufyan et al., 2019). Los parámetros a tomar en cuenta que influyen la selección y calidad de la batería son: degradación de batería, temperatura, eficiencia, profundidad de descarga, ciclo de vida, voltaje etc. (Ponnusamy et al., 2013; Sufyan et al., 2019; Suri et al., 2020). Los algoritmos de optimización son herramientas útiles para buscar un buen funcionamiento y un tamaño adecuado de BESS al menor costo posible, incluyendo los factores anteriormente mencionados (Sufyan et al., 2019).

Algunas baterías son de Plomo ácido, iones de Litio, Nickel, y Azufre de Sodio. En la ilustración 8 se muestra una comparación de características técnicas de diferentes tecnologías de baterías. Las baterías de iones de Litio tienen alta densidad energética y eficiencia, siendo una opción viable. Las baterías de litio son afectadas por temperaturas extremas, reduciendo su vida útil (Sufyan et al., 2019). Además, son el tipo de batería más utilizado para microrredes con sistemas solar fotovoltaico (J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale, 2020). Los costos de las baterías de iones de litio se han visto disminuidos en un 85% en el mercado internacional debido al incremento en el uso de baterías en vehículos eléctricos y proyectos de almacenamiento (ESMAP, 2019). Por otro lado, las baterías de Plomo ácido además de ser una de las más antiguas en el mercado resultan tener un bajo costo, madurez y confiabilidad (Yekini Suberu et al., 2014, como se citó en Sufyan et al., 2019). Sin embargo, otras tecnologías pueden entregar un rendimiento superior por el mismo costo e incluso menor (Suri et al., 2020). A pesar de no ser la más conveniente en aplicaciones de alta demanda energética, aun logran eficiencia de 90% (Sufyan et al., 2019).

Technology	Specific energy (Wh/kg)	Specific power (W/kg)	Efficiency (%)	Self-discharge (%/day)	Cycle life	Power cost (\$/kW)	Energy cost (\$/kWh)	Power rating (kW)
NaS	150–240	150–230	75–90	0	2500	1000–3000	300–500	50–34 000
NaNiCl ₂	100–120	150–200	80–95	0	>2500	150–300	100–200	50–8000
VRFB	10–25	166	75–85	Low	12 000	600–1500	150–1000	30–3000
Zinc-bromine	30–50	45	65–75	Low	>2000	700–2500	150–1000	50–2000
Li-ion	75–200	150–315	85–98	0.1–0.3	1000–10 000	175–4000	500–2500	0–100
Lead acid	30–50	75–300	70–90	0.1–0.3	500–800	300–600	50–200	0–20 000
NiCd	50–75	150–300	60–70	0.2–0.6	2000–2500	500–1500	800–1500	0–40 000
Super-capacitor	5–20	500–5000	95–98	20–40	>50 000	100–300	500–3000	0–300

Ilustración 8 - Características de diferentes tecnologías de BESS

Fuente: (Soloveichik, 2011; Zhao et al., 2015, como se citó en Sufyan et al., 2019)

J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale (2020) analiza la relación económica y los parámetros a la hora de escoger un BESS, comparando diferentes tecnologías de baterías. Entre los resultados determinaron que la batería de iones de litio resulto tener un menor costo nivelado de energía (LCOE), la menor cantidad de baterías y la mayor vida útil del banco de baterías. Además, los resultados mostraron que la elección de una profundidad de carga adecuada lleva a un menor LCOE.

3.1.5 SISTEMAS DE CONTROL

A medida que pasa el tiempo, las redes de distribución cada vez cuentan con una mayor cantidad de cargas. Los sistemas de distribución e incluso los generadores pueden verse amenazados al no contar con sistemas de control y protección adecuados, especialmente en microrredes en modo isla. Salam, et al. (2008) muestra una revisión de desafíos técnicos en microrredes en cuanto al control y protección de las mismas. Asian Development Bank (2020) muestra a detalle la descripción de algunos componentes en los sistemas de control en microrredes. Las estrategias y sistemas de control están vinculadas con el funcionamiento de la electrónica de potencia en donde se utiliza para ajustar las condiciones de voltaje y frecuencia (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Parte de los desafíos técnicos de la microrred es el control de voltaje por medio de convertidores electrónicos de potencia y el control de flujo de energía del sistema. En la ilustración 9 se muestra el interfaz de la electrónica de potencia en una microrred. El control de salida de potencia, de caída pura, de caída inversa, de fuente de energía primaria, basado en agentes múltiples, de PQ, de impedancia ficticia y de *master/slave* entre otros son algunas estrategias de control implementadas en microrredes (Hossain, Kabalci, et al., 2014; Maruf & Solomon, 2016).

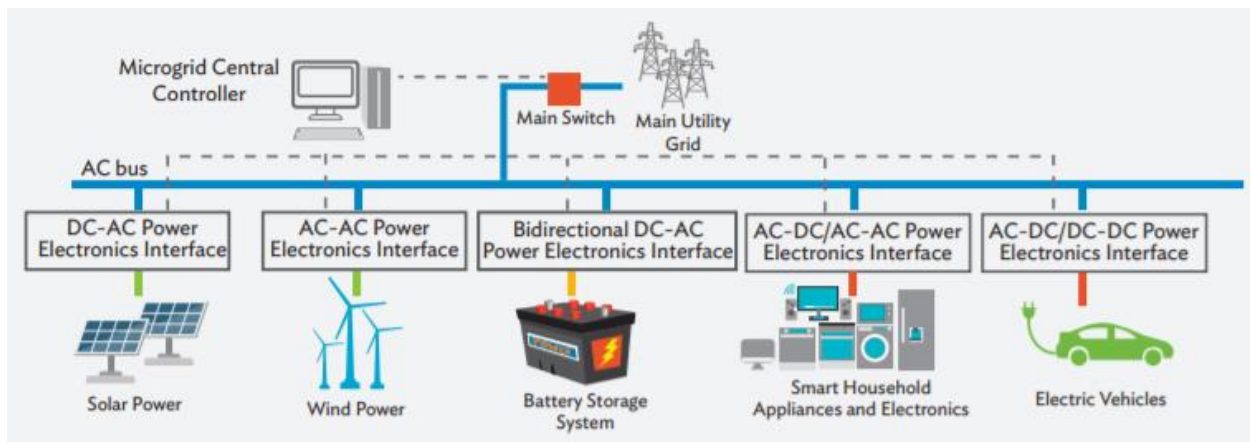


Ilustración 9 - Interfaz de la electrónica de potencia en una microrred

Fuente: (Asian Development Bank, 2020)

La operación de control de una microrred tiene la capacidad de conectar o aislar el sistema de la red principal de forma segura e inmediata, controlar la potencia activa y reactiva de manera autónoma, controlar las caídas de voltaje e inestabilidades del sistema, entre otras (Hossain,

Kabalci, et al., 2014). Debido a las estrategias de control cada vez más eficaces, en donde la recolección de datos y el estudio histórico de ellos, conduce a una red cada vez más inteligente (Sebastian et al., 2018).

Considerar estrategias de control en microrredes aisladas es muy importante. En ocasiones, problemas como sobretensiones, subtensiones, y fallas de protección se deben al incremento en la concentración de generación distribuida, especialmente las de naturaleza intermitente (N. D. Hatzargyriou & A. P. Sakis Meliopoulos, 2002, como se citó en Salam et al., 2008). Para lograr operar un inversor dentro del modo autónomo, los acondicionamientos de potencia como las estrategias de control del inversor PQ y control del inversor de fuente de voltaje, son necesarias (Salam et al., 2008). Sus funciones abarcan el control del suministro de potencia activa y reactiva, como también el voltaje y frecuencia para alimentar una carga. La exportación e importación de energía hacia la red eléctrica principal es posible con el fin de tener un control adecuado del flujo de potencia activa y reactiva demandados (Gaona et al., 2015).

Maruf & Solomon (2016) indica que las utilidades, servicios públicos o la red dictaminan las estrategias de control cuando la microrred está conectado a la red. Por otro lado, al estar en modo isla, el tipo de generación distribuida, el tipo de cargas, la capacidad, entre otros factores, dictaminan la estrategia de control y son responsables de mantener el voltaje y frecuencia a niveles requeridos.

En el contexto de las microrredes, la estabilidad habitualmente se cataloga como estabilidad de frecuencia y de voltaje (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Dentro de las configuraciones de los tipos de microrredes, los sistemas de microrredes de CC resultan no tener problemas de estabilidad puesto que no existen interacciones de potencia reactiva (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Sin embargo, lograr obtener calidad de energía resulta ser un desafío. La poca potencia reactiva y la dinámica de las cargas resultan ocasionar los problemas de estabilidad en el voltaje de la microrred (Hossain, Kabalci, et al., 2014).

Los BESS también integran mecanismos de control y en muchos casos dependerá de la capacidad que se tenga del sistema de almacenamiento (Maruf & Solomon, 2016). Para los BESS de baja capacidad, se recomienda utilizar la estrategia de control basada en agentes múltiples puesto que

al ocurrir inestabilidad entre la generación y la demanda el sistema produce una reacción rápida (Maruf & Solomon, 2016). Igualmente, la implementación del control PQ es conveniente cuando se cuenta con un BESS pequeño (Maruf & Solomon, 2016). A diferencia de los BESS de baja capacidad, para los de alta capacidad, se recomienda la estrategia de caída pura, caída inversa o de impedancia ficticia debido a que la potencia activa emitida o absorbida es más prolongada ((Zamora et al., 2010; Georgakis D, et al., 2004, como se citó en Maruf & Solomon, 2016).

Hossain, Kabalci, et al. (2014) establece que los sistemas de comunicación en las microrredes deben cumplir con el intercambio, seguimiento y adquisición de datos entre los elementos de la microrred, como también ejecutar los protocolos de comunicación para la gestión protección y control de la energía. Una comunicación y recopilación de datos de manera eficaz entre los elementos incide en la mejora del suministro de energía del sistema y en la eficiencia del rendimiento de la red, encaminándose a una red inteligente (Sebastian et al., 2018). Entre los sistemas de comunicación más utilizados en sistemas de microrred se basan en modelos inalámbricos como Wi-Fi, WiMax, ZigBee etc. (Hossain, Kabalci, et al., 2014)

3.1.5.1 SCADA.

Sebastian et al. (2018) define un Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de datos (SCADA) como: "Un software que se utiliza como interfaz máquina-proceso-hombre para controlar y supervisar procesos industriales a distancia" (p. 4). El SCADA sirve para poder adquirir datos, darles seguimiento, controlar ciertos procedimientos y además funciona como un sistema de automatización de despacho y control (Li et al., 2017). Parte de las funciones del SCADA es buscar mantener un equilibrio de energía confiable dentro de la red (E. Lázár et al., 2015). El control y monitoreo de los sistemas que contienen una o pocas fuentes de energía, resulta ser menos complejo (Ma et al., 2014).

La implementación de SCADA para el monitoreo de la red es posible en zonas rurales, generando beneficios en la calidad de la energía generada y del servicio eléctrico entregado (Sebastian et al., 2018). E. Lázár et al. (2015) muestra la implementación de la herramienta SCADA para una microrred aislada, la cual cuenta con sistemas solar fotovoltaico, generador geotérmico, generador de biomasa y BESS. En la ilustración 10 se muestra la microrred con SCADA

incorporado. En España se han realizado pruebas en cuanto al uso de SCADA para control de microrredes (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Li et al. (2017) presenta la importancia de un diseño de un SCADA para el monitoreo inteligente de microrred al igual que la descripción en detalle del diseño, mostrando que efectivamente resulta factible. Monitorear la red en puntos estratégicos, tiene como consecuencia una reducción significativa en tiempo de resolución de problemas en la red (Sebastian et al., 2018).

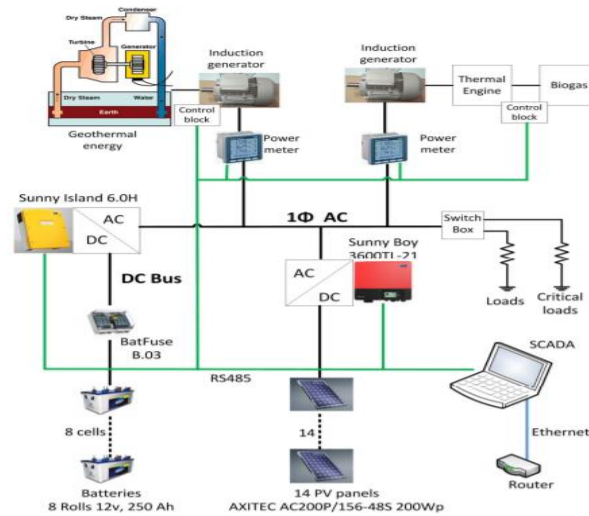


Ilustración 10 - Utilización de SCADA en microrred

Fuente: (E. Lázár et al., 2015)

3.1.6 MEDICIÓN INTELIGENTE

La automatización de las operaciones en microrredes es posible mediante medidores inteligentes (Suri et al., 2020). Los medidores inteligentes son los que sirven como puente de conexión de una carga y el resto de la red, a tal punto de considerarse como una red inteligente (Niyonteze et al., 2019). Suri et al. (2020) revela que el motivo de la implementación de estos aparatos se orienta a la reducción de costos operativos y brindar información en tiempo real. Por medio de los medidores inteligentes es posible el control de despacho en el suministro (J. Thornburg & B. Krogh, 2017). Además, favorece a las reducciones de las necesidades de cortes de energía cuando la demanda supere la oferta disponible (J. Thornburg & B. Krogh, 2017). En el contexto de microrredes, los medidores inteligentes tienen la función de medir la energía eléctrica consumida y brindar información adicional en contraste con los medidores convencionales (Depuru, S. S. S.

R. et al., 2011, como se citó en Niyonteze et al., 2019). La interacción con el medidor inteligente beneficia tanto al usuario como al ofertante (Niyonteze et al., 2019). Se le permite al usuario saber cuánta energía está consumiendo y así poder tomar medidas encaminadas al ahorro energético.

3.1.7 CONSIDERACIONES: IMPLEMENTACIÓN DE MICRORREDES

Para poner en marcha sistemas de microrredes, se debe de tomar en cuenta ciertas consideraciones que dependerán bastante del sitio. J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale (2020) plantea específicamente algunos de los elementos críticos a considerar para el diseño de una microrred en una comunidad rural. Muchas de las consideraciones en las etapas de diseño de una microrred se encaminan a la reducción de costos sin afectar la calidad del servicio. El *Manual de Microrredes para la Calidad de Energía y Conectividad* presentado por el Banco de Desarrollo Asiático (ADB), muestra algunas aplicaciones, tecnologías y modelos comerciales que se deben considerar a la hora de valorar la viabilidad de una microrred.

Asian Development Bank (2020) destaca que dentro de los parámetros de diseño se deben incluir los siguientes:

- Previsión de la demanda (número de usuarios, análisis de cargas).
- Dimensionamiento de la capacidad de generación.
- Selección de ESS.
- Diseño técnico (sistemas de control, modelamiento del sistema de distribución y simulación).

Definir un modelo de negocio que incluya las etapas de planificación, implementación y ejecución resulta importante para el cumplimiento de objetivos estratégicos (E. Vanadzina et al., 2019). Algunos de los modelos más utilizados en los sistemas de microrredes son los acuerdos a largo plazo como los Power Purchased Agreements (PPAs), Energy Service Agreements (ESAs), Build-Own-Operate (BOO), Build-Own-Operate-Transfer (BOOT) (Asian Development Bank, 2020; E. Vanadzina et al., 2019). Sin embargo, es importante hacer énfasis que no existe un modelo de negocios único que sirva para todas las microrredes, es decir que el éxito de un modelo en un mercado específico no garantiza tener los mismos resultados en otro mercado (E. Vanadzina et al.,

2019).

La selección de un modelo de negocio es importante para lograr un financiamiento adecuado de la microrred (E. Vanadzina et al., 2019). El modelo de negocio implementado debe de ajustarse al ambiente, al marco regulatorio y a satisfacer las necesidades de los usuarios. E. Vanadzina et al. (2019) muestra una revisión de modelos comerciales de las microrredes en zonas comunitarias. En la misma línea, las consideraciones de apoyos financieros como ser los subsidios se vuelve necesario para personas económicamente limitadas, especialmente en zonas rurales (Williams et al., 2015). K. Tanaka & K. Maeda (2011) asegura que debido a que no existe un método de diseño universal establecido para una microrred óptima, la simulación considerando el factor tiempo viene siendo lo más adecuado, puesto que los consumos de energía son dinámicos y varían con el tiempo. Asian Development Bank (2020) muestra a detalle una serie de modelos aplicables a microrredes conectadas a red.

Integrar clientes ancla, ha resultado beneficioso tanto en el LCOE, factor de carga y suministro de energía. F. C. Robert et al. (2017) demuestra mediante una simulación, que es fundamental incluir a los clientes ancla para brindar de energía asequible a las comunidades, puesto que logra reducir los costos de energía promedio. Los sistemas de microrred que cuentan únicamente con clientes domésticos, tendrán un excedente de energía desperdiciado a lo largo del día (J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale, 2020).

Tomando en consideración los beneficios mencionados en la sección 3.1.7.3, en donde acaban estimulando el desarrollo de las comunidades; una administración correcta de políticas debe ser estructurada, clara y con sus funciones y responsabilidades bien definidas (Niyonteze et al., 2019). Williams et al. (2015) señala que la puesta en marcha de microrredes para electrificación en ocasiones, no suelen ser de interés para el sector privado debido a sus altos niveles de riesgo, sin embargo, remarca que los incentivos y el diseño de políticas oportunas mejoraría la inversión en dichos proyectos. Además, el desempeño de las instituciones vinculadas al desarrollo y fomento de dichos proyectos se resume en la capacidad de persuadir la inversión. (Akinyele et al., 2018) encontró que la falta de consideraciones en el ámbito social, técnico, económico, ambiental y político es una de las principales razones del mal desempeño de las microrredes en zonas remotas. Warneryd et al. (2020) presenta una revisión de las funciones de las instituciones formales e

informales con respecto a las condiciones bajo las cuales se desarrollan las microrredes y contribuyen al crecimiento de las mismas. ESMAP (2019) destaca como los creadores de políticas, reguladores, desarrolladores, sector industrial y privado, inversionistas, e investigadores tienen una función importante en las microrredes. El sector privado, gobiernos e instituciones no gubernamentales son agentes decisivos para el diseño e implementación de sistemas de microrredes (Booth et al., 2018).

ESMAP (2019) establece que: "En un mercado bien establecido, las iniciativas dirigidas por el sector privado tienen más posibilidades de alcanzar un crecimiento exponencial, algo que se necesita para alcanzar el acceso universal para 2030" (p. 30). Ciertamente, los gobiernos son los que determinan la orientación adecuada, ajustadas a las realidades del país o región. Hossain, Kabalci, et al. (2014) realiza una comparación de microrredes en varias regiones del mundo, tomando en consideración aspectos propios de una microrred permitiendo a los investigadores, desarrolladores y demás involucrados a identificar los parámetros adecuados a considerar.

El desarrollo de las MIPYMES contribuyen al mejoramiento del factor de carga del sistema, en donde la participación de la comunidad se considera una pieza clave para el progreso de estos emprendimientos (J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale, 2020). El uso productivo de la energía por parte de los usuarios de la comunidad también coopera con la calidad de la gestión de las operaciones del sistema de la microrred (Booth et al., 2018). Los factores socioeconómicos también juegan un rol importante, debido a que varios de ellos pueden determinar la disposición y capacidad de pago (Suri et al., 2020). Los usuarios independientemente de su clasificación, zona (rural/urbana) u estatus económico, buscan calidad y confiabilidad de energía a un precio asequible. S. K. Jha et al. (2016) discute algunos desafíos socioeconómicos para alcanzar la sostenibilidad en una microrred en zonas rurales. Aumentar el valor social dentro de las comunidades se consideró un factor importante para estimular la participación en microrredes (Warneryd et al., 2020).

3.1.7.1 Aspecto Económico

Consideraciones y análisis vinculados a aspectos económicos son importantes para la rentabilidad de cualquier proyecto o actividad. Los financiamientos son muy importantes cuando se habla de

electrificación en zonas rurales en donde la capacidad de pago es limitada. El Banco Mundial junto con otros colaboradores como la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), el Banco Africano de Desarrollo, el *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit* (GIZ), y el Banco Islámico de Desarrollo, han comprometido más de 1,300 millones de dólares exclusivamente a sistemas de microrred, excluyendo el financiamiento para asistencia técnica e investigación (ESMAP, 2019). Por otro lado, los costos de los componentes de una microrred, específicamente los módulos solares, inversores y baterías, han disminuido en el mercado internacional entre un 62%-85% en el periodo de 2010 al 2018, debido a los avances tecnológicos suscitados en proyectos solares (ESMAP, 2019). El reporte de los Costos de Generación de Energía Renovable de IRENA muestra a detalle el desglose de precio por capacidad instalada, operación y mantenimiento y otros aspectos a considerar (IRENA, 2020).

El Costo Nivelado de Energía (LCOE): "Corresponde al costo total gastado durante la duración total del proyecto dividido por la energía total consumida por los usuarios" (F. C. Robert et al., 2017, p. 400). Este costo es afectado por la inversión de capital, tasa de interés y la tasa de inflación. El LCOE debe representar el precio mínimo al cual se debe de vender la energía para poder llegar al punto de equilibrio. F. C. Robert et al. (2017) presenta una simulación analizando el LCOE en una microrred, en donde concluye que el LCOE se ve afectado con los cambios de factor de carga de la demanda. Además, en el estudio se concluye que el diseño de una microrred destinada a suministrar energía a una comunidad sin usuarios ancla y exclusivamente a hogares, resultaría muy costoso en relación con una comunidad con usuarios ancla.

El costo de energía es un factor crucial a considerar, especialmente en zonas rurales en donde la disponibilidad de pago es limitada. Por lo tanto, es oportuno tener en cuenta los usuarios ancla a la hora de implementar microrredes (F. C. Robert et al., 2017). Los usuarios ancla contribuyen a la mejora del factor de carga, ya que un factor de carga alto tiene como consecuencia una disminución en el costo de suministro de energía (F. C. Robert et al., 2017). Es posible evaluar la viabilidad económica de una microrred utilizando usuarios ancla (F. C. Robert et al., 2017). J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale (2020) muestra que existe una relación en el LCOE con la selección de BESS y la incorporación de usuarios ancla en el sistema, en donde el LCOE se puede ver disminuido al escoger una profundidad de descarga de la batería adecuada, al analizar la

tecnología a implementar y al introducir usuarios ancla. Asimismo, la combinación de energías renovables con almacenamiento de energía ha resultado obtener el LCOE más bajo comparado con otras combinaciones (Jenkins & Sonar, 2020).

3.1.7.2 Tarifas

La energía eléctrica es un producto, y como todo producto en contexto económico se debe de pagar. Dentro de los involucrados en el desarrollo de microrredes destacan los inversionistas, empresa privada, reguladores, desarrolladores, usuarios, gobierno etc. sin embargo a la hora de establecer las tarifas estos se reducen principalmente entre gobierno, usuarios y desarrolladores (Reber et al., 2018). Dentro del mercado energético existen diferentes modelos de tarifas, en donde su aplicabilidad dependerá del entorno en el que se encuentre. Reber et al. (2018) muestra a detalle la aplicación de tarifas y sus consideraciones en países de África. Dentro de las tarifas a discutir se encuentran las: tarifas nacionales de servicios públicos, tarifas que reflejan los costos, *feed-in tariff*, *net metering*.

Las *feed-in tariff* vienen siendo una política de incentivos en donde brinda beneficios como un pago por la electricidad producida, pago adicional por la energía eléctrica inyectada a la red, y una reducción en la factura eléctrica del productor por utilizar su propia energía (Carpio-Huayllas et al., 2012). Además, se establece que, si en una microrred se cuenta con al menos un recurso energético distribuido no renovable, utilizar *feed-in tariff* no es recomendable. Booth et al. (2018) aborda el modelo de tarifa estándar aplicado a países de África. Carpio-Huayllas et al. (2012) muestra una evaluación sobre la implementación de *feed-in tariff* y *net metering* en microrredes. Reber et al. (2018) describe el modelo de tarifas nacionales de servicios públicos y las tarifas que reflejan los costos. El primero se basa en un sentido de paridad y busca la igualdad entre los usuarios. Sin embargo, en zonas remotas este modelo resulta desfavorable puesto que es vulnerable a distorsiones del mercado y los usuarios no logran entender el costo real del servicio y más aún, las tarifas son muy bajas para captar inversionistas (Reber et al., 2018). Bajo ese escenario es posible otorgar subsidios a los desarrolladores de microrredes y contemplar tarifas nacionales más estrictas (Reber et al., 2018). Reber et al. (2018) menciona que es posible aplicar los subsidios cruzados a las tarifas para que esta última tenga un mejor desempeño. El segundo,

permite a los desarrolladores tener la potestad de establecer sus propias tarifas. Ésta puede ser efectiva bajo una revisión regulatoria y la incorporación de subsidios que tenga como consecuencia la reducción del costo de la energía en este tipo de sistemas (Reber et al., 2018).

Booth et al. (2018) establece que las tarifas en microrredes en zonas rurales deben tener en cuenta tanto la capacidad del sistema como la voluntad de pago de los usuarios. A pesar de muchos casos éxitos de modelos de tarifas en diferentes partes del mundo, no existe un modelo perfecto, una tarifa que englobe y se aplica en cualquier parte del mundo.

3.1.7.3 Beneficios

Dentro de los beneficios que ofrece una microrred se destaca su capacidad de operar en modo autónomo, esto debido a alguna perturbación en la red principal o por decisión propia de los operadores (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Por otro lado, se asegura que las microrredes en zonas rurales mejoran la situación económica de las personas, haciendo mejoras en servicios de comunicación, educativos, comerciales y agrícolas (S. K. Jha et al., 2016).

Los beneficios que brinda una microrred pueden abordar aspectos tanto técnicos como socioeconómicos. (F.D Kanellos, 2005, como se citó en Salam et al., 2008; Asian Development Bank, 2020; Hossain et al., 2014; S. K. Jha et al., 2016) identifica algunos de esos beneficios que ofrecen las microrredes:

- Suministro confiable de energía en caso de una emergencia.
- Integración de generación de energía renovable.
- Reducción en la huella de carbono.
- Eliminación del estrés de una red principal.
- Estabilidad y funcionamiento de la red principal.
- Soporte de voltaje local.
- Reducción en las pérdidas en la red por transmisión.
- Formación educativa.
- Beneficios ambientales

- Estado de salud de las personas.

Es importante destacar los beneficios que acarrea el desarrollo de las microrredes en el área de educación y salud. Al no tener un suministro de energía eléctrica constante y seguro, los estudiantes, especialmente en las noches se ven afectados al no poder realizar tareas durante horas nocturnas, limitando las horas dedicadas al estudio (S. K. Jha et al., 2016). De manera similar, el acceso a la información, hoy en día se considera decisivo para que se le dé un buen uso a la información. El acceso a energía eléctrica abre paso al uso de teléfonos móviles, televisores, computadoras y de más equipos electrónicos que lleven la información a las comunidades (S. K. Jha et al., 2016). Por otro lado, es crítico velar por la salud de las personas. El reemplazo de lámparas a base de queroseno u otro combustible que perjudica y pone en riesgo la salud de las personas, resulta beneficioso al reducir las enfermedades respiratorias en las personas (S. K. Jha et al., 2016).

3.1.7.4 Obstáculos

Para lograr poner en marcha un sistema de microrredes se necesitará sobrellevar una serie de obstáculos que pueden impedir la implementación y desarrollo de la misma. Williams et al. (2015) detalla que el acceso a financiamiento, asequibilidad, y la seguridad de ingreso son algunas de las posibles barreras a enfrentar. Booth et al. (2018) destaca algunas medidas que los empresarios, gobiernos y demás involucrados pueden implementar a la hora del diseño de planes, políticas e incentivos y como consecuencia ayudara a sobrepasar múltiples obstáculos técnicos, sociales y económicos. Asian Development Bank (2020) aborda algunas de las barreras presentes de la dificultad de alcanzar una escala significativa en cuanto a microrredes conectadas a la red. Por otro lado, es considerado un éxito cuando el sector privado, comunidades, reguladores, gobiernos y demás involucrados existan bajo un marco financiero sostenible (Akinyele et al., 2018). Por otro lado, la ausencia de las comunidades, educación y mala gestión de proyectos contribuyen a la formación de barreras que imposibilitan la implementación de microrredes (Kumar et al., 2018).

En ultimas instancias los gobiernos son los que tienen la última palabra en materia de toma de decisiones. Williams et al. (2015) asegura que las políticas y las regulaciones bien desarrolladas solo son una parte de los requisitos a cumplir. Las políticas deben generar sostenibilidad

financiera, independencia regulatoria, y asequibilidad al servicio energético (Akinyele et al., 2018; Williams et al., 2015). Los gobiernos deben servir de apoyo y que los proyectos sean motivados por aspectos sociales y no comerciales, apoyando y promoviendo los sistemas de energía renovable. (M. F. Z. Souza, 2015) establece que la regulación juega un papel fundamental cuando se habla de microrredes en zonas rurales. Williams et al. (2015) examina los beneficios y desafíos a los que se enfrenta el sector privado para el realce de las microrredes en materia de electrificación en zonas rurales en países en vías de desarrollo.

3.1.7.5 Retos Socioeconómicos

El financiamiento es considerado uno de los grandes desafíos dentro de los modelos de negocio. El financiamiento es posible desde un préstamo bancario por parte de los propietarios de la microrred, un contrato de arrendamiento e incluso un acuerdo PPA, ESA, BOOT a largo plazo (E. Vanadzina et al., 2019). Los altos niveles de riesgo y las bajas tasas de retorno en periodos muy prolongados, provocan el desinterés de inversiones (Williams et al., 2015).

En ocasiones los operadores de las microrredes suelen ser de la misma comunidad. Un escenario en donde se presta para que los operadores, en vista de su simpatía con los pobladores y sabiendo la capacidad limitada de pago de los usuarios, no presionen para que los usuarios paguen en tiempo y forma el servicio (S. K. Jha et al., 2016). La capacidad de pago no es estándar entre comunidades, regiones y países. A menudo los ingresos de la gente en zonas rurales dependen de actividades agrícolas, en donde los que reciben ingresos fijos son pocos. Además de la incertidumbre de capacidad de pago de las personas, el nivel de demanda es realmente incierto puesto se considera imposible medir directamente la demanda de energía eléctrica en una zona de nunca ha gozado de ese servicio (Williams et al., 2015).

El uso productivo de la energía es un reto que se debe de atacar en edades tempranas para generar esa educación al ahorro y uso eficiente de los recursos energéticos. Es posible que, en horas de la tarde, en donde la demanda de energía aumenta debido a la conexión de estufas eléctricas, ventiladores, televisión etc. provoque una sobre corriente en el sistema (S. K. Jha et al., 2016). Más aun, la falta de educación de la del uso productivo de la energía, se evidencia en la utilización de equipos eficientes y en la falta de conciencia sobre las energías renovables (Akinyele

et al., 2018). La falta de participación comunitaria representa un obstáculo para el desarrollo de microrredes (Akinyele et al., 2018). La participación de la comunidad probablemente ayude a aumentar los usos productivos de la electricidad e impulsar la demanda de servicios dentro del sistema de microrred (ESMAP, 2019). Tomando en cuenta la microrred tiene como objetivo servir a la comunidad, es fundamental que ésta se vea involucrada desde las etapas de planificación.

3.1.7.6 Retos Técnicos y Operacionales

Dentro de la funcionalidad de una microrred existe el objetivo de mantener el nivel de voltaje y frecuencia en valores requeridos para el sistema, de esta manera poder asegurar el servicio de calidad de energía eléctrica a los usuarios. La calidad de la energía engloba gestión de armónicos, control de sincronización, estrategias de control, optimización energética, protocolos de protecciones entre otros (Asian Development Bank, 2020).

La generación de potencia activa y reactiva debe de estar en equilibrio con la potencia consumida de las cargas, caso contrario la inestabilidad en el sistema se hace presente (Salam et al., 2008).

“Es necesario regular el voltaje durante la operación de la microrred mediante el uso de un controlador de caída de voltaje versus potencia reactiva para lograr confiabilidad y estabilidad local” (B. Lasseter, 2001, como se citó en Salam et al., 2008, p. 66). Para cumplir con lo antes mencionado, es necesario contar supervisión calificada para que la calidad del sistema no se vea comprometida (Akinyele et al., 2018).

Un sistema de protección altamente sofisticado es requerido a la hora de implementar una microrred (Hossain, Kabalci, et al., 2014). Es crucial garantizar que las líneas, cargas y la generación distribuida esté debidamente protegida (W. E. Feero, et al., como se citó en Salam et al., 2008).

3.1.7.7 Microrredes en Zonas Rurales

Las microrredes para zonas rurales y remotas se han visto implementadas en diferentes partes del mundo. Gaona et al. (2015) presenta una revisión de microrredes en zonas rurales a nivel mundial, como una solución ante la brecha de cobertura y acceso a energía eléctrica. El acceso a energía eléctrica tiene un vínculo directamente proporcional al índice de desarrollo humano (IDH) (Gaona et al., 2015). Rwanda es uno de muchos casos que sufren la brecha de electrificación, en donde el

48% de la población no tiene acceso a energía eléctrica; más aún, la red no resulta tener altos niveles de confiabilidad (Niyonteze et al., 2019). Niyonteze et al. (2019) propone un modelo en donde las microrredes y los medidores inteligentes busquen sanear la crisis energética de Rwanda.

Colombia es un país que ha experimentado la implementación de microrredes en zonas no interconectada de los cuales se destacan los casos de Titumate, Chocó y Cardón, Guajira (Gaona et al., 2015). Titumate cuenta con 70% de la generación de energía en base a energía solar fotovoltaica. De manera similar, en Tohatchi, Nuevo México determinaron que la incorporación de recursos energético renovables como solar fotovoltaico y eólico en una microrred, fue posible para asistir a las zonas rurales en materia de acceso de energía eléctrica (Jenkins & Sonar, 2020). En Haití, se han desarrollados proyectos con financiamiento de organismos internacionales para impulsar el desarrollo de microrredes en más de 50 municipios del país (ESMAP, 2019).

3.2 HOMER PRO

La posibilidad de simular el funcionamiento de una microrred da un panorama más amplio de las medidas futuras a tomar. Una simulación puede contemplar escenarios en donde los proyectos estén orientados a la sostenibilidad. Previo a una simulación, lograr obtener información que sirva como datos de entrada, se vuelve determinante para el comportamiento de los resultados.

El *software* Hybrid Optimization Model for Multiple Energy Resources (HOMER) Pro de HOMER Energy es:

“El estándar mundial para optimizar el diseño de microrredes en todos los sectores, desde la energía de las aldeas y los servicios públicos de la isla hasta los campus y bases militares conectados a la red” (HOMER, 2021). HOMER comprende herramientas como simulación, optimización y análisis de sensibilidad considerando una variedad de tecnologías. El *software* es considerado líder mundial en optimización y viabilidad de diseños en microrredes (HOMER, 2021).

3.3 CONTEXTO: HONDURAS

3.3.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El subsector electricidad en Honduras es básicamente la conformación del sistema eléctrico de potencia, el cual va desde los eslabones de los generadores y cargas que suplen, transmisión, y distribución en donde finalmente llega al consumidor. Dentro de la generación se encuentran los productores de energía eléctrica de diferentes tecnologías. La etapa de transmisión es aquella que permite el transporte de largas distancias desde los centros de generación hasta los centros de distribución. En Honduras los voltajes de transmisión son 69kV, 138kV, 230kV, el cual se aprecia en la ilustración 11. La etapa de distribución es la que conecta la red de transmisión con los consumidores finales. Los voltajes en esta etapa son reducidos hasta 13.8kV y 34.5 kV y se muestra en la ilustración 12.

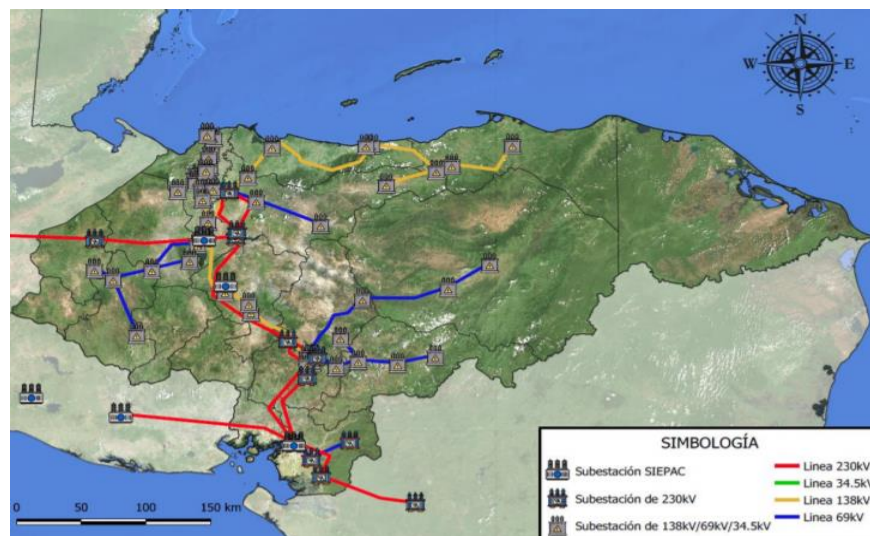


Ilustración 11 - Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras

Fuente: (SEN, 2019a)

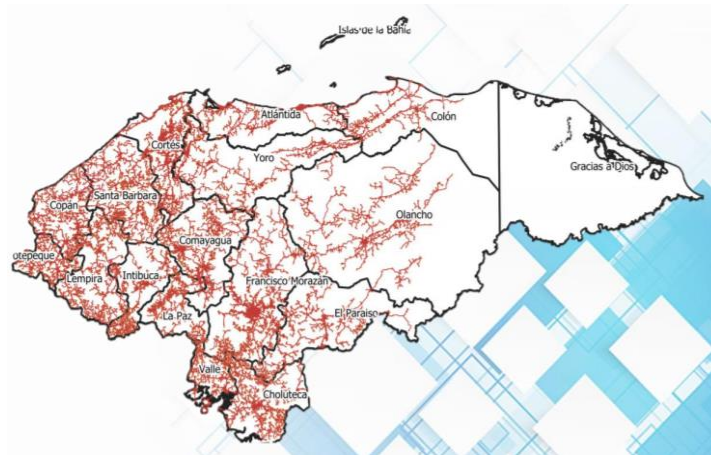


Ilustración 12 - Mapa de la Red de distribución de Honduras

Fuente: (SEN, 2019a)

El Plan Indicativo de expansión del SIN detalla los proyectos para reducir pérdidas y mejorar la confiabilidad y calidad del servicio, dentro de los cuales se encuentran ampliaciones en líneas de transmisión (ODS, 2019). Sin embargo, el costo de la expansión de la red principal resultaría conveniente cuando las comunidades están cerca de una red de distribución para evitar pérdidas de energía por transmisión y/o distribución (F. C. Robert et al., 2017). Honduras para finales del 2019 registraba un nivel de pérdidas de 29.81%, en donde la institución encargada a reducir dichas pérdidas no ha cumplido (SEN, 2019b). Más aun, la distancia a la que se encuentran las comunidades rurales de la red principal, no se considera económicamente viable la opción de extender la red (Akinyele et al., 2018). La poca factibilidad de aumentar la infraestructura para satisfacer una comunidad con baja demanda, hace que la expansión en el SIN no necesariamente sea conveniente para asegurar el acceso universal a la electricidad.

Dentro de las tarifas existentes al periodo de enero del 2021 en los diferentes servicios se tiene la de servicio residencial, general en baja tensión, media tensión y alta tensión. La ilustración 13 muestra las tarifas para cada tipo de servicio para el periodo de enero-marzo 2021. Por otro lado, para poder estar conectados a una red de distribución, el llamado Cargo por Conexión debe estar presente tal y como lo establecen en el Artículo 64 del Reglamento de Tarifas Resolución 148, el cual variará según el nivel de tensión en el cual se encuentre el usuario y además la potencia contratada (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020). Por otro lado, también

en el Artículo 40 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), nos habla sobre usuarios con excedente de energía renovable, el cual el precio será determinado por la empresa distribuidora mediante la metodología establecida en el Reglamento de Usuarios Autoprodutores (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020). Por otro lado, el Capítulo 4 del Reglamento de Tarifas habla sobre la compra de energía a usuarios auto productores, los cuales para el caso sería el excedente de energía del sistema de microrred conectado a la red. El costo de la compra de energía a estos usuarios se verá evaluada y analizada por parte de la empresa distribuidora y posteriormente por la Comisión Reguladora de Energía (CREE) (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020).

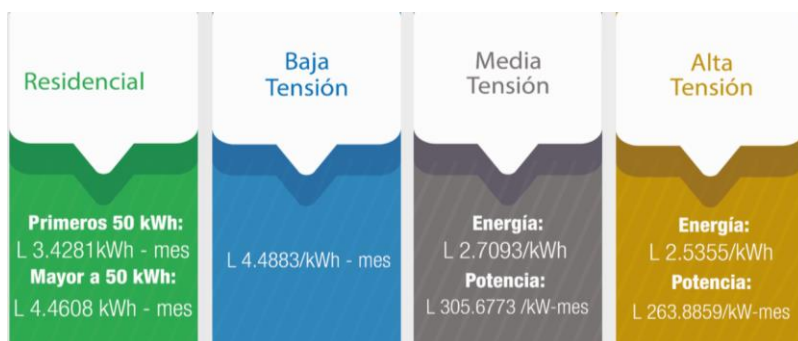


Ilustración 13 - Servicio tarifario

Fuente: (EEH, 2021)

La cantidad de clientes conectados al Sistema Eléctrico Nacional es brindada por las empresas distribuidoras del servicio, en donde para el caso existen cinco: Inversiones Eléctricas de la Mosquitia (INELEM), Roatán Electric Company (RECO), Utila Power Company (UPCO), Bonacco Electric Company (BELCO) y Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) (SEN, 2019b). Es de resaltar que la ENEE representa casi el 99% del total de clientes atendidos, registrando un aproximado de 1,915,323 de clientes para diciembre de 2020 (ENEE, 2020). Por otro lado, existen usuarios que no están conectados a la red y que forman parte del grupo de los sistemas aislados, en donde en su mayoría se dan en zonas rurales. SEN (2019b) registró que los sistemas aislados representaron únicamente el 1.20% del total de clientes a nivel nacional, de las cuales poseen cobertura a través de las redes de distribución privadas de las empresas anteriormente mencionadas. Paralelamente, los sistemas autónomos representan el 1.95% del acceso a la

electricidad (SEN, 2019b).

3.3.2 ELECTRIFICACIÓN EN HONDURAS

Honduras, es un país centroamericano de más de 9 millones de habitantes que limita con Guatemala, El Salvador y Nicaragua, además de los océanos Atlántico en el Norte y Pacífico en el Sur. En donde se posiciona como el país con el porcentaje más bajo de acceso a servicios de energía eléctrica por medio de conexiones a redes de distribución con un 80.8 % en comparación con el 99.4% de Costa Rica que ocupa el primer lugar (CEPAL, 2018). Para diciembre de 2019, Honduras registró un ICE de 83.11%, dejando a 1,350 mil personas sin cobertura eléctrica, y 1,170 mil personas sin acceso a electricidad, en su mayoría provenientes de zonas rurales (SEN, 2019b). En la ilustración 14 se muestra el Índice de acceso a la electricidad (IAE) y el ICE departamental en Honduras.

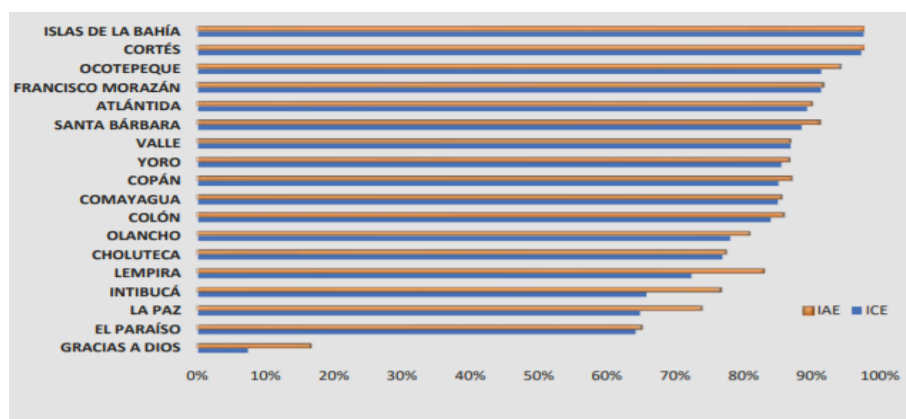


Ilustración 14 - Índice de Cobertura y Acceso a electricidad a nivel departamental

Fuente: (SEN, 2019b)

SEN (2019b) indica que el ICE muestra el porcentaje de viviendas con servicio de energía eléctrica por medio de una red de distribución; por otro lado, el IAE se refiere al porcentaje de viviendas con servicio de energía eléctrica por medio de una red de distribución, sistemas autónomos, sistemas de microrred etc.

Se han logrado identificar la existencia de proyectos y programas de electrificación y acceso de la energía eléctrica en el país. Los departamentos que cuentan con una mayor cantidad de sistemas aislados por parte de estos programas son La Paz, Lempira e Intibucá, siendo los departamentos

con el ICE y IAE más bajos del país junto con Gracias a Dios (SEN, 2019b). Por otro lado, bajo la administración de la ENEE, el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE) fue creado en la década de los 90s bajo la Ley Marco del Subsector Eléctrico, específicamente para el financiamiento de estudios y obras de electrificación a nivel nacional, en donde programas como El Programa Nacional de Electrificación Social se han introducido a la estrategia de cumplir con el Plan de Nación en materia de reducción de la pobreza y aumento en el acceso a electricidad (ENEE, n.d).

(SEN, 2019a) muestra a detalle cada uno de los programas involucrados en electrificación de los cuales destacamos los siguientes:

- Energizing Development (ENDEV)
- Programa Nacional De Desarrollo Rural Sostenible (PRONADERS-IDECOAS)
- Proyecto De Infraestructura Rural (PIR-IDECOAS)
- Village Infrastructure Angels (VIA)

Retomando el concepto del IDH y su relación con el acceso a la energía eléctrica, siendo esta última el motor que impulsa el crecimiento de las MIPYMES y macroempresas, es fundamental garantizar un acceso universal y uso eficiente de la energía eléctrica (SEN, 2019b). Existe una relación directa entre el consumo de energía eléctrica y la calidad de vida, en la ilustración 15 se muestra la relación del IDH y el consumo residencial de electricidad per cápita. Según el informe *Panorama Energético en América Latina y el Caribe*, reporta que 3 de cada 100 personas no cuentan con acceso a electricidad, en donde Honduras junto con Haití son los menos favorecidos (SEN, 2019b).

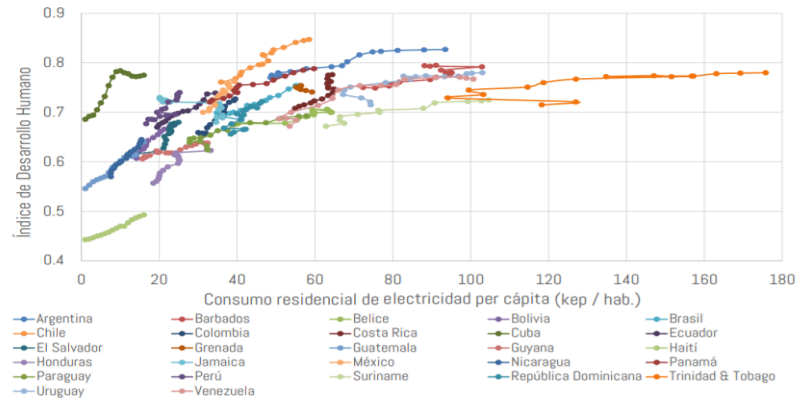


Ilustración 15 – Relación del IDH y Consumo residencial de electricidad per cápita

Fuente: (OLADE, 2019)

3.3.3 MICRORREDES EN HONDURAS

Según el informe presentado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que tiene como título *Programa De Electrificación Rural En Lugares Aislados (PERLA)*, en colaboración con la ENEE y dentro de su Plan Nacional de Electrificación Social, identificaron 4 comunidades para ser beneficiadas: Brus Laguna (Gracias a Dios), Guanaja (Islas de la Bahía), Concepción de María y El Corpus (Choluteca). Determinaron que la solución más viable técnica y económicamente, sería implementar microrredes que incluyan sistemas solares PV y almacenamiento de energía (BID, n.d).

3.3.3.1 Islas de la Bahía

El proyecto denominado por la ENEE, *Sistemas Aislados en el Municipio de Guanaja denominado Isla Verde, Departamento de Islas de la Bahía*, ejecutado por el FOSODE y financiado por el BID, tiene como objetivo el desarrollo de la electrificación por medio de la instalación de una microrred con capacidad de 1MW de energía solar fotovoltaica. El proyecto fue propuesto para instalarse en dos sitios de la isla del municipio de Guanaja, específicamente en el sitio Balmoral y en el área cercano al campo de aterrizaje La Laguna (ENEE, 2017b). La Isla de Guanaja obtiene su energía por medio de la empresa privada BELCO, en donde constan de generación a base de motores diésel (BID & KSP-ADB Joint Consulting Project, 2017).

Actualmente el municipio de Roatán del departamento de las Islas de la Bahía, está bajo la

administración de RECO y funciona como un sistema aislado con 40.7 MW de capacidad instalada. Por otro lado, el municipio de Útila está bajo la administración de UPCO con 5.6 MW de capacidad instalada. Finalmente, la isla de Guanaja, que cuenta una capacidad instalada de 2.35 MW. (SEN, 2019a)

3.3.3.2 *Gracias a Dios*

Gracias a Dios es el departamento con los niveles más bajos de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad. El servicio de energía eléctrica es generada, distribuida y comercializada por INELEM. Actualmente el departamento cuenta con una capacidad instalada de 0.8 MW. (SEN, 2019a)

Dentro del programa de electrificación del gobierno hondureño, en 2017 se comenzó con el estudio para promover el desarrollo de la electrificación rural en el país, tomando como sitio a la comunidad del municipio de Brus Laguna. El sistema aislado propuesto fue contemplado para tener una capacidad instalada de 1MW de energía solar fotovoltaica. (ENEE, 2017a)

La infraestructura de redes de distribución y transmisión no existen en el departamento, puesto que la opción de implementar un sistema de microrred resultaría viable. Para el 2018 se dieron inicios las respectivas labores para la socialización de las personas beneficiadas (ENEE, 2018).

3.3.4 MARCO LEGAL

El marco regulatorio del sector energía de Honduras es bastante amplio y disperso. El Congreso Nacional de la Republica de Honduras es el responsable de aprobar y decretar las leyes. El marco regulatorio está encabezado por LGIE que se establece bajo el Decreto 404-2013 y que fue publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo del 2014 (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020). Adicionalmente, se cuenta con la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables la cual se estableció bajo el Decreto 70-2007, la cual tiene como finalidad promover la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica a base de recursos renovables (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020). En el 2017, mediante el Decreto Ejecutivo PCM-048-2017, se crea la Secretaria de Estado en el Despacho de Energía (SEN) en donde destacamos las siguientes responsabilidades (Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos, 2020):

- Los sistemas de transformación, producción, transmisión, distribución y abastecimiento de energía eléctrica para la prestación de servicio público, y demás aspectos que promuevan la eficiencia económica, competitividad, modernización y desarrollo del subsector electricidad.
- La planificación energética de corto, mediano y largo plazo del país, alineada a la política energética nacional, en el marco de un Plan de Nación y Visión de País.
- Las estrategias para incrementar y garantizar el acceso a las fuentes o servicios de energía a toda la población como un habilitador del desarrollo socioeconómico.

Flores (2012) muestra el análisis del marco regulatorio del mercado de energía eléctrica en Honduras, en donde se habla sobre su estructura y deficiencias al respecto. De igual manera plantea sugerencias en cuanto a posibles cambios en el marco regulatorio con el fin de mejorar el mercado de energía eléctrica.

3.3.5 CONTEXTO: SAN MARCOS DE LA SIERRA

San Marcos de Sierra es uno de los 17 municipios que componen el departamento de Intibucá. Está ubicado aproximadamente en el centro de Intibucá, con coordenadas 14.119728, -88.254883. El municipio se muestra en el mapa de la ilustración 16. El municipio está conformado por 4 aldeas y 49 caseríos. Según el último Censo de Población del 2013, el municipio contaba con un total de 8,652 habitantes de los cuales los hombres representaban el 51.54% y las mujeres el 48.46%, en donde el 100% de su población vive en zonas rurales (INE, 2013). Por otro lado, el 91.74% de la población se identifica como Lenca, así como se muestra en la ilustración 17, uno de los varios grupos étnicos en el territorio hondureño (INE, 2018).



Ilustración 16 - Mapa de San Marcos de la Sierra

Fuente: (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015)

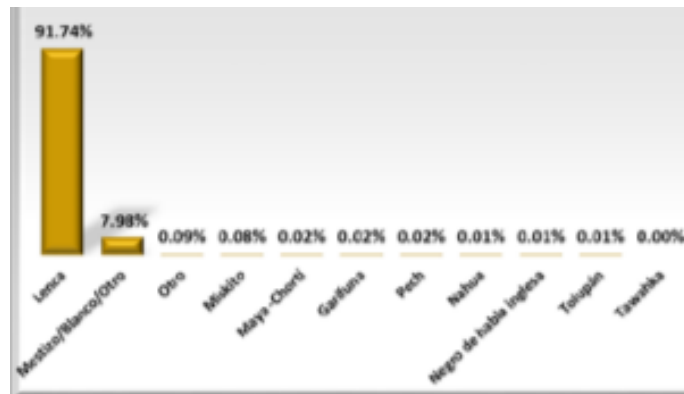


Ilustración 17 - Identificación de grupos étnicos en San Marcos de la Sierra

Fuente: (INE, 2018)

El municipio registró una tasa de analfabetismo del 30% (INE, 2013). Asimismo, del último registro de 2013, el 61.9% de la población total de San Marcos de la Sierra contaba con un nivel educativo de Básica, tal como se muestra en la ilustración 18. Dentro del desarrollo de la población, para el 2004, se marcó un IDH de 49.5% registrando uno de los más bajos a nivel nacional (UNDP, 2006). Todos los poblados del municipio cuentan con centros escolares a excepción de El Mangal, y El Almendro (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015).

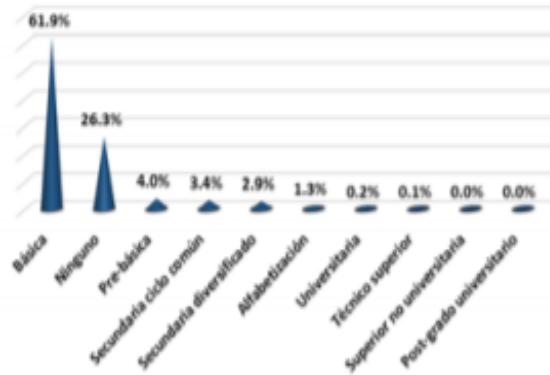


Ilustración 18 - Nivel educativo en San Marcos de la Sierra

Fuente: (INE, 2018)

Según la Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, la cobertura de salud es muy baja. Ellos aseguran que uno de los problemas de la falta de continuidad de los centros de salud y atención se debe a los escasos fondos existentes. El municipio únicamente cuenta con un Centros de Salud con Médico y Odontólogo (CESAMO) ubicado en la cabecera municipal y un Centros de Salud Rural (CESAR) ubicado en la aldea de Las Delicias. Por otro lado, la situación precaria que se encuentran en materia de desnutrición, se vincula con la pobreza en la que se hallan sumergidos (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015).

La topografía de San Marcos de Sierra se caracteriza por tener pendientes pronunciadas con mínimas del 30% y máximas del 50% y varios desniveles que lo catalogan como un terreno escarpado (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015).

El municipio se sitúa de manera compartida entre la cuenca del Rio Lempa y el Rio San Juan, siendo el primero el que abarca una mayor parte del territorio. Sin embargo, los ríos que pasan a orillas del municipio no han sido de mucha utilidad para la población debido a su acceso complicado ante la falta de infraestructuras viales. El acceso al agua potable es considerado como uno de los mayores desafíos en el municipio. En la zona de El Aceituno, Cedros y Santa María existen microcuencas de las cuales aseguran que pueden abastecer de agua algunas comunidades aledañas. El problema según la Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra es el poco caudal presente en las microcuencas existentes como para poder abastecer de agua potable a la población, por lo que manifiestan la limitadas ejecución de proyectos utilizando el recurso agua

de las zonas. Muchas de las personas consiguen el agua de pozos domiciliarios o quebradas de ríos (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015). CONASA (2015) asegura que al menos 6 comunidades (Derrumbados, Las Pilas, Coyolar, Sumurza, Santa María y Los Potreros) no cuentan con un sistema formal de agua potable, abasteciéndose de aguas lluvias, pozos y quebradas.

San Marcos de la Sierra cuenta con un clima característico del trópico seco. La temperatura promedio anual registrada ha sido de 21°C. Durante las épocas de verano la temperatura varía entre 23°C y 30°C, siendo La Delicias una zona que alcanza los 40°C y en épocas de invierno varía entre 18°C y 25°C. Por otro lado, se ha registrado que los vientos provenientes del norte suelen ser los más violentos. (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015)

Dentro de las principales actividades económicas de encuentran la agricultura y ganadería, como se muestra en la ilustración 19. Una gran parte de la población del municipio cuenta con un ingreso mensual en el rango de L. 1,000-2,000. Dentro del área productiva el municipio ha apostado fuertemente al cultivo de café (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015).

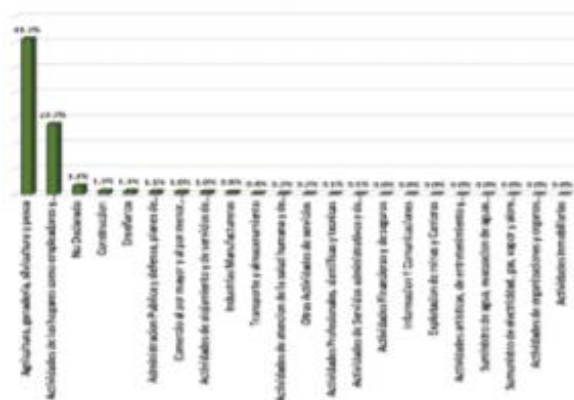


Ilustración 19 - Principales actividades económicas en San Marcos de la Sierra

Fuente: (INE, 2018)

La Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra (2015) señaló que el municipio está en vías de desarrollo, y su dependencia económica se ve enfocado en apoyo externo. El Plan de Desarrollo Municipal de San Marcos de la Sierra incluye una lista de proyectos priorizados por las comunidades, con el propósito de satisfacer las necesidades básicas de los habitantes.

El informe *Diagnóstico y Análisis del Sector Agua Potable y Saneamiento* concluyó lo siguiente con respecto al estudio realizado en el municipio:

- Las fuentes de agua son escasas en el municipio
- Hay alta morosidad.
- La calidad del agua de todos los sistemas rurales y Casco urbano es mala.
- El municipio no tiene potencial de generar suficiente recurso hídrico para satisfacer las diferentes necesidades, en verano la situación se torna más difícil.

3.3.5.1 Electrificación

El Instituto Nacional de Estadística por medio del método línea pobreza del 2005 registró un índice de pobreza extrema del 83% (INE, 2013). Esto se relaciona una de las principales fuentes de alumbrado y de cocción que utilizan, siendo el ocote y leña respectivamente como se muestra en las ilustraciones 20.

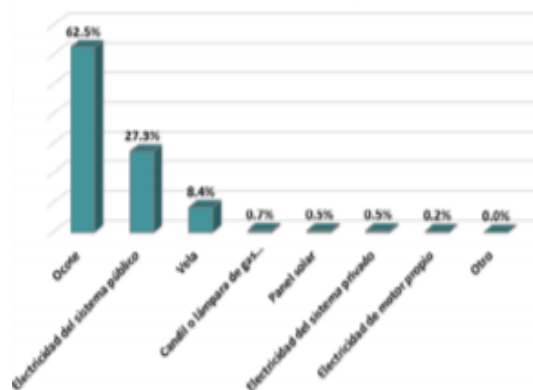


Ilustración 20 - Tipo de alumbrado utilizado

Fuente: (INE, 2018)

Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra (2015) menciona que se han venido realizando proyectos de electrificación en las comunidades en donde se tiene contemplado la ejecución de nuevos proyectos en las comunidades de El Amate, Cedros, Llano de Balas. Dentro del municipio, 15 de los 44 caseríos del municipio se encontraban interconectadas al SIN, las cuales se muestran en la ilustración 21.

Comunidades del Municipio Interconectadas al sistema de ENEE				
1. Portillo del Norte	4. Buena Vista	7. San Luís Centro	10. La Calera	13. El Paterno
2. Chocuara	5. El Portillon	8. Casco Urbano	11. El Guanacaste	14. El Aguacate.
3. Los Pinares	6. El Mangal	9. San José Centro	12. Lodo Negro	15. El Horno

Ilustración 21 - Municipios interconectados al SIN

Fuente: (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015)

Según la Organización de las Naciones Unidas (ONU), la educación es considerada un derecho y son parte de los ODS. Sin embargo, debido a la precariedad en la que se encuentran los centros de educación en materia de contar con servicio de energía eléctrica, este derecho es limitado a muchos jóvenes en San Marcos de la Sierra (Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra, 2015).

Para diciembre del 2019, San Marcos de la Sierra contaba con 2,267 viviendas, de las cuales 827 tenían acceso a una red de distribución y 503 viviendas electrificadas, pero sin estar conectadas a una red de distribución, dejando como resultado a 937 sin cobertura ni acceso a electricidad (SEN, 2019b).

IV. METODOLOGÍA

4.1 ENFOQUE

La investigación surge como una posible respuesta ante la brecha de electrificación existente, especialmente en zonas rurales. Dicho estudio se desarrolló bajo el enfoque mixto, en donde se utilizan datos cuantitativos como descriptivos. Asimismo, el tipo de investigación es propia de el estudio de casos.

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

Dentro de las variables de investigación de interés para el estudio se clasificaron en dos grupos: variables dependientes y variables independientes. Éstas últimas apuntan a un comportamiento ajeno a las causas exteriores, mientras que las variables dependientes son todo aquello que no pudo ser manipulado.

4.2.1 VARIABLES DEPENDIENTES

Tecnología: Se refiere al conjunto de equipos utilizados para el sistema de generación distribuida de la microrred.

Conexión: Es la manera en la que el estado de la microrred se encuentra en relación con la red principal. Ésta puede ser del tipo aislado, conectado a la red principal o ambas.

NPC: Se refiere al costo presente neto el cual representa el costo total del sistema.

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Número de cargas: Indica el número o magnitud de cargas a energizar, en ellas se pueden incluir casas, centros de salud, centros educativos, comercios etc.

Recursos Energéticos: Hace referencia al potencial energético de distintos recursos en la zona de estudio. Dichos recursos pueden ser renovables o no renovables.

4.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

El instrumento utilizado para el estudio fue el software HOMER PRO, en su periodo de prueba,

para el dimensionamiento de las fuentes de generación del sistema de la microrred. Además, se realizó un análisis de sensibilidad que examina todas las combinaciones planteadas para el sistema.

La organización y recopilación de datos en MS Excel sirvieron para facilitar el ingreso de los datos para la creación y utilización de mapas en ARCGIS en su versión en línea. Dichos mapas son catalogados como sistemas de información geográfica en donde el análisis georreferenciado de la información de los datos, simplificaron la selección del sitio de instalación. Igualmente, el uso de la aplicación del Atlas Solar Global y Atlas Global de Viento para analizar el potencial de generación de energía en la zona.

Por otra parte, la base de datos de OLADE, IEA, CEPAL, PNUD, BID, la red de profesional de Research Gate, IEE Xplore, ScienceDirect, y MDPI fueron instrumentos fundamentales para la búsqueda y revisión de literatura en relación con el tema de investigación. En ellos se pudo encontrar artículos científicos e investigaciones realizadas relacionadas a la temática en estudio. De igual manera los reportes e informes de la ENEE, SEN, CREE y la Alcaldía de la Municipalidad de San Marcos de la Sierra, institucionales nacionales, sirvieron para sentar y fundamentar la base de los datos de la investigación.

4.4 POBLACIÓN Y MUESTRA

Puesto que la investigación se realizó como el tipo de estudio de caso, se consideró un estudio no probabilístico. De esta manera se decidirán las unidades de análisis por criterio propio. Para el caso de estudio, se escogió el municipio de San Marcos de la Sierra, Intibucá. A consecuencia de los reportes publicados por la SEN, en donde indican que ciertas zonas del municipio si cuentan con cobertura y acceso a electricidad, surge limitar el estudio a zonas de interés propio, que para el caso resultan ser los caseríos de las aldeas que no están conectadas a un sistema de distribución o acceso a electricidad por medio de sistemas aislados.

4.5 METODOLOGÍA

Inicialmente, la metodología de estudio inicia explorando las características propias de una microrred, haciendo énfasis en microrredes en zonas rurales. Con el fin de proponer una solución

tecnológica que ataque la brecha de electrificación existente en el municipio de San Marcos de la sierra, fue necesario realizar una revisión del estado actual del municipio, con información brindada por medio de la Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra. Dentro de esa revisión engloba aspectos como comunidades con cobertura a energía eléctrica, viviendas en necesidad de cobertura y acceso a energía eléctrica, potencial de los recursos energéticos disponibles en la zona, principales actividades económicas de la comunidad entre otros. De ahí, la ejecución de la simulación del sistema de microrred propuesta para el sitio de estudio, por medio del *software* HOMER PRO. Para determinar la mejor solución tecnológica al menor costo posible, se tomó en consideración el Costo Presente Neto (NPC) y el tipo de conexión de la microrred.

4.6 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

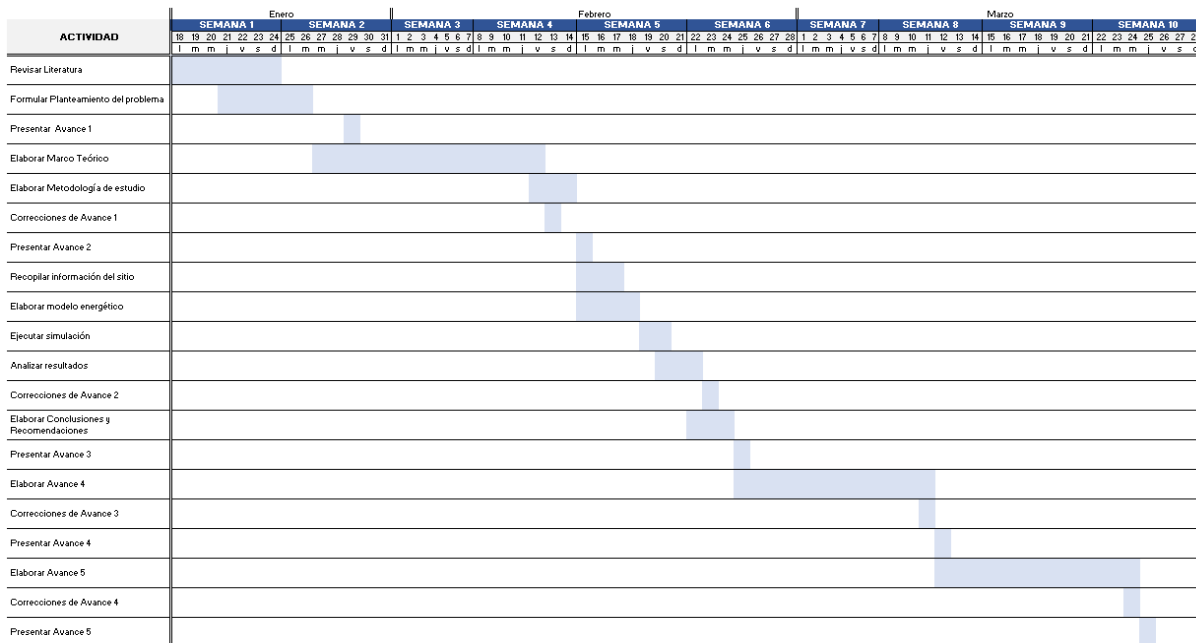


Ilustración 22 - Cronograma de actividades

Fuente: Elaboración propia

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Con el propósito de tener una estructura de diseño, la microrred se elaboró en 5 diferentes fases. Se reconoció que el nivel de detalle está directamente proporcional a la calidad de los resultados. Las 5 fases que engloban la metodología de diseño se establecen de la siguiente manera:

1. Sitio de estudio: Establecer el sitio de estudio. La selección de las comunidades beneficiadas se vincula a la disponibilidad de energía eléctrica que existe en ellas, presencia de centros educativos y cercanía con un centro de salud.
2. Información In Situ: Recopilar datos sobre las condiciones de las cargas, de la zona y análisis del potencial de los recursos energéticos disponibles. Conocer el número de viviendas sin cobertura o acceso a energía eléctrica de la zona seleccionada, resulta de mucha utilidad para estimar y determinar la demanda de energía eléctrica a la cual el sistema deberá de suplir. Conocer la ubicación exacta de las cargas, favorece su georreferenciación y permite mostrar la distribución espacial de los usuarios finales para relacionarla con los recursos energéticos disponibles. Dentro del análisis del potencial de los recursos energéticos, es esencial identificar la ubicación de instalación de los recursos energéticos distribuidos en base al potencial energético y cercanía de cargas. La recopilación de información puede producir la necesidad de limitar la muestra de estudio.
3. Modelo conceptual: Elaborar el modelo conceptual. A partir de la información obtenida en las dos primeras fases, es posible conceptualizar el modelo que se pretende, y si así se quiere, incluir las especificaciones de las tecnologías escogidas en la fase 2, caso contrario se habilita la opción de optimización del *software*. Dentro del modelo conceptual se espera ver los componentes que serán utilizados a la hora de la simulación de la microrred.
4. Simulación: Simular el modelo conceptual. Al definir y tener un modelo conceptual base, en donde se incluye los componentes a integrar a la microrred, al igual que la ubicación del sistema, se procede a la simulación de la microrred en el *software* HOMER PRO.
5. Análisis de Resultados: Dentro de las diferentes herramientas y capacidades que cuenta el programa una vez ya simuladas las diferentes combinaciones del sistema, se encuentra la

herramienta de optimización. Dicha herramienta ordena las diferentes configuraciones según el criterio del ejecutor para facilitar la comparación de estas. Esto permite filtrar y reducir la cantidad de configuraciones realizadas por el programa a las configuraciones óptimas y al menor costo posible. El análisis de los resultados es fundamental para determinar la configuración final.

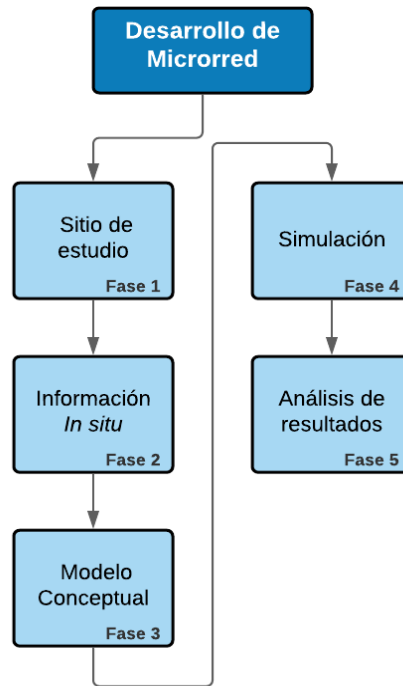


Ilustración 23 - Fases del desarrollo de la microrred

Fuente: Elaboración propia

5.1 FASE 1: SITIO DE ESTUDIO

Se tomó en consideración los ICE departamental y municipal de Honduras, y se determinó como caso de estudio el municipio de San Marcos de la Sierra, siendo uno de los municipios con el ICE más bajo del departamento. Para efectos del estudio se tomó en cuenta los caseríos que no cuentan con cobertura a energía eléctrica, siendo las viviendas de esos caseríos una de las cargas a energizar. Además, se tomó la participación de los usuarios ancla, que para el caso resultó ser los centros de salud ubicados en la cabecera municipal de la aldea de San Marcos de Sierra y en la aldea Las Delicias.

La ubicación de las infraestructuras de estos establecimientos se muestra en la ilustración 24. Esta ubicación ayudó a identificar los posibles caseríos a beneficiar. Se identificó que la única comunidad que cuenta con las cuatro infraestructuras sociales (centros de educación prebásico, básico, media y centros de salud) es la Cabecera Municipal.

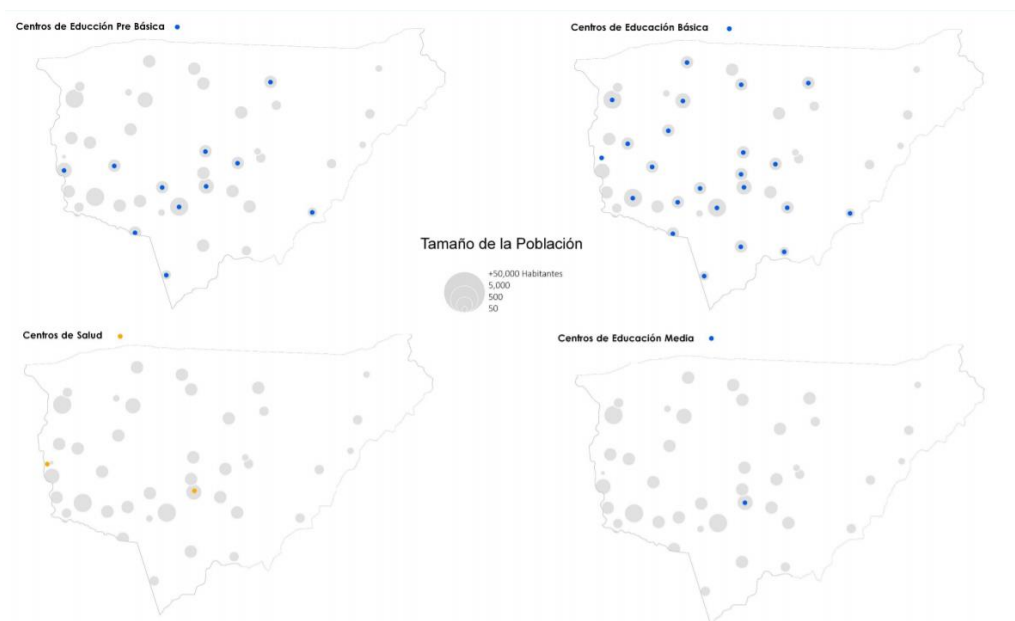


Ilustración 24 - Infraestructura Social

Fuente: (Jiménez et al., 2015)

5.2 FASE 2: INFORMACIÓN *IN SITU*

El levantamiento de datos se obtuvo por medio de miembros de la Alcaldía del Municipio de San Marcos de la Sierra y de la Asociación de Municipios de Honduras (AMHON). Dicho levantamiento dio a conocer parcialmente el estado en el que se encuentran los habitantes del municipio. Dentro de la recopilación de datos se dio a conocer el número de viviendas sin cobertura o acceso a energía eléctrica en las comunidades entre otras cosas. Se recopiló información de 23 caseríos de los 44 que registra el municipio. En la sección de anexos se muestra el anexo 1 que evidencia dicha información.

Se obtuvo la ubicación exacta de los 23 caseríos los cuales fueron georreferenciados, tal y como se muestra en la ilustración 25. En la ilustración se hizo notar el estado de electrificación en el que se encuentran dichas comunidades. Se categorizó de color rojo los caseríos que no cuentan con

energía eléctrica, de color naranja los que cuentan parcialmente con energía eléctrica y de color verde las que sí cuentan con ese servicio. Los caseríos que fueron catalogados como parcialmente electrificados hace referencia a que se requiere una extensión en la cobertura eléctrica. Dicha herramienta ayudó a poder vincular su ubicación con el potencial de los recursos energéticos disponibles en la zona. En la tabla 1 se muestra la información del estado de electrificación de los caseríos georreferenciados, en donde se organizó por las 4 aldeas del municipio con sus respectivos caseríos.

Tabla 1 - Estado de electrificación San Marcos de la Sierra

Aldea	Caserío	Ubicación	Acceso a energía eléctrica	Sin acceso a energía eléctrica	Extensión Requerida	Número de viviendas no electrificadas
San Marcos de Sierra	Casco Urbano	14.112986, -88.257236	X		X	10
	Buena Vista	14.134896, -88.237157	X			-
	El Salitre	14.092636, -88.258559	X		X	30
	El Amate	14.078693, -88.276640		X		29
	Las Araditas	14.099444, -88.236389		X		22
	Lodo Negro	14.114444, -88.229444	X		X	36
	Llano de balas	14.110707, -88.217540		X		39
	Agua Caliente	14.114504, -88.243624		X		nd
	Brogadillo	14.119377, -88.212188		X		20
	Rancho Qumeado	14.109722, -88.265833	X		X	45
El Limon	14.124722, -88.233611		X		20	
Las Delicias	Las Delicias Centro	14.140278, -88.308611		X		39
	Las Pilas y Aceituno	14.127778, -88.311944		X		74
	Las Mesitas	14.148889, -88.313611		X		53
	El Coyolar	14.131667, -88.304444		X		43
	Sumurza	14.166111, -88.293889		X		71
	El Almendro	14.145000, -88.300556		X		54
	Guilmo	nd				
	Las Crucitas	nd				
San Luis	San Luis Centro	14.132365, -88.255667	X			-
	El Aguacate	14.123333, -88.268333	X		X	44
	El Derrumbado	14.151667, -88.283611		X		88
	Cedros	14.166780, -88.250109	X			-
	Santa María de las Flores	14.155278, -88.270278		X		27
	Chocuara	14.144692, -88.229039	X			-
	Nueva Esperanza	14.156944, -88.236389		X		15
	Portillo del Norte	14.164444, -88.228889	X		X	25
	La Majada	14.153889, -88.196667		X		40
	Los Pinares	14.142778, -88.227500	X		X	13
	La Joya del Mango	nd				
	Las Palmas	nd				
Saran	nd					
San José	San Jose Centro	nd				
	El Guanacaste	14.114722, -88.274167	X		X	48
	Los Potreros	nd				
	La Calera	nd				
	El Portillon	nd				
	El Mangal	nd				
	El Horno	14.109336, -88.283148		X		nd
	El Sompopero	14.104445, -88.268301		X		nd
La Peña Blanca	nd					
	TOTAL		12	16	12	885

Fuente: Elaboración propia

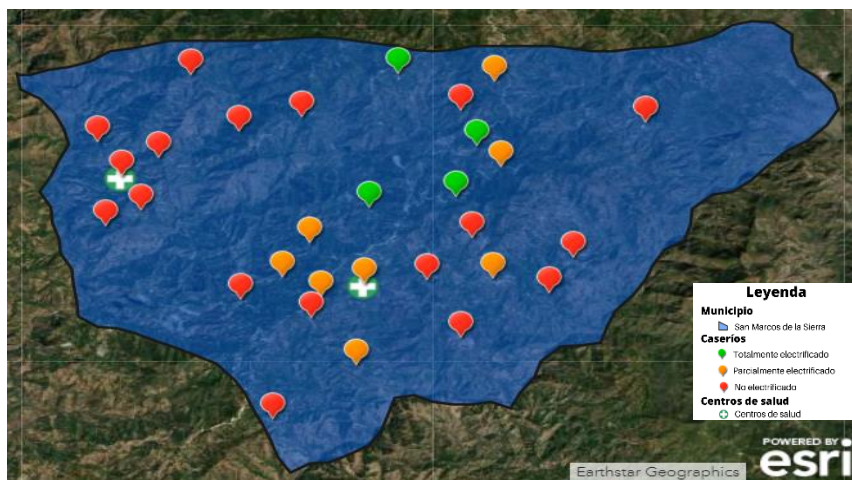


Ilustración 25 - Electrificación de caserios San Marcos de la Sierra

Fuente: Elaboración propia

Debido al limitado acceso de sistemas de riego en diversas partes del municipio, el sector productivo se ve en riesgo puesto que más del 50% de las actividades económicas dependen de la agricultura. La corta época de invierno y la poca existencia de sistemas de riego, complica a los agricultores en el riego de sus cultivos. Se encontró que las épocas secas se pueden extender por más de 6 meses haciendo que la escasez de agua sea cada vez más frecuente. Tomando en consideración el tránsito de los diferentes ríos como ser los ríos Chocuara y San Juan al oeste del municipio y demás quebradas en diferentes partes del municipio tal y como se muestra en la ilustración 26, se contempló una mayor demanda de energía eléctrica que se pudiera destinar para sistemas de riego y bombeo de agua. Se tuvo en cuenta que su demanda máxima será en las épocas cuando el verano sea muy prolongado, esta época se presenta de noviembre-abril. De igual manera, se tomó en cuenta la época de invierno que ocurre entre mayo a octubre, en la cual existe mayor presencia de lluvia. Esto resultó útil para configurar el perfil de carga.

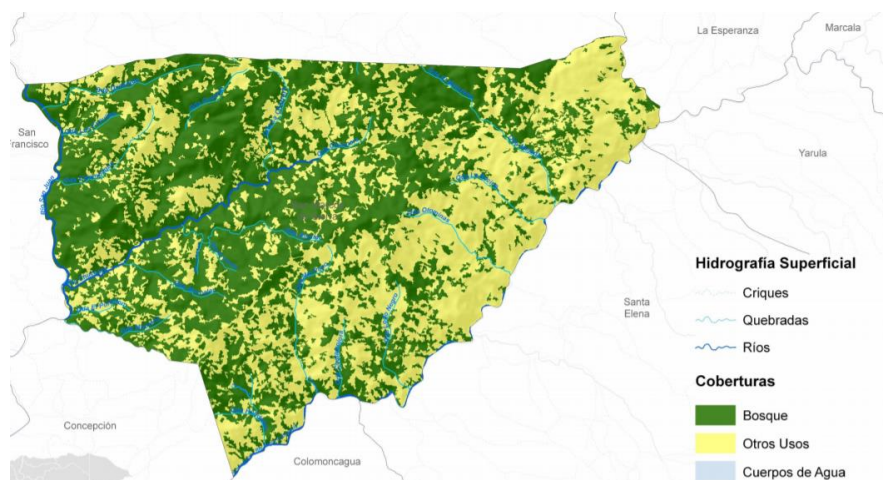


Ilustración 26 - Hidrografía superficial

Fuente: (Jiménez et al., 2015)

En vista de que las viviendas a energizar no contaban con un historial de consumo de energía, se tomó como una línea base el consumo de viviendas que si están energizadas. El costo del consumo promedio de energía eléctrica de una vivienda básica para estimar la demanda de las cargas a energizar fue de L. 60 a L. 250. Por otro lado, el usuario ancla, el CESAMO, resultó tener un costo de consumo promedio de energía de L. 400. El CESAMO es el centro de salud más grande por categoría, ubicado en la Cabecera Municipal. El CESAMO tiene un horario de atención de 8:00 AM-2:00 PM, en donde se ha registrado un promedio de 30-40 pacientes diarios y 400-600 pacientes mensuales.

Tomando en consideración la ubicación de comunidades que no cuentan con servicio de energía eléctrica, la cercanía al CESAMO, y la importancia del casco urbano como centro de las principales actividades económicas se determinó que las comunidades beneficiadas fueran las de la aldea de San Marcos de Sierra. Para el caso se contó con 5 comunidades que no contaban con el servicio de energía eléctrica y se completó los 4 caseríos parcialmente electrificados, dando como resultado un total de 251 viviendas a electrificar. En la tabla 2 muestra la información en materia de electrificación de los caseríos de la aldea San Marcos de Sierra. La ilustración 27 muestra el mapa en donde se encuentran georreferenciados los caseríos con la categorización previamente descrita.

Tabla 2 - Estado de electrificación Aldea San Marcos de Sierra

Aldea	Caserio	Ubicación	Acceso a energía eléctrica	Sin acceso a energía eléctrica	Extensión Requerida	Número de viviendas no electrificadas
San Marcos de Sierra	Casco Urbano	14.112986, -88.257236	X		X	10
	Buena Vista	14.134896, -88.237157	X			-
	El Salitre	14.092636, -88.258559	X		X	30
	El Amate	14.078693, -88.276640		X		29
	Las Araditas	14.099444, -88.236389		X		22
	Lodo Negro	14.114444, -88.229444	X		X	36
	Llano de balas	14,110707, -88,217540		X		39
	Agua Caliente	14.114504, -88.243624		X		nd
	Brogadillo	14.119377, -88.212188		X		20
	Rancho Qumeado	14.109722, -88.265833	X		X	45
	El Limon	14.124722, -88.233611		X		20
TOTAL			5	6	4	251

Fuente: Elaboración propia

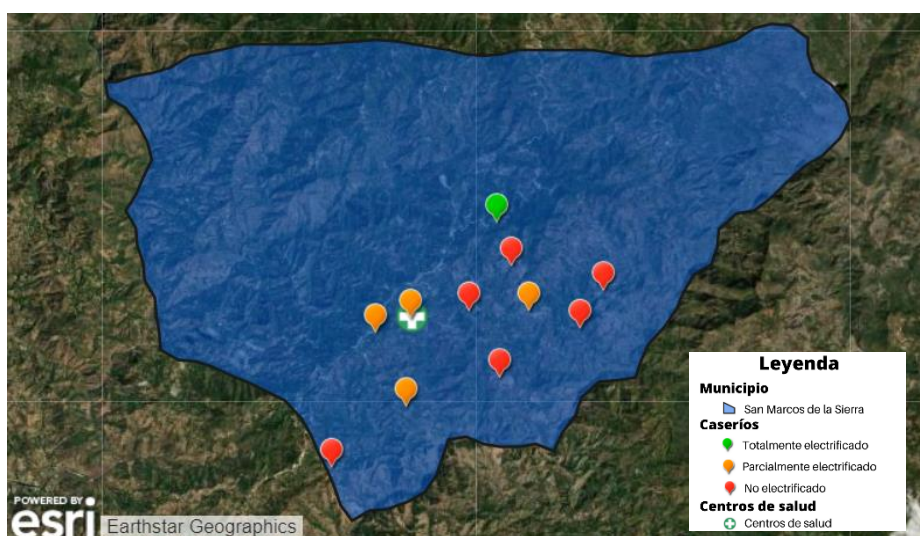


Ilustración 27 - Mapa de Electrificación Aldea San Marcos de Sierra

Fuente: Elaboración propia

Dentro de la evaluación de las 251 viviendas que no cuentan con acceso o cobertura de energía eléctrica se tomó en cuenta el pago promedio mensual del consumo de las viviendas electrificadas mencionado anteriormente y se determinó una carga residencial de 80 kWh/mes por vivienda. Para el caso de las viviendas se identificó que se encontraría en el nivel 3 de la matriz de varios niveles para medir el acceso a los servicios eléctricos domésticos según ESMAP, tal y como se

muestra en la ilustración 28.

	TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
Tier criteria		Task lighting AND Phone charging	General lighting AND Phone Charging AND Television AND Fan (if needed)	Tier 2 AND Any medium-power appliances	Tier 3 AND Any high-power appliances	Tier 2 AND Any very high-power appliances
	TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
Annual consumption levels, in kWhs		≥4.5	≥73	≥365	≥1,250	≥3,000
Daily consumption levels, in Whs		≥12	>200	≥1,000	≥3,425	≥8,219

Ilustración 28 - Matriz de niveles para medir el acceso a los servicios eléctricos domésticos

Fuente: (ESMAP ,2015)

El perfil de carga anual se escaló en HOMER PRO en base al consumo promedio de la comunidad el cual se estableció de 820 kWh/día, tal y como se muestra en la ilustración 29. Dicho consumo toma en cuenta tanto el domiciliario como el consumo del CESAMO que se determinó de 150 kWh/mes, en base a al pago promedio mensual del consumo del centro de salud y la tarifa residencial mostrada en la ilustración 13. Se puede apreciar que en los meses de noviembre a abril existe una mayor demanda debido a que se configuro para que en dicho periodo los sistemas de bombeo y de riego actúen. Asimismo, se ve como la demanda en horas nocturnas aumenta, esto debido al uso de iluminación.

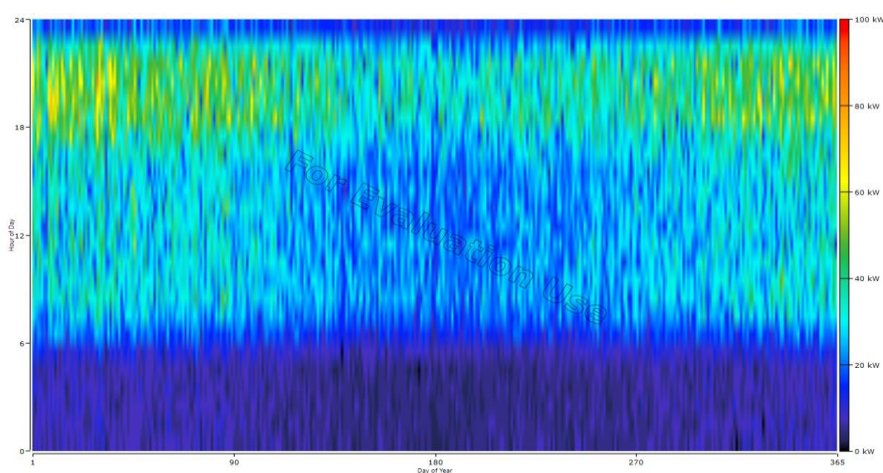


Ilustración 29 - Perfil de carga anual

Fuente: Elaboración propia

5.2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS

El potencial de los recursos energéticos disponibles en la zona ayudó a la selección del lugar de instalación de la microrred. Dentro del análisis de los recursos energéticos disponibles en la zona se tomó en cuenta el solar PV, eólico y la generación con diésel. Para los primeros dos recursos energéticos se analizó su potencial en el municipio.

La ilustración 30 muestra que el municipio contó con una irradiancia global horizontal (GHI) mínima de 5.56 kWh/m² por día y una máxima de 5.75 kWh/m² por día. De igual manera, se hace notar que el mayor potencial resultó ser en la zona Sur y Este del municipio.

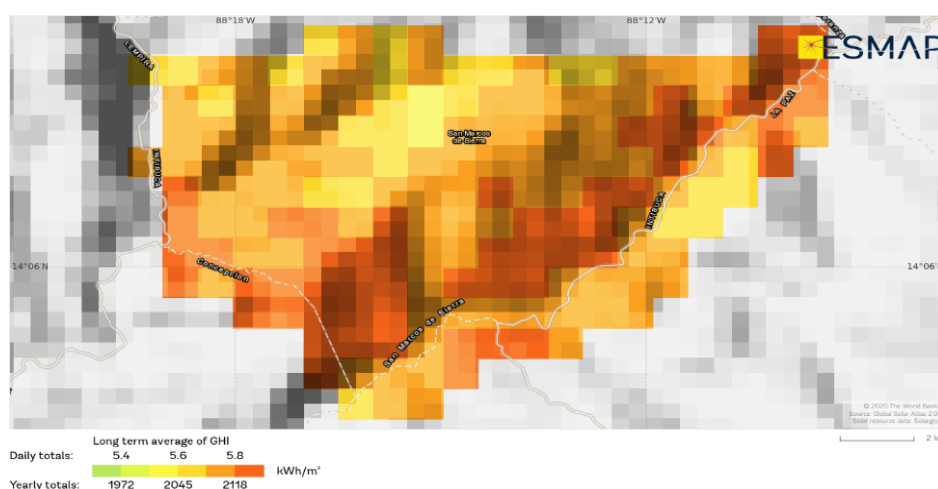


Ilustración 30 - Potencial Solar PV San Marcos de la Sierra

Fuente: (Global Solar Atlas, 2021)

Se tomó en cuenta el potencial solar PV del municipio mostrado en la ilustración 30 para identificar una zona potencial de instalación. Se tomó el Punto A para la instalación del sistema solar PV debido a su cercanía con el CESAMO y su posición céntrica con respecto a los caseríos de la aldea de San Marcos de Sierra. Su ubicación tiene coordenadas 14.1079946, -88.2459713 tal y como se muestra en la ilustración 31. Con el *GLOBAL SOLAR ATLAS* en dicha ubicación, se obtuvo una GHI de 5.702 kWh/m² por día y una inclinación óptima de los módulos de 18°. Afortunadamente la aldea de San Marcos de Sierra se ubica en una de la zonas con mayor potencial solar PV.

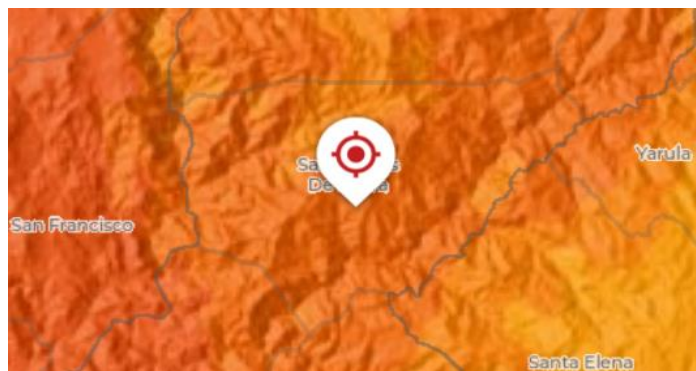


Ilustración 31 - Punto A

Fuente: (Global Solar Atlas, 2021)

Por otro lado, el recurso eólico se analizó para vientos a 100 m de altura, en donde el municipio resultó tener una velocidad promedio de 8.53 m/s. De igual manera se analizó a alturas de 50 m y 10 m y la velocidad del viento promedio no bajó de 8 m/s por lo que indicó ser un lugar idóneo para la instalación de un equipo eólico. Los vientos resultaron provenir del noroeste del municipio, como se muestra en la ilustración 32. Al igual que en el mapa del potencial solar PV del municipio, la zona con mayor potencial eólico resultó ser la zona sureste del municipio, tal y como se muestra en la ilustración 33. Afortunadamente para el caso del potencial eólico también se encuentra un gran potencial especialmente en la aldea de San Marcos de Sierra, la zona de estudio. Las zonas de mayor potencial son el resultado de las fallas geológicas y el relieve terrestre presentes en el territorio, teniendo como resultado estar cerca de las zonas con mayor elevación tal y como se muestra en la ilustración 34.



Ilustración 32 - Rosa de los vientos San Marcos de la Sierra

Fuente: (Global Wind Atlas, 2021)

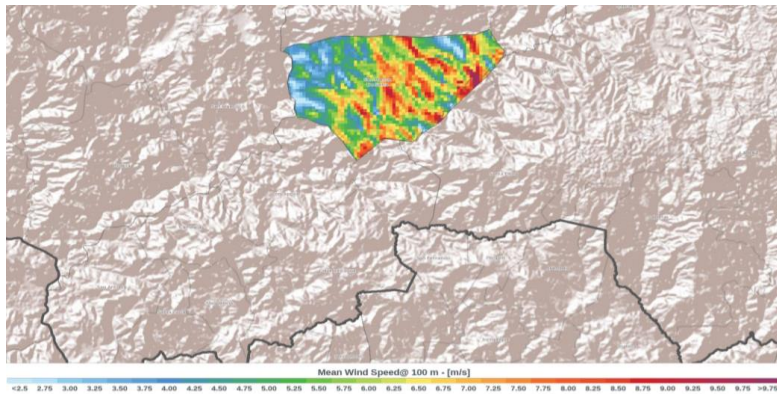


Ilustración 33 - Potencial Eólico San Marcos de la Sierra

Fuente: (Global Wind Atlas, 2021)

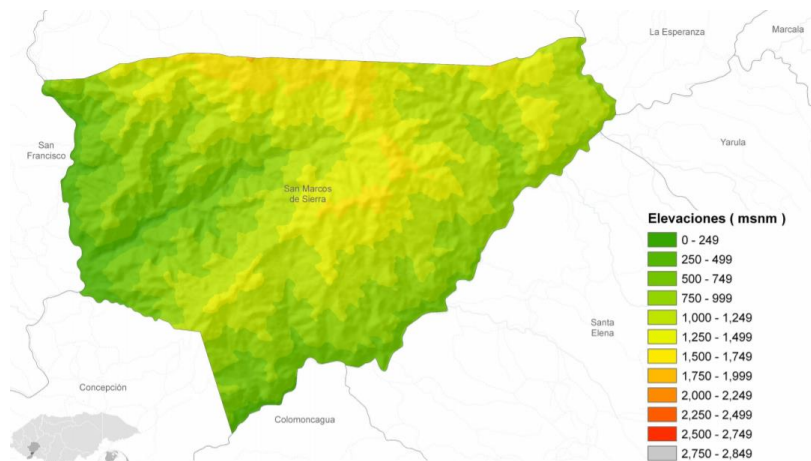


Ilustración 34 - Elevación

Fuente: (Jiménez et al., 2015)

Se tomó en cuenta el potencial eólico del municipio mostrado en la ilustración 33 para identificar una zona potencial de instalación. La georreferencia de los caseríos mostrados en la ilustración 27 junto con el análisis del potencial eólico de la zona ayudo a determinar la ubicación del sitio. Para el caso se tomó el Punto B como sitio de instalación del sistema eólico, su ubicación tiene coordenadas 14.09529, -88.26279, tal y como se muestra en la ilustración 35.

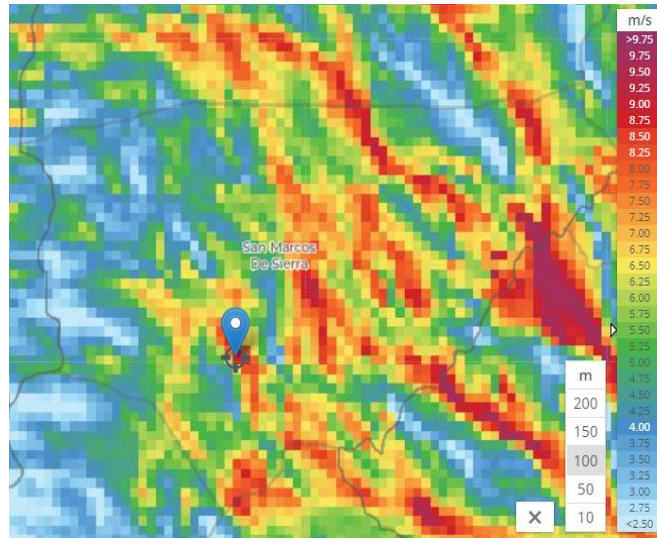


Ilustración 35 - Punto B

Fuente: (Global Wind Atlas, 2021)

Con el *GLOBAL WIND ATLAS*, la ubicación del punto B obtuvo vientos promedio de 8.37m/s y una densidad de potencia media de 1,110 W/m². En la ilustración 36 y 37 se muestra el comportamiento de la curva de densidad de potencia media a 100 m de altura y el comportamiento de los vientos en el punto B respectivamente.

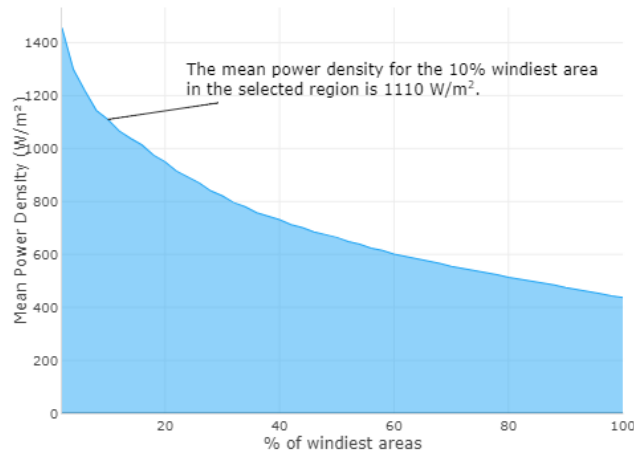


Ilustración 36 - Curva de densidad de potencia media 100 m

Fuente: (Global Wind Atlas, 2021)

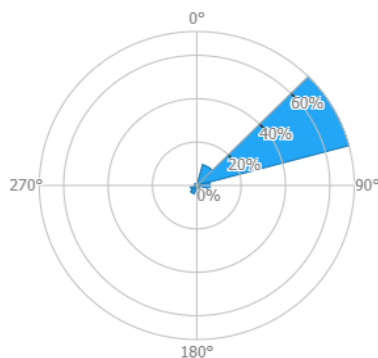


Ilustración 37 - Rosa de los vientos Punto B

Fuente: (Global Wind Atlas, 2021)

Se encontró que uno de los hidrocarburos más consumidos en el departamento resultó ser el diésel tal y como se detalla en la ilustración 38. A consecuencia de ese comportamiento se incluyó como un posible recurso energético disponible en la zona.

	GASOLINA SUPERIOR	GASOLINA REGULAR	DIÉSEL	KEROSENE	AV-JET	FUEL OIL	GLP	GLPV	ASFALTO
ATLÁNTIDA	12.230	15.811	22.345	276	803	1.315	6.250	3.525	-
CHOLUTECA	10.992	4.411	36.270	623	47	42.268	5.015	-	-
COLON	5.900	3.901	13.968	130	-	748	4.549	347	-
COMAYAGUA	12.183	12.422	23.230	189	2.265	1.300	2.924	1.109	571
COPAN	11.689	7.248	19.411	215	-	-	7.815	848	-
CORTES	150.489	110.321	237.265	7.501	7.481	224.703	88.374	10.816	892
EL PARAÍSO	11.334	5.173	14.479	254	-	560	2.000	538	-
FRANCISCO MORAZÁN	85.115	34.999	82.217	2.502	3.434	2.310	25.476	9.666	1.048
GRACIAS A DIOS	1.587	846	2.099	-	-	-	-	-	-
INTIBUCÁ	4.882	3.272	6.937	94	-	-	359	-	-
ISLAS DE LA BAHÍA	8.942	9.638	42.728	-	1.404	-	-	-	-
LA PAZ	1.751	1.104	2.451	-	-	187	309	-	-
LEMPIRA	3.306	718	3.706	24	-	-	379	-	-
OCOTEPEQUE	2.369	2.795	3.162	-	-	-	889	-	-
OLANCHO	17.519	3.895	18.887	181	-	-	3.594	425	-
SANTA BARBARÁ	9.203	6.825	15.331	613	-	10.753	1.680	146	-
VALLE	8.144	3.578	13.843	692	-	-	385	762	411
YORO	16.651	12.669	22.913	236	519	-	5.249	-	-
TOTAL	374,286	239,426	581,242	13,529	15,952	284,143	155,247	28,181	2,921

Ilustración 38 - Ventas a consumidores finales por departamento

Fuente: (Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2020)

Por otro lado, se vio necesario incluir el BESS para poder asegurar un suministro de reserva y continuo de energía a las cargas. De igual manera se incorporó dado a sus beneficios en el sistema las cuales se detallaron en la sección 3.1.4. Se determinó que el tipo de batería en la microrred sería de lones de Litio debido a su configuración electroquímica en donde su capacidad de perder electrones es mayor con respecto a otras baterías estudiadas previamente. Igualmente, dentro de la revisión literaria las baterías de lones de litio mostraron una ventaja en su alta densidad de carga

con respecto a las demás tecnologías.

En la ilustración 39 se muestra de manera georreferenciada los recursos de generación distribuida. Siendo el icono amarillo, azul y negro la representación del sistema solar PV y BESS, eólico y el equipo electrógeno respectivamente.

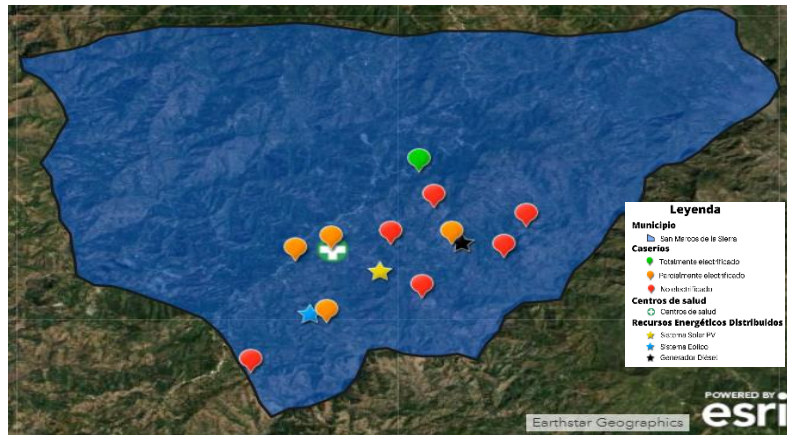


Ilustración 39 - Ubicación de Recursos de Generación Distribuida

Fuente: Elaboración propia

5.3 FASE 3: MODELO CONCEPTUAL

Considerando las características del terreno y la información obtenida en las fases 1 y 2 se definió el modelo conceptual. El modelo conceptual de la microrred se conformó por un sistema solar PV, un sistema eólico, un generador diésel, un BESS Ion-Litio, las cargas y un sistema de control proporcionado por HOMER PRO. Además, se incluyó la opción de poder conectarse a la red. El modelo conceptual de la microrred se muestra en la ilustración 40.

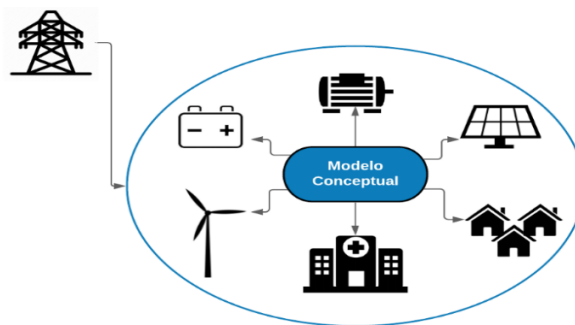


Ilustración 40 - Modelo Conceptual de Microrred

Fuente: Elaboración propia

Dentro de las especificaciones del sistema solar PV se determinó sistemas de: 100kW, 200kW, 250kW, 300kW, 350kW y 400kW de capacidad instalada. En cuanto al inversor, se determinó utilizar la herramienta de optimización que provee el *software*. Los costos de los componentes fueron en base al reporte de IRENA de Costo de Generación de Energías Renovables (IRENA, 2020). El costo inicial de capital para el sistema PV se consideró de 900 \$/kW instalado y el BESS genérico de 100 kWh con tecnología de ion litio con un precio de 350 \$/kWh. Asimismo, se habilitó la herramienta de optimización para determinar la cantidad óptima de baterías. Dentro de las especificaciones del sistema eólico se determinó un sistema de 10kW con una altura de buje de 24 m. Al igual que en el caso anterior, se habilitó la opción de optimización, para el caso del sistema eólico de tener el número necesario de aerogeneradores. El costo inicial de capital se consideró tomando en cuenta los precios de energía eólica en el mercado hondureño que ronda entre 130-150 ¢\$/kWh y el costo por MW instalado que ronda los \$ 2.5 M según los parques eólicos instalados. Además, se tomó en consideración el reporte de precios de energías renovables de IRENA en donde estima un costo inicial de capital aproximadamente de 1,800 \$/kW instalado para Centroamérica y el caribe (IRENA, 2020). Finalmente, en cuanto al generador diésel, el precio del combustible para efectos de la simulación se determinó de \$ 0.79 por litro (Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2020). La capacidad del generador diésel se estableció de 50kW, 100kW y 200 kW con un costo aproximado de 150 \$/kW instalado.

Para el modelo de microrred conectada a red se contempló que estaría conectada en media tensión por lo que su tarifa de compra de energía fue de 0.111 \$/kWh. Por otro lado, se estableció un precio de venta de energía a 0.070 \$/kWh el cual se basó en el costo marginal promedio anual establecido por el Operador del Sistema (ODS) en su planificación operativa 2021-2023. Se realizó un análisis de sensibilidad para el sistema conectado a red considerando la capacidad de venta. Los escenarios se consideraron con los valores de 50 kW, 75 kW y 100 kW. El sistema se contempló para una capacidad de compra de energía de 120 kW. Además, se tomó en consideración la expansión de la red de transmisión para ser conectada al SIN en donde se basó en el desglose de costos del reporte del Plan de Expansión de la Red de Transmisión, con un costo de 179,595 \$/km (ODS, 2019b).

En la ilustración 41 se muestra el esquema del sistema propuesto para la microrred en modo isla

y la ilustración 42 muestra el esquema del sistema conectado a red. Cada sistema con una vida útil de 20 años.

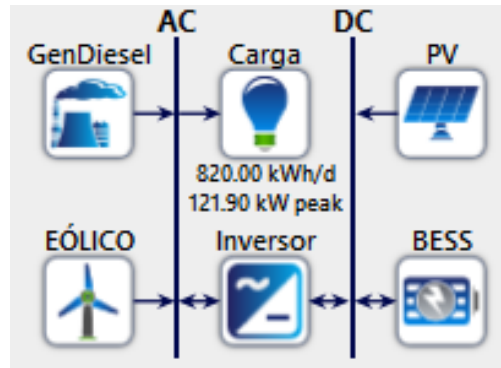


Ilustración 41 – Diagrama esquemático Microrred Aislada

Fuente: Elaboración propia

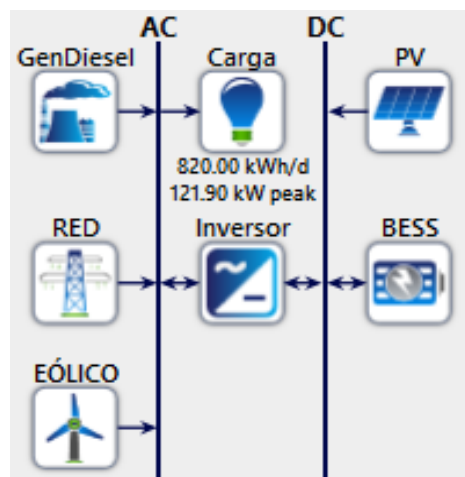


Ilustración 42 – Diagrama esquemático microrred conectada a red

Fuente: Elaboración propia

5.4 FASE 4: SIMULACIÓN

HOMER PRO fue seleccionado como la herramienta de simulación para verificar el análisis del sistema. Una de las ventajas del *software* es su capacidad de minimizar el costo de la electricidad mediante la simulación de diferentes configuraciones de tecnologías, lo que generó una flexibilidad para determinar la configuración final del sistema. Asimismo, la simulación de múltiples configuraciones en cuestión de tiempo aumentó el grado de optimización.

Inicialmente se estableció la ubicación del proyecto en las coordenadas anteriormente establecidas, y posteriormente se importó la data de GHI y velocidad del viento del sitio proveniente de la Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio (NASA) y de Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL). La ilustración 43 muestra el promedio mensual de GHI y la ilustración 44 muestra la velocidad mensual del viento. Debido a que el promedio de velocidad de viento obtenido fue de 3.5 m/s se habilitó la herramienta de análisis de sensibilidad y se añadió un caso en donde el promedio de velocidad de viento fuera 8.3 m/s tal y como se mostró anteriormente.

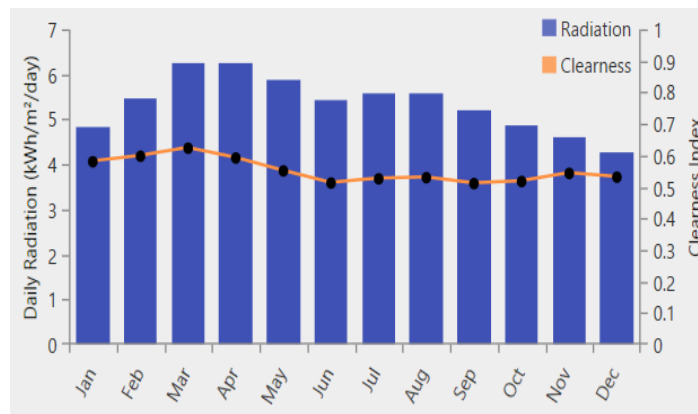


Ilustración 43 - Radiación Solar promedio mensual

Fuente: Elaboración propia

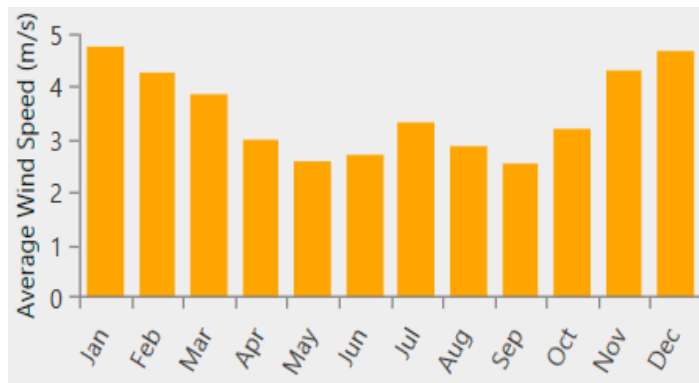


Ilustración 44 - Velocidad del viento promedio mensual

Fuente: Elaboración propia























5.5 FASE 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para obtener una configuración óptima de la microrred, se utilizaron diferentes mezclas energéticas teniendo en cuenta los aspectos financieros del análisis. En esta fase se analizó los diferentes diseños proporcionados por HOMER PRO, para determinar la mejor combinación de tecnologías al menor costo. Los resultados se muestran de la manera siguiente:

5.5.1 SISTEMA AISLADO

La tabla 3 muestra las diferentes combinaciones de tecnologías en donde están ordenados en base al costo total y al rendimiento del sistema. El diseño D1 fue la mejor solución óptima entre todos los sistemas candidatos seleccionado, puesto que obtuvo el costo total del sistema y el LCOE más bajos. Por otro lado, el D5, a pesar de tener la menor cantidad de tecnologías resultó ser una de las de configuraciones más costosas. Esto debido al incremento de la capacidad del sistema eólico y además que se tuvo que recurrir a un BESS con mayor cantidad de baterías, en donde este último fue el responsable de incrementar el costo final. El BESS es el componente que elevó los costos finales del sistema en todas las configuraciones.

Tabla 3 - Optimización de microrred aislada

DISEÑO	MICRORRED	COSTO TOTAL
D1	    	L 13,125,077.20
D2	    	L 15,682,953.60
D3	   	L 15,872,712.40
D4	   	L 19,940,680.40
D5	   	L 23,571,351.60

Fuente: Elaboración propia

El LCOE tiene un comportamiento ascendente a medida que el costo del sistema incrementa. El LCOE está establecido en el programa como el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema. Para proyectos con relación al sector energético, contar con el menor LCOE resulta ser beneficioso no solo para los usuarios, sino que también para los inversionistas. La tabla 4 muestra los resultados de las diferentes configuraciones simuladas para determinar el

sistema óptimo de microrred.

Tabla 4 – Características de diseño para diferentes sistemas

	D1	D2	D3	D4	D5
PV (kW)	100	300	N/A	300	N/A
Eólico 10kW (#AG)	7	6	11	N/A	14
Generador Diesel (kW)	100	N/A	100	100	N/A
BESS Ion Litio 100kWh (#bat.)	6	6	6	9	18
Inversor (kW)	100	90	110	120	110
Fraccion Renovable (%)	98.6	100	90.1	95	100
Costo Total Sistema (L)	L13,125,077.20	L15,682,954	L15,872,712	L19,940,680	L23,571,352
LCOE (L/kWh)	3.1964	3.831	3.8796	4.88	5.7584

Fuente: Elaboración propia

La microrred D1 consiste de un sistema solar PV de 100 kW de capacidad instalada, un sistema eólico de 7 aerogeneradores de 10 kW cada uno, un BESS de 100 kWh y un generador diésel de 100 kW de capacidad instalada, tal y como se detalla en la tabla 4. El sistema de almacenamiento dio como resultado ser el componente con el mayor costo inicial en comparación a las demás tecnologías, sin embargo, el costo por operación y mantenimiento es mucho menor que las demás. La tabla 5 muestra el resumen de costos del D1, la solución óptima.

Tabla 5 - Resumen de costos D1

Tecnología	Capital	Reemplazo	O/M	Combustible	Valor de Rescate	Total
PV 100 kW	L 1,830,000.00	L -	L 500,878.32	L -	L 13,566.16	L 2,317,312.16
Eólico 7x10 kW	L 2,766,960.00	L -	L 757,328.18	L -	L 102,560.28	L 3,421,727.90
Generador Diesel 100 kW	L 366,000.00	L -	L 921,616.30	L318,746.72	L 27,674.97	L 1,578,688.05
BESS Ion Litio 100 kWh	L 5,124,000.00	L575,511.09	L 60,105.50	L -	L 316,543.88	L 5,443,072.70
Inversor 100 kW	L 351,391.23	L 19,733.50	L 4,007.46	L -	L 10,853.85	L 364,278.34
MICRORRED	L10,438,351.23	L595,244.59	L2,243,935.75	L318,746.72	L 471,199.14	L13,125,079.15

Fuente: Elaboración propia

Dentro del comportamiento de las diferentes tecnologías del sistema de microrred D1, se pudo notar que una de las tecnologías, el BESS Ion Litio, tuvo una caída aproximadamente a las 5 PM y un incremento en horas de la madrugada. Esto se debió principalmente a que pasando las 5 PM el sistema de baterías descarga la energía que había almacenado en horas más tempranas. Este fenómeno se muestra en la ilustración 45.

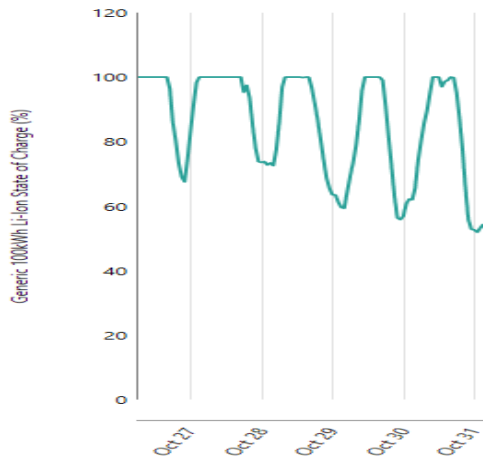


Ilustración 45 - Estado de carga de BESS Ion Litio

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al sistema solar PV se mostró una caída de generación solar PV pasando aproximadamente las 3 PM, esto se debió a la disminución de la presencia del recurso solar. La ilustración 46 muestra el comportamiento de las tecnologías utilizadas, siendo la energía eólica la que mayor penetración y participación tuvo. En la ilustración 47 se muestra la distribución anual de la producción de energía del sistema.

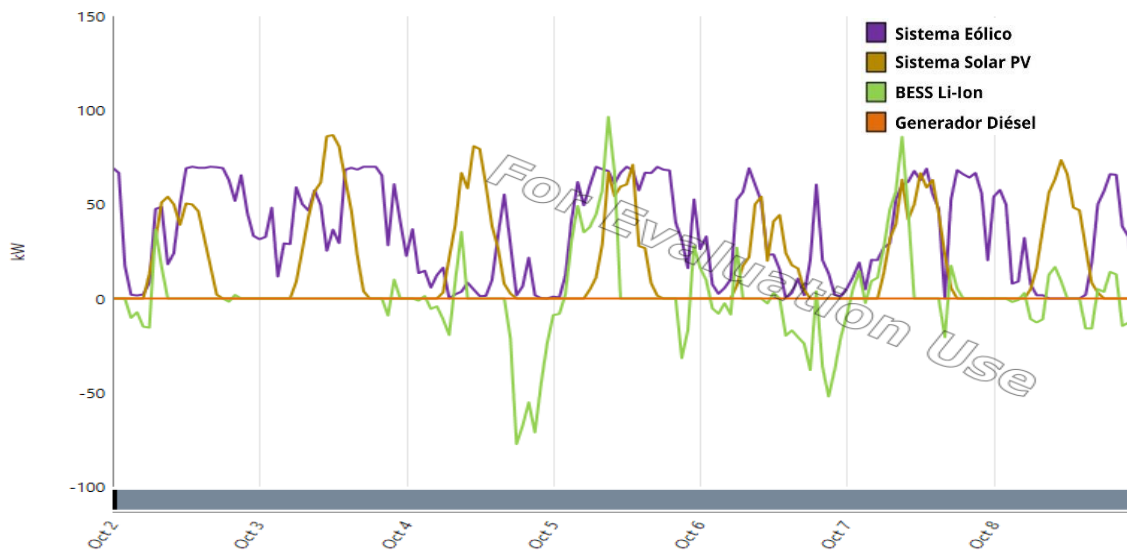


Ilustración 46 - Comportamiento de recursos energéticos distribuidos

Fuente: Elaboración propia

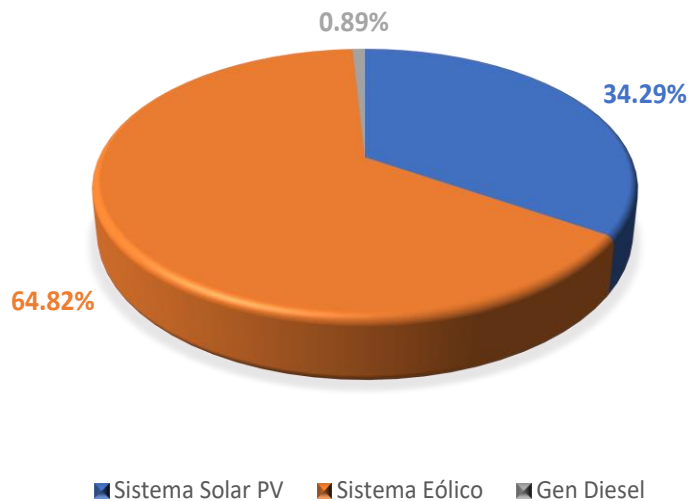





Ilustración 47 - Producción de energía Microrred D1

Fuente: Elaboración propia

Dentro de los sistemas de control, la estrategia de Seguimiento de Control (LF), resultó ser el mecanismo adecuado para operar el sistema. Dicha estrategia es característica de tender a ser óptima en sistemas con mucha energía renovable que en ocasiones supera la carga.

Con el fin de adoptar un sentido de cero emisiones, se modificó el modelo energético mostrado en la ilustración 41, eliminando el generador diésel. Se realizó el mismo procedimiento anterior, con la diferencia de no incluir el generador diésel. Dentro de las diferentes combinaciones de tecnologías simuladas, dicha modificación implicó un aumento en el costo total de los sistemas de microrred. La tabla 6 muestra las 3 combinaciones de componentes sin generador diésel. Dicho resultado fue comprobado dentro de la revisión literaria realizada. A pesar de que el diseño D1.G fue la mejor solución óptima entre todos los sistemas candidatos para la microrred aislada sin generador diésel, el diseño D1 mostró ser la mejor opción tecnológica al menor costo posible debido a que su costo total del sistema fue menor y dentro de las múltiples iteraciones para determinar la mejor configuración de tecnologías resultó ser la adecuada. La tabla 7 muestra una comparación del sistema D1 y D1.G.

Tabla 6 - Optimización de microrred aislada sin generador diésel

DISEÑO	MICRORRED	COSTO TOTAL
D1.G		L 15,682,953.60
D2.G		L 23,571,351.60
D3.G		L 28,699,426.40

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7 - Comparación D1 y D1.G

	D1	D1.G
PV (kW)	100	300
Eólico 10kW (#AG)	7	6
Generador Diesel (kW)	100	N/A
BESS Ion Litio 100kWh (#bat.)	6	6
Inversor (kW)	100	100
Fraccion Renovable (%)	98.6	100
Costo Total Sistema (L)	L13,125,079.15	L15,682,954
LCOE (L/kWh)	3.1964	3.831

Fuente: Elaboración propia

5.5.2 SISTEMA CONECTADO A RED

La línea L317 proveniente de Comayagua y la L326 son parte del circuito de la red de distribución y que alimenta al departamento de Intibucá y el departamento de La Paz. La implementación de una microrred conectada a la red que sirva de apoyo para el SIN, requeriría de una subestación en el departamento de Intibucá, cosa que hasta el momento no se tiene. La obra denominada proyecto LPZ-EPZ está contemplada en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión y su entrada de operación se estima en el 2024, en donde su costo asciende los 431 millones de lempiras (ODS, 2019b). La ilustración 48 muestra la georreferenciación del proyecto LPZ-EPZ. La microrred propuesta se contempló para estar suministrando de energía a la comunidad y además interactuando con el SIN.



Ilustración 48 - Proyecto LPZ-EPZ

Fuente: (ODS, 2019b)

El análisis de sensibilidad para los 3 casos propuestos de venta de energía dio como resultado un comportamiento en donde a medida aumentaba el valor de capacidad de venta de energía la inversión total del sistema disminuía respectivamente al igual que el LCOE. Para los 3 casos no resultó necesaria la inclusión de un BESS. Por otro lado, se identificó la presencia única de la energía eólica, descartando la solar PV, equipo electrógeno, y almacenamiento con baterías. El número de aerogeneradores se incrementó a medida que incrementaba la capacidad de venta de energía, sin embargo, los costos totales del sistema disminuían. Este último comportamiento relaciona los ingresos por venta de energía que tendría el proyecto. El incremento en la fracción renovable es el producto del aumento de la cantidad de aerogeneradores. La tabla 8 muestra el análisis de sensibilidad para los 3 escenarios.

Tabla 8 - Análisis de sensibilidad en capacidad de venta de energía




Capacidad de venta de energía	PV (kW)	Eólico 10kW (#AG)	Generador Diesel (kW)	BESS Ion Litio 100kWh (#bat.)	Inversor (kW)	Fracción Renovable (%)	Costo Total Sistema (L)
50 kW	N/A	11	N/A	N/A	N/A	84.2	L242,798,414.68
75 kW	N/A	14	N/A	N/A	N/A	88.5	L241,270,786.80
100 kW	N/A	17	N/A	N/A	N/A	91.1	L239,793,196.00

Fuente: Elaboración propia

El escenario en donde la microrred cuenta con una capacidad de venta de energía de venta de 100 kW resultó ser la opción optima dentro del análisis de sensibilidad. Dentro de dicho escenario también se efectuó una serie de combinaciones de tecnologías en donde determinaron la antes descrita como la mejor opción. La tabla 9 muestra las diferentes combinaciones de tecnologías

en donde están ordenados en base al costo total y al rendimiento del sistema para el escenario de capacidad de venta de energía de 100 kW.

Tabla 9 - Optimización de microrred conectada a red

DISEÑO	MICRORRED	COSTO TOTAL
D1.R		L239,793,196.00
D2.R		L240,125,963.20
D3.R		L240,148,289.20

Fuente: Elaboración propia

La tabla 10 muestra los resultados de las diferentes configuraciones simuladas para determinar el sistema óptimo de microrred bajo el escenario de venta de energía con una capacidad de 100 kW. Se identificó que en los diseños no se hizo uso del sistema de almacenamiento con baterías, por lo que la entrada de la red hizo innecesaria la implementación de un banco de baterías.

Tabla 10 - Características de diseño para diferentes sistemas

	D1.R	D2.R	D3.R
PV (kW)	N/A	N/A	100
Eólico 10kW (#AG)	17	17	15
Generador Diesel (kW)	N/A	100	N/A
BESS Ion Litio 100kWh (#bat.)	N/A	N/A	N/A
Inversor (kW)	N/A	N/A	100
Fracción Renovable (%)	91.1	88.5	94.2
Costo Total Sistema (L)	L239,793,196.00	L240,125,963.20	L240,148,289.20

Fuente: Elaboración propia

El diseño D1.R resultó ser la solución óptima factible. En el desglose de costos se mostró que la inversión inicial más costosa fue la de la red, en donde se contó con la expansión de la red de transmisión del proyecto LPZ-EPZ. La tabla 11 muestra el resumen de costos del sistema D1.R.

Tabla 11 - Resumen de costos D1.R

Tecnología	Capital	O/M	Valor de Rescate	Total
Eólico 17x10kW	L 6,719,760.00	L1,839,225.40	L 249,074.96	L 8,309,910.44
Red	L 239,263,642.80	L7,780,360.17	L -	L 231,483,282.63
MICRORRED	L 245,983,402.80	L5,941,134.77	L 249,074.96	L239,793,193.07

Fuente: Elaboración propia

Dentro del comportamiento de las diferentes tecnologías del sistema de microrred D1.R, se notó que el sistema eólico tuvo una baja participación en los periodos de 11 PM- 6 AM aproximadamente. Su mayor incidencia logró ser en horas en donde el recurso solar tiene mayor presencia. Por otro lado, se identificó la presencia de la capacidad de energía inyectada de la red principalmente en horas nocturnas. Esto se relaciona con la baja en la generación de energía eólico en dichas horas.

Se identificó que la energía inyectada a la red provino principalmente del sistema eólico, siendo el recurso energético con mayor penetración en la matriz de energía. El excedente de energía se presentó en horas del mediodía y es donde dicha energía fue inyectada a la red. En la ilustración 49 se muestra dicho comportamiento. Debido a la ausencia del recurso solar en horas de la noche, la generación eólica, se vio afectada, por lo que se recurrió a la compra de energía de la red para satisfacer la demanda local. La ilustración 50 muestra el ingreso de la capacidad de energía comprada a la red.

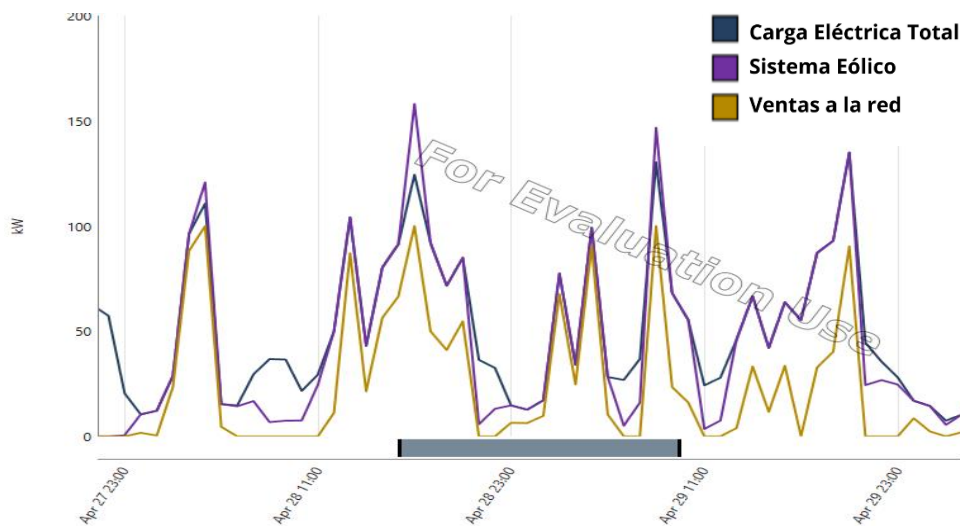


Ilustración 49 – Ventas del excedente de energía

Fuente: Elaboración propia

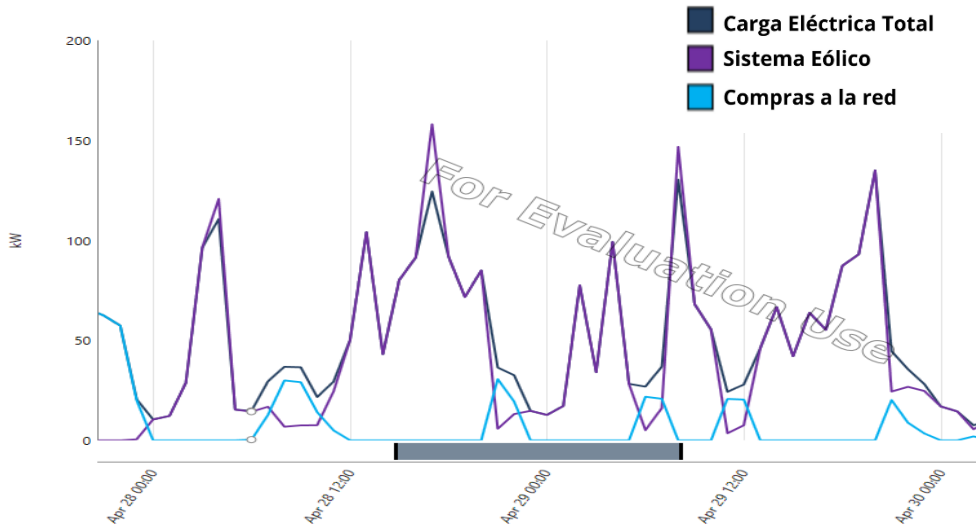


Ilustración 50 – Comportamiento de generación distribuida con compras de energía

Fuente: Elaboración propia

La capacidad de energía comprada y la capacidad de energía vendida se muestran en las ilustraciones 51 y 52 respectivamente. Se identificó que la energía vendida superó la cantidad de energía comprada en todos los meses del año.

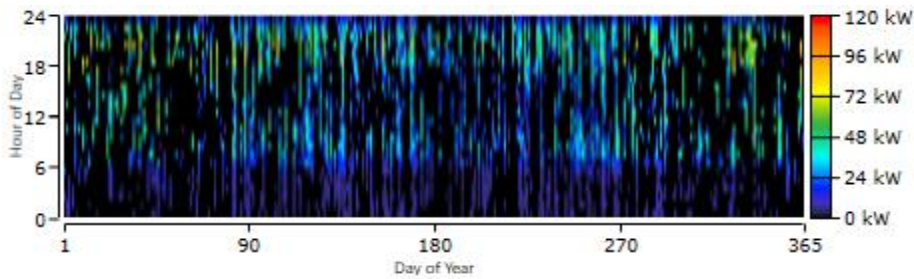


Ilustración 51 - Energía comprada de la red

Fuente: Elaboración propia

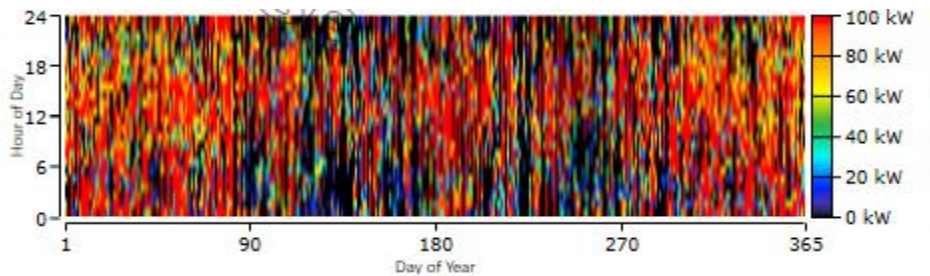


Ilustración 52 - Energía vendida a la red

Fuente: Elaboración propia

La tecnología del sistema eólico resultó ser el único componente en la producción de energía anualmente, superando el 90% de la producción del sistema. Por otro lado, la participación de la red llegó a aproximadamente 8%, esto debido a que su intervención se dio exclusivamente en horas nocturnas. En la ilustración 52 se muestra la distribución anual de la producción de energía del sistema.

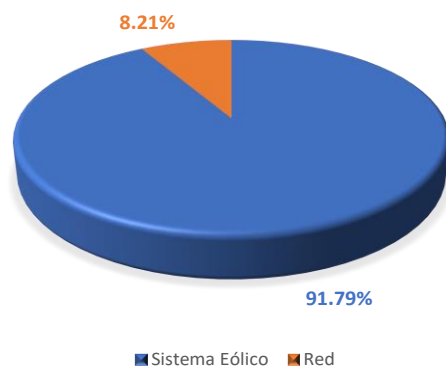


Ilustración 53 - Producción de energía Microrred D1.R

Fuente: Elaboración propia

5.5.3 ANÁLISIS COMPARATIVO

La solución óptima factible para el tipo de microrred aislada resultó ser el diseño D1 compuesto por un sistema solar PV, BESS Ion Litio, sistema eólico, y un generador diésel. Por otro lado, para el tipo de microrred conectada a la red, este último funcionando como suministro alternativo, la solución óptima factible resultó ser la D1.R. Dicho diseño se compuso por un sistema eólico y el componente de conexión a red. La tabla 12 muestra las especificaciones para cada diseño.

Tabla 12 - Características de diseño D1 y D1.R

DISEÑO	PV (kW)	Eólico 10kW (#AG)	Generador Diesel (kW)	BESS Ion Litio 100kWh (#bat.)	Inversor (kW)	Fracción Renovable (%)	Energía Anual (kWh/año)
D1	100	7	100	6	100	98.6	466,175
D1.R	N/A	17	N/A	N/A	N/A	91.1	799,543

Fuente: Elaboración propia

Entre ambas configuraciones de microrred, el modo isla resultó ser la opción óptima. En la ilustración 54 se muestra una comparación con respecto al desglose de costos para ambos tipos de microrred. Se identificó que el capital del D1.R, el cual hace referencia a la inversión, fue mayor

al D1 debido a que el D1.R incluye la expansión de la línea de transmisión. La diferencia del costo total de ambos sistemas es abismal y todo se reduce a la consideración de la conexión al SIN considerando el proyecto LPZ-EPZ.

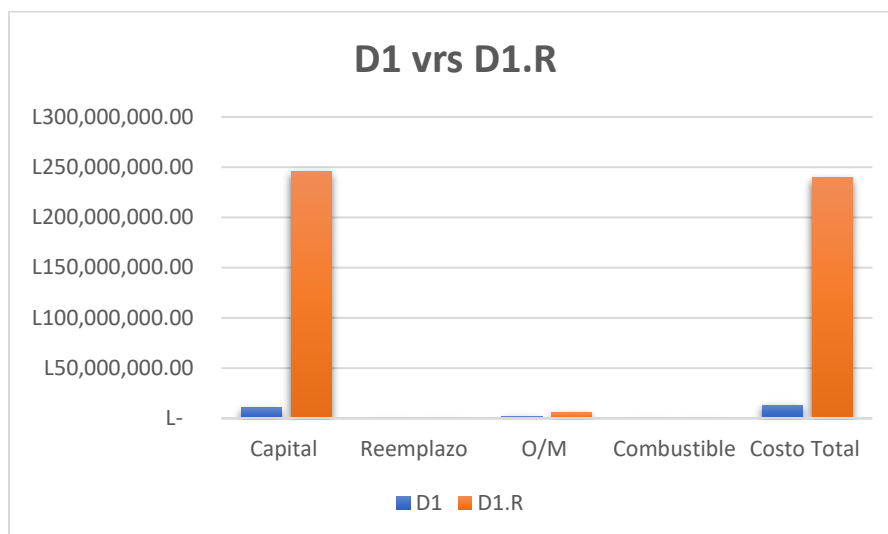


Ilustración 54 - D1 vs. D1.R

Fuente: Elaboración propia

5.6 MARCO LEGAL

Bajo el marco legal existente en Honduras, se determinó la ausencia de una política en relación con los sistemas de microrredes. La existencia de artículos referidos a los sistemas aislados y auto productores se evidencia en el Reglamento de Tarifas en donde contemplan este tipo de sistemas. Por otro lado, se encontró la existencia de la intención del desarrollo de una Política de Acceso Universal a la Electricidad para Honduras (PAUEH) y un Plan Estratégico de Acceso Universal a la Electricidad, que estaría en línea con la PAUEH, que hasta la fecha se encuentran en procesos de elaboración. Dicha política asegura la cobertura y acceso de energía eléctrica a la población hondureña y que asimismo se apega al cumplimiento de los objetivos del Plan de Nación 2030. Dentro de las metas que se detectaron fueron: diseño de una política de acceso universal, construcción de la política de acceso universal y el diseño del plan estratégico. En la misma línea, se encontró con la posible implementación de una legislación en materia de electrificación o acceso universal a la electricidad, y que hasta le fecha se cuenta con una iniciativa de un borrador inicial de la Ley para la Electrificación Social.

El desarrollo de una hoja de ruta será fundamental para dar el primer paso para la construcción de una política pública. Entre los actores públicos y privados se encontró: FOSODE, SEN, INE, SESAL, SEDUC, MiAmbiente, ONGs, entre otras.

VI. CONCLUSIONES

1. De las tecnologías analizadas para la implementación de una microrred en el municipio de San Marcos de la Sierra, se obtuvo que la microrred con un costo total de L. 13,125,079.15 y un LCOE de L. 3.19, compuesta por un sistema solar PV de 100 kW, un BESS de 100 kWh de 6 baterías, un sistema eólico de 7 aerogeneradores 10 kW, un generador diésel de 100 kW además del inversor de 100 kW de capacidad instalada resultó ser la mejor solución tecnológica y económica. El sistema de control de la microrred estaría bajo la estrategia LF.
2. El alto potencial de generación de energía solar PV y eólica, son producto de la ubicación geográfica y las características topográficas del municipio. Por otro lado, el diésel es un recurso energético de la familia de los hidrocarburos con mayor consumo del departamento, convirtiéndolo en un componente energético a considerar. La participación de recursos energéticos no renovables como ser el diésel tuvo una influencia considerablemente positiva en relación con la reducción del costo total del sistema de microrred.
3. El análisis de los aspectos socio económicos permitió identificar la situación de emergencia en la que se encuentra la comunidad; el bajo índice educativo, sistemas de salud limitado y bajo poder adquisitivo son factores que incurren en las dimensiones básicas del desarrollo humano y consecuentemente con el acceso a energía eléctrica. El sector agricultura resultó ser la principal actividad económica del municipio, en donde las prolongadas épocas de verano ponen en riesgo el sustento de muchas familias, por lo que garantizar el desarrollo productivo de estas zonas por medio del cuidado de los cultivos a través de sistemas de riego y de bombeo fueron consideraciones acertadas para la comunidad. El valor agregado al sector productivo primario es posible por medio de la electricidad.
4. La herramienta de HOMER PRO permitió la simulación de las distintas configuraciones posibles de una microrred, en donde se ajustó a las condiciones de San Marcos de la Sierra para determinar la solución óptima. HOMER PRO facilitó la simulación de una microrred

aislada, y conectada a red; la primera bajo el escenario de incluir un generador diésel y de no incluirlo, y la segunda bajo el análisis de sensibilidad de las diferentes capacidades de venta de energía.

5. Dentro del tipo de microrred aislada y conectada a la red, los resultados obtenidos indican que el modo isla resultó ser la opción óptima en el aspecto técnico y económico. El costo del sistema y el LCOE, fueron dos factores económicos cruciales considerados para este estudio. En este caso, la expansión de la red de transmisión, esta última siendo parte del proyecto LPZ-EPZ, para garantizar el acceso a energía eléctrica a los habitantes de las comunidades en estudio no se considera necesaria.
6. El uso de SIG facilitó la visualización de los datos obtenidos en un mapa, con el fin de modelar y relacionar la ubicación de las cargas y la ubicación del potencial de recursos energéticos. Dicha herramienta permitió entre otras cosas determinar la aldea de San Marcos de Sierra como comunidad beneficiada de la microrred. Además, se identificó por medio del mapa que las comunidades próximas a la vía principal proveniente de la capital del departamento, resultaron ser las que cuentan con electrificación parcial.
7. Dentro del marco legal no existe una política que relacione directamente la implementación y regulación de microrredes. Las limitaciones del país para invertir en el proceso del acceso total de electricidad, la capacidad de gestión y estado financiero de instituciones destinadas para la mejora del sector y cobertura eléctrica, impiden que fondos de estas mismas puedan ser destinados a tratar la cobertura eléctrica nacional. Se considera que la iniciativa de la creación de la PAUEH, del Plan Estratégico de Acceso Universal a la Electricidad y de la Ley de Electrificación Social son un paso fundamental para que las microrredes se consideren sistemas que contribuyan al sector energía y principalmente a la reducción de la brecha de electrificación.

VII. RECOMENDACIONES

1. Apostar a la fiabilidad de los datos por medio de visitas de campo en los sitios de interés para no solo generar la experiencia de campo, sino que también disponer de la certeza del origen de la información y para crear conciencia real de las necesidades existentes de las personas para tener una mejor aproximación de la carga a suministrar.
2. Integrar modelos de financiamiento para la estimulación de proyectos de sistemas de microrred en zonas rurales, priorizando la valoración del estado socioeconómico de las personas.
3. Utilizar herramientas de sistemas de información geográfica para la optimización de la ubicación del sistema de microrred y modelación de este.
4. Integrar el concepto de redes inteligentes, sustentadas bajo investigación académica, en las futuras planificaciones del sector eléctrico hondureño, para buscar la confiabilidad, conectividad, y el uso eficiente y racional de la energía, apuntando a un sistema eléctrico robusto.

VIII. APLICABILIDAD/IMPLEMENTACIÓN

Las microrredes son una vía hacia la sostenibilidad. Lograr la cohesión de los factores sociales, económicos, ambientales, técnicos entre otros, potencia el éxito de un proyecto energético. Las microrredes son una solución para reducir la brecha de electrificación, un problema que fragmenta la sociedad e imposibilita el desarrollo humano tal y como se conoce hoy en día. Sin embargo, es posible orientar el uso de microrredes hacia otros enfoques como ser estudios de impacto ambiental, mitigación de desastres naturales, descarbonización, seguridad energética, confiabilidad de redes eléctricas, inteligencia artificial y empoderamiento social.

Los SIG son una herramienta útil que facilita la toma de decisiones en donde se puede orientar a estudios de localización y ubicación de comunidades remotas sin acceso a la electricidad, e incluso facilita el análisis de la información espacial para identificar posibles soluciones y proyectos en el sector energía.

IX. EVOLUCIÓN DE TRABAJO ACTUAL / TRABAJO FUTURO

El estudio de factibilidad de carácter técnico y económico precisa un estudio social de campo a detalle, en donde se tomen en cuenta aspectos de necesidades humanas, disponibilidad de pago entre otros. Asimismo, el estudio precisa de un análisis financiero para determinar la viabilidad económica de la implementación de la microrred. Por otro lado, la investigación abre paso a un estudio de cálculo de la red de distribución, como ser el análisis de flujo de potencia, pruebas de corto circuito, sistemas de protección etc. Teniendo en cuenta el alto potencial eólico que existe en el municipio, se puede dar paso a una investigación sobre un posible parque eólico que pudiera servir para cobertura eléctrica o bien para estabilidad de la red eléctrica. Asimismo, analizar la viabilidad de implementar sistemas autónomos en las comunidades y caseríos que su accesibilidad es compleja o bien microrredes en red para darle 100% de cobertura al municipio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alcaldía Municipal de San Marcos de la Sierra. (2015, September). Plan de Desarrollo Municipal con Enfoque de Ordenamiento Territorial. https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=NTYyMDEzODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg==
2. Akinyele, D., Belikov, J., & Levron, Y. (2018). Challenges of Microgrids in Remote Communities: A STEEP Model Application. *Energies*, 11(2). <https://doi.org/10.3390/en11020432>
3. Asian Development Bank. (2020). *Handbook on Microgrids for Power Quality and Connectivity*: (0 ed.). Asian Development Bank. <https://doi.org/10.22617/TIM200182-2>
4. BID. (s/f). PROGRAMA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL EN LUGARES AISLADOS. <https://ewdata.rightsindevelopment.org/files/documents/47/IADB-HO-G1247.pdf>
5. BID & KSP-ADB Joint Consulting Project. (2017). Renewable Energy and Energy Storage Deployment on Islas de la Bahia, Honduras. <https://www.ksp.go.kr/english/index>
6. Booth, S., Li, X., Baring-Gould, I., Kollanyi, D., Bharadwaj, A., & Weston, P. (2018). *Productive Use of Energy in African Micro-Grids: Technical and Business Considerations* (NREL/TP-7A40-71663, 1465661; p. NREL/TP-7A40-71663, 1465661). <https://doi.org/10.2172/1465661>
7. Carpio-Huayllas, T. E., Ramos, D., & Vasquez-Arnez, R. L. (2012). Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems. En *Proc. 6th IEEE/PES Int. Conf. On Transmission and Distribution (PTD12)* (p. 6). <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319070>
8. CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe), Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2018, LC/MEX/TS.2020/5, Ciudad de México, 2020.
9. CONASA. (2015). Diagnóstico y Análisis del Sector Agua Potable y Saneamiento. <https://registrodesdescentralizacion.gob.hn/wp-content/uploads/2019/07/11.-DA-SAN->

MARCOS-DE-LA-SIERRA-INTIBUC%C3%81.pdf

10. ENEE. (n.d.). Electrificación Rural. [Http://Enee.Hn/Index.Php](http://Enee.Hn/Index.Php).
<http://enee.hn/index.php/electrificacion-nacional/121-electrificacion-rural>
11. ENEE. (2017a, April). INFORME DE ANÁLISIS AMBIENTAL Y SOCIAL (AAS) Y PROPUESTA DE PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGAS).
http://www.enee.hn/Documentos/analisis_ambiental_social/Sistemas%20Aislados%20en%20Brus%20Laguna%20Departamento%20de%20Gracias%20a%20Dios%20Final.pdf
12. ENEE. (2017b, April). INFORME DE ANÁLISIS AMBIENTAL Y SOCIAL (AAS) Y PROPUESTA DE PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL (PGAS), GUANAJA, DEPARTAMENTO DE ISLAS DE LA BAHÍA.
http://www.enee.hn/Documentos/analisis_ambiental_social/Sistemas%20Aislados%20en%20Municipio%20de%20Guanaja%20Departamento%20de%20Islas%20de%20la%20Bahia%20Final%20Opcion%202.pdf
13. ENEE. (2018, February). INFORME DE SOCIALIZACION: PROYECTO FOTOVOLTAICO BRUS LAGUNA.
http://www.enee.hn/Documentos/analisis_ambiental_social/INFORME%20SOCIALIZACION%20BRUS%20LAGUNA.pdf
14. ENEE. (2020, December). Boletín Estadístico Diciembre 2020.
<http://www.enee.hn/planificacion/2021/12%20diciembre.pdf>
15. ESMAP. (2015, July). BEYOND CONNECTIONS Energy Access Redefined (No. 008). Energy Sector Management Assistance Program.
<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/24368/Beyond0connect0d000technical0report.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
16. ESMAP. (2019). Mini Grids for Half a Billion People : Market Outlook and Handbook for Decision Makers. Energy Sector Management Assistance Program.
<http://hdl.handle.net/10986/31926>
17. E. Lázár, R. Etz, D. Petreuş, T. Pătăraş, & I. Ciocan. (2015). SCADA development for an

- islanded microgrid. *2015 IEEE 21st International Symposium for Design and Technology in Electronic Packaging (SIITME)*, 147–150. <https://doi.org/10.1109/SIITME.2015.7342314>
18. E. Vanadzina, G. Mendes, S. Honkapuro, A. Pinomaa, & H. Melkas. (2019). Business models for community microgrids. *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916368>
 19. F. C. Robert, G. S. Sisodia, & S. Gopalan. (2017). The critical role of anchor customers in rural microgrids: Impact of load factor on energy cost. *2017 International Conference on Computation of Power, Energy Information and Commuincation (ICCPEIC)*, 398–403. <https://doi.org/10.1109/ICCPEIC.2017.8290401>
 20. Flores, W. C. (2012). Analysis of regulatory framework of electric power market in Honduras: Promising and essential changes. *Utilities Policy*, 20(1), 46–51. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2011.11.006>
 21. Gaona, E. E., Trujillo, C. L., & Guacaneme, J. A. (2015). Rural microgrids and its potential application in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 125–137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.176>
 22. HOMER - Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software. (2021). Homerenergy. <https://www.homerenergy.com/>
 23. Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., & Perez, R. (2014). Microgrid testbeds around the world: State of art. *Energy Conversion and Management*, 86, 132–153. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.05.012>
 24. Hossain, E., Kabalci, E., Bayindir, R., & Perez, R. (2014). A comprehensive study on microgrid technology. *International Journal of Renewable Energy Research*, 4, 1094–1104.
 25. IEA (2020), Electricity Market Report - December 2020, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-december-2020>
 26. IEA, IRENA, UNSD, World Bank, & WHO. (2020). The Energy Progress Report 2020. https://trackingsdg7.esmap.org/data/files/download-documents/tracking_sdg_7_2020-full_report_-_web_0.pdf

27. IRENA (2020), Renewable Power Generation Costs in 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
28. INE. (2013). Censo de Población y Vivienda. <https://www.ine.gob.hn/V3/http://170.238.108.227/binhnd/RpWebEngine.exe/Portal?BASE=MUNDEP10&lang=ESP>
29. INE. (2018). SAN MARCOS DE LA SIERRA, INTIBUCA. <https://www.ine.gob.hn/V3/imagen-doc/2019/08/San-Marcos-Intibuca.pdf>
30. J. Namaganda-Kiyimba & J. Mutale. (2020). Designing Affordable Rural Community Microgrids. *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219953>
31. J. Thornburg & B. Krogh. (2017). Simulating energy management strategies for microgrids with smart meter demand management. *2017 IEEE PES PowerAfrica*, 600–605. <https://doi.org/10.1109/PowerAfrica.2017.7991294>
32. Jenkins, P., & Sonar, A. (2020). Feasibility Analysis of an Islanded Microgrid in Tohatchi, New Mexico Using HOMER Pro. *Energy and Power Engineering*, 12, 357–374. <https://doi.org/10.4236/epe.2020.126022>
33. Jiménez, I. A. J., Bárcenas, I. Á., Casco, I. F. L., Maradiaga, I. I. E., Díaz, I. O. O., Guifarro, L. L. R., & Fuentes, I. D. S. (2015). Equipo Técnico del Programa Regional REDD/CCAD-GIZ. 43.
34. K. Tanaka & K. Maeda. (2011). Simulation-based design of microgrid system for a resort community. *2011 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, 28–34. <https://doi.org/10.1109/ICCEP.2011.6036324>
35. Kumar, A., Hussain, D., & Khan, M. (2018). Microgrids Technology: A Review Paper. *Gyancity Journal of Electronics and Computer Science*, 3, 11–20. <https://doi.org/10.21058/gjecs.2018.31002>
36. Leyes, Reglamentos, Normas Técnicas y Procedimientos. (2020, October 1). CREE. <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/>
37. Li, S., Jiang, B., Wang, X., & Dong, L. (2017). Research and Application of a SCADA System for a Microgrid. *Technologies*, 5(2). <https://doi.org/10.3390/technologies5020012>

38. M. F. Z. Souza. (2015). On rural microgrids design—A case study in Brazil. *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, 160–164. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381146>
39. Ma, T., Yang, H., & Lu, L. (2014). A feasibility study of a stand-alone hybrid solar–wind–battery system for a remote island. *Applied Energy*, 121, 149–158. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.01.090>
40. Maruf, A., & Solomon, K. (2016). A Review of Control Strategies for Microgrids. *Advances in Research*, 7, 1–9. <https://doi.org/10.9734/AIR/2016/25722>
41. Niyonteze, J. D. D., Zou, F., Asemota, G., & Bimenyimana, S. (2019). Solar-powered mini-grids and smart metering systems, the solution to Rwanda energy crisis. *Journal of Physics Conference Series*, 1311, 012002. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1311/1/012002>
42. ODS. (2019, November). Planificación de la Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020–2029. <http://www.ods.org.hn/pdf/2019/11/Planificaci%C3%B3n%20de%20la%20Expansi%C3%B3n%20del%20Sistema%20Interconectado%20Nacional%202020%20-%202029.pdf>
43. ODS. (2019b, December). Plan de Expansión de la Red de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional. http://www.ods.org.hn/pdf/2020/Plan%20de%20Expansion%20de%20la%20Red%20de%20Transmision_2020%20-%202029.pdf
44. OLADE. (2019). Panorama energético de América Latina Y El Caribe 2019. <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0433a.pdf>
45. Ponnusamy, M., Rajaguru, H., & Singaravelu, R. (2013). An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems. *International Journal of Computer Applications*, 82, 28–32. <https://doi.org/10.5120/14170-2299>
46. Reber, T., Booth, S., Cutler, D., Li, X., & Salasovich, J. (2018). *TARIFF CONSIDERATIONS FOR MICRO-GRIDS IN SUB-SAHARAN AFRICA*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.33679.28323>
47. S. K. Jha, P. Stoa, & K. Uhlen. (2016). Socio-economic impact of a rural microgrid. *2016 4th*

International Conference on the Development in the in Renewable Energy Technology (ICDRET), 1–4. <https://doi.org/10.1109/ICDRET.2016.7421518>

48. Salam, A. A., Mohamed, A., & Hannan, M. A. (2008). Technical challenges on microgrids. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*, 1–6.
49. Sebastian, R., Camargo Lopez, J., & Perdomo, C. A. (2018). Implementation of a SCADA System for the Control of an Intelligent Microgrid in a Rural Area. *Indian Journal of Science and Technology*, 11, 1–9. <https://doi.org/10.17485/ijst/2018/v11i42/132757>
50. SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA. (2021, January 22). Informes Estadístico Mensual de Comercialización de Hidrocarburos en Honduras. Secretaría de Energía. <https://sen.hn/informes-estadistico-mensual-de-comercializacion-de-hidrocarburos-en-honduras/>
51. SEN. (2019a). INFORME ESTADÍSTICO ANUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO. https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=ODQ1NzYwODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg==
52. SEN. (2019b). ÍNDICE DE COBERTURA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD EN HONDURAS. https://portalunico.iaip.gob.hn/portal/ver_documento.php?uid=ODQ1NzQ3ODkzNDc2MzQ4NzEyNDYxOTg3MjM0Mg==
53. Sufyan, M., Abd Rahim, N., Aman, M., Tan, C. K., & Raihan, S. (2019). Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 11, 014105. <https://doi.org/10.1063/1.5063866>
54. Suri, D., Shekhar, J., Mukherjee, A., & Bajaj, A. (2020). *Designing Microgrids for Rural Communities: A Practitioner Focused Mini-Review*. <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160555>
55. Ton, D. T., & Smith, M. A. (2012). The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 25(8), 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2012.09.013>
56. UNDP (Ed.). (2006). Informe sobre desarrollo humano Honduras 2006: Hacia la expansión de la ciudadanía; [resumen].

57. UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME HUMAN DEVELOPMENT REPORT OFFICE. (2020). INFORME SOBRE DESARROLLO HUMANO 2019: Mas alla del ingreso, mas alla de los promedios, mas alla... del presente - desigualdades del desarrollo humano. UNITED NATIONS.
58. Warneryd, M., Håkansson, M., & Karltorp, K. (2020). Unpacking the complexity of community microgrids: A review of institutions' roles for development of microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 121, 109690. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109690>
59. Williams, N. J., Jaramillo, P., Taneja, J., & Ustun, T. S. (2015). Enabling private sector investment in microgrid-based rural electrification in developing countries: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1268–1281. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.153>

ANEXOS

Anexo 1- Levantamiento de datos: Fase 2

Nombre de caseríos que no cuentan con servicio de energía eléctrica	Ubicación (Coordenadas) o Referencia	Número de viviendas que no cuentan con servicio de energía eléctrica	Centro Educativo (Si/No)	Fuente de recolección de agua (pozo, río, comprada etc.)	Cultivos Principales	Fuentes de Ingreso (agricultura, albañilería etc.)
<i>Pilas y Aceituno</i>	14°07'40"N 88°18'43"W	74	si	Río, quebrada, por acueducto y lluvias	Maíz, Frijol Maicillo y	Agricultor, ama de casa y
<i>Sumurza</i>	14°09'58"N 88°17'38"W	71	si	Río, quebrada, por acueducto.	Maíz, Frijol Maicillo y	Agricultura, oficios
<i>El Coyolar</i>	14°07'54"N 88°18'16"W	43	si	Río y Quebrada	Maíz Frijol Maicillo	Labrador, agricultor y
<i>Las Mesitas</i>	14°08'56"N 88°18'49"W	53	si	Río, quebrada, por acueductos y lluvias	Maíz Frijol Maicillo y	Agricultor, labrador,
<i>Almendro</i>	14°08'42"N 88°18'02"W	54	no	Río y Quebrada	Maíz, Frijol Maicillo y	Agricultor y ama de casa
<i>Delicias Centro</i>	14°08'25"N 88°18'31"W	39	si	Río, quebrada y acueducto	Maíz, Frijol Maicillo	Agricultor, ama de casa,
<i>Santa María de las Flores</i>	14°09'19"N 88°16'13"W	27	si	Río y Quebrada	Maíz, frijoles y café	Agricultor, labrador,
<i>El Derrumbado</i>	14°09'06"N 88°17'01"W	88	si	Río y Quebrada	Maíz, Frijol Maicillo y	Agricultor, jornalero,
<i>La Majada</i>	14°09'14"N 88°11'48"W	40	si	Río, Quebrada y acueducto	Maíz Frijol Maicillo y	Agricultor, labrador,
<i>Nueva Esperanza</i>	14°09'25"N 88°14'11"W	15	no	Río y Quebrada	Maíz, Frijol y Café	Agricultor, labrador,
<i>El Limón</i>	14°07'29"N 88°14'01"W	20	no	Río, Quebrada y acueducto.	Piña, Maíz, Frijol y Café	Agricultor, labrador,
<i>El Brogadillo</i>	14°07'09.8"N 88°12'43.9"W	20	no	Pozo, riachuelo, quebradas	Frijoles, maíz	Jornaleras, empleadas
<i>Las Araditas</i>	14°05'58"N 88°14'11"W	22	si	Río, Pozo, Quebrada	Maíz, Frijol Maicillo y	Agricultor, labrador,
<i>El Amate</i>	14°04'43.3"N 88°16'35.9"W	29	si	Pozo, río, quebradas	Café, frijol	Agricultura, jornaleras.
<i>Llano de Balas</i>	14°06'38.6"N 88°13'03.1"W	39	si	Pozo, río, quebradas	Café, maíz, frijol	Agricultura, jornaleras.
Comunidades que requieren ampliación de cobertura eléctrica						
Nombre de caseríos que no cuentan con servicio de energía eléctrica	Ubicación (Coordenadas) o Referencia	Número de viviendas que no cuentan con servicio de energía eléctrica	Centro Educativo (Si/No)	Fuente de recolección de agua (pozo, río, comprada etc.)	Cultivos Principales	Fuentes de Ingreso (agricultura, albañilería etc.)
<i>El Aguacate</i>	14°07'24"N 88°16'06"W	44	si	Río, Quebrada y acueducto	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura, apicultura y
<i>Guanacaste</i>	14°06'53"N 88°16'27"W	48	si	Río o quebrada	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura y oficios
<i>Lodo Negro</i>	14°06'52"N 88°13'46"W	36	si	Río, quebrada, por acueducto y lluvias.	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura, albañilería y
<i>San Marcos Centro</i>	14°06'58"N 88°15'22"W	10	si	Río, quebrada, por acueducto.	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura, oficios
<i>Rancho Quemado</i>	14°06'35"N 88°15'57"W	45	si	Acueducto, quebrada y lluvias	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura, oficios
<i>El Salitre</i>	14°05'33"N 88°15'31"W	30	si	Quebrada y acueducto	Maíz, Frijol, Maicillo y	Agricultura, oficios
<i>Los Pinares</i>	14°08'34"N 88°13'39"W	13	si	Acueducto, quebrada, nacimiento.	Maíz, Frijol y Café.	Agricultura, oficios
<i>Portillo del Norte</i>	14°09'52"N 88°13'44"W	25	si	Quebrada, por acueducto y por	Maíz, Frijol y Café.	Agricultura, oficios

¿Qué finalidad tienen los cultivos de las comunidades: consumo propio, comercio local, exportación?
La mayor parte es consumo propio y es pequeña escala comercio local.
Dentro de los procesos productivos, ¿Qué equipo eléctrico se considera ideal para agilizar y mejorar los procesos productivos y de cultivo? Por ejemplo: sistemas de riego para cultivos, maquinaria de molienda, secado o tostado de café etc.
Se necesita sistema de riego para cultivos para los sectores que cuentan con sistema de agua.
Consumo promedio de energía de una vivienda básica. Adjuntar factura eléctrica si es posible al final del documento. (Por ejemplo: 60kWh/mes)
El precio que se paga por la energía varía entre L. 60 a L. 250.
Consumo promedio de energía del CESAMO ubicado en San Marcos de Sierra. Adjuntar factura si es posible al final del documento. (Por ejemplo: 60kWh/mes)
El precio que paga el CESAMO en promedio es de L. 400.

Nombre de Colaborador/Institución	Cargo
Eliud Arauz	Director del Instituto Ingeniero Dagoberto Napoleón Sorto San Marcos de la Sierra Intibucá
Hilda Consuelo Vasquez Lorenzo	Regidora del Municipio de San Marcos de la Sierra
Asociación de Municipios de Honduras	N/A

Fuente: Elaboración propia