



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona No Interconectada de Colombia

Alejandra Rodriguez Zabala

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Colombia

2022

Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona No Interconectada de Colombia

Alejandra Rodriguez Zabala

Tesis presentada como requisito para optar al título de:

Magister en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica

Director (a):

Ph.D. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Codirector (a):

Ph.D. Santiago Arango Aramburo

Línea de Investigación:

Eficiencia Energética

Grupo de Investigación:

Environmental energy and education policy - E3P

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2022

¡A mi ángel en el cielo, a mi padre y mi familia!

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Alejandra Rodríguez Zabala

Nombre: Alejandra Rodríguez Zabala

06/07/2022

Fecha

Agradecimientos

Quiero agradecerle a la profesora Sandra Ximena Carvajal Quintero por su apoyo incondicional, su paciencia y su orientación para el desarrollo de esta investigación. Al profesor Santiago Arango Aramburo por sus enseñanzas y su interés en el tema tratado.

Agradezco a las profesoras Jessica Arias Gaviria y Dahiana López García por su constante ayuda, apoyo y motivación en este trabajo, por el tiempo brindado y por esa energía que le colocan a lo que hacen.

A Juan José Ariza Pineda y Santiago Bedoya Sánchez por transferirme conocimientos base necesarios para los temas tratados y también a todos los integrantes del grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy - E3P por el apoyo y cada uno de los comentarios realizados para mejorar la presentación de esta tesis.

Además, agradezco a la Universidad Nacional de Colombia por la formación académica profesional y por el interés para el crecimiento y bienestar de sus estudiantes.

También, Agradezco a mi ángel que desde el cielo me acompaña, a mi padre, mi abuela y Cristian Melo que me motivan y me brindan apoyo emocional en este proceso, esto es mío y de ustedes.

Muchas gracias.

Resumen

Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona No Interconectada de Colombia

El acceso a la energía eléctrica mejora las condiciones de vida de las personas, permite la prestación de otros servicios públicos y es estratégico para lograr acciones productivas de la población. En Colombia, la búsqueda de alternativas para mejorar la prestación de servicios a poblaciones vulnerables ubicadas en Zonas No Interconectadas se ha incrementado significativamente. La eficiencia energética y la adopción de fuentes de energía renovables no convencionales se han implementado como posibles impulsores de la electrificación sostenible. En esta tesis se analiza el problema de la electrificación de las zonas aisladas, comenzando por una revisión de las barreras y oportunidades que presenta la electrificación sostenible con base en aspectos técnicos, económicos, ambientales, geográficos, políticos y sociales.

Además, se hace un estudio técnico y económico para la localidad de Mitú, Vaupés, con el fin de encontrar las causas de las fallas en la prestación del servicio, esto se lleva a cabo por medio de simulaciones en los softwares técnicos de Homer Pro y Digsilent PowerFactory. A partir de las condiciones técnicas del sistema, se diseña un modelo en Dinámica de Sistemas, el cual permite analizar el impacto que tiene realizar las actividades de mantenimiento e inversión en las redes de distribución, el comportamiento de la capacidad de alojamiento y la disminución de la demanda insatisfecha en conjunto con variables económicas como el recaudo y el presupuesto disponible para la intervención de redes. En base a los resultados obtenidos en las simulaciones se proponen tres políticas de soluciones a los problemas encontrados en el escenario base.

Palabras clave: Electrificación Sostenible, Zona No Interconectada, Redes Aisladas, Dinámica de Sistemas, Capacidad de Alojamiento, Demanda Insatisfecha.

Abstract

Incentives for the promotion of sustainable electrification in the Not Interconnected Zone of Colombia

Access to electricity improves people's living conditions, allows the provision of other public services and is strategic for achieving productive actions by the population. In Colombia, the search for alternatives to improve the provision of services to vulnerable populations located in Non-Interconnected Zones has increased significantly. Energy efficiency and the adoption of non-conventional renewable energy sources have been implemented as possible drivers of sustainable electrification. This thesis analyzes the problem of electrification of nearby areas, beginning with a review of the barriers and opportunities presented by sustainable electrification based on technical, economic, environmental, geographic, political and social aspects.

In addition, a technical and economic study is carried out for the town of Mitú, Vaupés, in order to find the causes of failures in the provision of the service, this is carried out through simulations in the technical software of Homer Pro and Digsilent Power Factory. Based on the technical conditions of the system, a model in System Dynamics is designed, which allows analyzing the impact of carrying out maintenance and investment activities on the distribution networks, the behavior of the accommodation capacity and the decrease in the unsatisfied demand together with economic variables such as collection and the budget available for the intervention of networks. Based on the results obtained in the simulations, three solution policies are proposed for the problems found in the base scenario.

Keywords: Sustainable Electrification, Not Interconnected Zone, Isolated Networks, Systems Dynamics, Hosting Capacity, Unsatisfied Demand.

Contenido

	Pág.
Resumen	VII
Lista de figuras.....	XIII
Lista de tablas	XV
Lista de Símbolos y abreviaturas.....	XVI
Introducción	1
1. Identificación del problema	3
1.1 Objetivos	8
1.2 Estructura del documento.....	8
2. Electrificación sostenible en zonas aisladas	11
2.1 Barreras de mejoramiento de la electrificación sostenible	14
2.2 Oportunidades para masificar la electrificación sostenible en zonas aisladas ..	19
3. Metodología.....	29
3.1 Estrategia de modelación de la plataforma multipropósito.....	30
3.2 Etapas de la metodología.....	33
4. Desarrollo de la plataforma integrada de modelamiento para Mitú, Vaupés	35
4.1 Modelo HOMER PRO para el análisis de la microrred de Mitú, Vaupés	35
4.2 Modelo DIGSILENT POWERFACTORY para el análisis de la red de distribución de Mitú, Vaupés.....	39
4.3 Modelo en Dinámica de Sistemas para el análisis de políticas	45
▪ Ciclo proyectos productivos-B1	46
▪ Ciclo capacidad de alojamiento-R1	47
4.4 Formulación matemática del modelo – diagrama formal.....	48
4.5 Validación del modelo formal	58
4.5.1 Validación de la estructura del modelo formal.....	59
▪ Consistencia dimensional	59
▪ Estructura causal.....	61
▪ Evaluación de condiciones extremas	61
4.5.2 Validación del comportamiento	62
4.6 Caracterización caso de estudio.....	65
4.7 Políticas propuestas.....	69
5. Simulación de políticas.....	72

5.1	Escenario base	72
5.2	Política 1: Estratificación de usuarios residenciales a comerciales	77
5.3	Política 2: Cobro de tarifa por consumo a los usuarios comerciales.....	79
5.4	Política 3: Cobro de tarifa por consumo a los usuarios oficiales.....	80
5.5	Discusión	82
6.	Conclusiones	85
6.1	Trabajos futuros.....	89
6.2	Divulgación académica	90
A.	Anexo: Modelo formal e interfaz gráfica software de Powersim Studio	93
B.	Anexo: Simulación red de distribución localidad Mitú-Vaupés en el software de Digsilent.....	105
	Bibliografía	111

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Porcentaje de población con electricidad.....	13
Figura 3-1: Plataforma de modelamiento integral para el análisis de políticas para microrredes en ZNI.....	32
Figura 3-2: Etapas de la metodología.....	34
Figura 4-1: Microrred Mitú Vaupés.....	37
Figura 4-2: Producción de energía eléctrica con participación de instalación solar. .	38
Figura 4-3: Producción de energía eléctrica sin participación de instalación solar. .	38
Figura 4-4: Potencia reactiva PCH y generadores diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4-5: Potencia activa PCH y generadores diésel.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4-6: Tensión en barras de la red de distribución.	41
Figura 4-7: Diagrama causal propuesto.....	45
Figura 4-8: Diagrama de bloques modelo en Dinámica de Sistemas.	49
Figura 4-9: Modelado del número de usuarios y demanda total de Mitú-Vaupés.	51
Figura 4-10: Modelado demanda no satisfecha localidad de Mitú Vaupés.....	53
Figura 4-11: Modelado del recaudo en la localidad de Mitú Vaupés.	53
Figura 4-12: Modelado de la capacidad de alojamiento de la red de distribución de la localidad de Mitú Vaupés.	56
Figura 4-13: Modelado bolsa de ahorro dinero de la gobernación del Vaupés.....	57
Figura 4-14: Modelamiento del presupuesto disponible para la intervención de la red de distribución de la localidad de Mitú Vaupés.	58
Figura 4-15: Validación grafica número de usuarios.	63
Figura 4-16: Ubicación del Municipio de Mitú en el Departamento de Vaupés [162]. .	66
Figura 4-17: Diagrama unifilar del municipio de Mitú-Vaupés.	67
Figura 5-1: Demanda insatisfecha Mitú-Vaupés.	75
Figura 5-2: Demanda total y generación real Mitú-Vaupés.	75
Figura 5-3: Capacidad de alojamiento red de distribución Mitú-Vaupés.....	76
Figura 5-4: Presupuesto disponible Mitú-Vaupés.....	76
Figura 5-5: Modelamiento cambio de usuarios residenciales a comerciales.	77
Figura 5-6: Recaudo total mensual.	78
Figura 5-7: Dinero acumulado de la gobernación del Vaupés.....	79
Figura 5-8: Capacidad de alojamiento y generación total con periodo de simulación hasta el año 2060.....	82

Figura 6-1:	Demanda insatisfecha para el modelo con aumento de presupuesto.	97
Figura 6-2:	Capacidad de la red para el modelo con aumento de presupuesto.	98
Figura 6-3:	Demanda insatisfecha para el modelo con disminución de presupuesto.	99
Figura 6-4:	Capacidad de la red para el modelo con disminución de presupuesto.	100
Figura 6-5:	Demanda no satisfecha para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.	100
Figura 6-6:	Presupuesto disponible para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.	101
Figura 6-7:	Capacidad de la red para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.	101
Figura 6-8:	Interfaz realizada para la visualización de los resultados en el software de Powersim Studio.	102
Figura 6-9:	Demanda energética Mitú Vaupés.	105
Figura 6-10:	Comparación demanda real con demanda simulada en Digsilent.	107
Figura 6-11:	Comparación curva de generación PCH real con la simulada en Digsilent.	108
Figura 6-12:	Diagrama unifilar de Mitú-Vaupés en Digsilent PowerFactory.	109

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1-1: Características de la prestación del servicio en las cinco capitales departamentales de ZNI [20][21].	4
Tabla 1-2: Problemas relacionados con la sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental a corto mediano y largo plazo sobre la operación y planeación del suministro de electricidad en las ZNI en Colombia.	5
Tabla 2-1: Barreras relacionadas con la electrificación sostenible en zonas aisladas según experiencias internacionales.....	15
Tabla 2-2: Alternativas de solución relacionados con la electrificación sostenible en zonas aisladas según experiencias internacionales.	19
Tabla 4-1: Datos generadores implementados en HOMER Pro.	36
Tabla 4-2: Caudal rio Vaupés [166].....	37
Tabla 4-3: Porcentaje de cargabilidad de transformadores.	40
Tabla 4-4: Cambio de transformadores.	41
Tabla 4-5: Tensión P.U. barra 177.	42
Tabla 4-6: Costos rediseño red de distribución Mitú-Vaupés.....	44
Tabla 4-7: Unidades de las variables involucradas en el modelo formal.....	60
Tabla 4-8: Coeficiente de Pearson.	64
Tabla 4-9: Análisis estadístico de los datos históricos del modelo.....	65
Tabla 4-10: Tarifa fija y consumo promedio usuarios Mitú-Vaupés [164].	68
Tabla 4-11: Políticas de solución propuestas.....	71
Tabla 5-1: Condiciones iniciales de las principales variables del modelo formal para el escenario base.	73
Tabla 5-2: Resultados de simulación caso base, políticas 1,2 y 3.	81
Tabla 6-1: Variables de un modelo en Powersim Studio.	93
Tabla 6-2: Principales ecuaciones modelo formal en dinámica de sistemas.....	94
Tabla 6-3: Recaudo total mensual para el modelo con aumento de presupuesto.....	98
Tabla 6-4: Recaudo total mensual para el modelo con disminución de presupuesto..	99
Tabla 6-5: Demanda escalada ingresada a Digsilent.	106

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviatura	Término
<i>DER</i>	Recursos Energéticos Distribuidos
<i>DS</i>	Dinámica de Sistemas
<i>EE</i>	Eficiencia Energética
<i>FNCER</i>	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
<i>GD</i>	Generación Distribuida
<i>HC</i>	Capacidad de Alojamiento
<i>NBI</i>	Necesidades Básicas Insatisfechas
<i>O&M</i>	Operación y Mantenimiento
<i>ODS</i>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<i>ONU</i>	Organización de Naciones Unidas
<i>PCH</i>	Pequeña Central Hidroeléctrica
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>SUI</i>	Sistema único de información
<i>ZNI</i>	Zona no Interconectada

Introducción

Son 789 millones de personas sin acceso a la electricidad en el 2018 [1], personas que habitan especialmente en zonas aisladas sin posibilidad de conexión a las principales redes de los países por su ubicación y difícil acceso [1]. Dichas zonas no sólo tienen una baja densidad poblacional, sino sobre todo bajos ingresos monetarios y altos índices de necesidades básicas insatisfechas [2]. Algunos de los hogares que se consideran electrificados no cuentan con un servicio continuo, confiable y sostenible [3]. Se ha afirmado que la electricidad permite disminuir la pobreza mundial, mejorar la calidad de vida de las personas [4], [5], mejorar las condiciones de prestaciones de servicio de salud y educación [6], [7], [8], como resultado a este acceso se muestran mejoras en saneamiento, salud pública y empoderamiento de género [4].

La ONU ha planteado 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que buscan erradicar la pobreza, promover la prosperidad y el bienestar para todos, proteger el medio ambiente y luchar en conjunto contra el cambio climático [9], [10]. En particular, el objetivo 7 busca *“Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”* [9]. Su implementación ha mostrado avances, como la disminución de la brecha entre los usuarios interconectados y los no conectados, pero aún no se cumple la meta de dar cubrimiento a toda la población. Por consiguiente se ha intensificado la búsqueda de alternativas que permitan alcanzar dichas metas para el año 2030 [11], [12].

En la actualidad se han propuesto diferentes alternativas para alcanzar el acceso universal a la electricidad mediante la electrificación sostenible [13], [14], [15]. Algunas de las alternativas encontradas son la modernización de las redes, adopción de nuevas fuentes de generación, programas de eficiencia energética (EE), microrredes, mantenimiento preventivo y correctivo adecuado a las redes de distribución, entre otras. Al analizar las alternativas encontradas en la revisión bibliográfica y teniendo en cuenta las características sociales y geográficas que presentan cada una de las localidades

ubicadas en la Zona No Interconectada (ZNI) colombiana junto con los aspectos técnicos en la prestación del servicio, se selecciona una capital de departamento como caso de estudio y se proponen algunas políticas de solución a los problemas de sostenibilidad técnica y económica que presentan las redes ubicadas en esta localidad.

En este trabajo, se propone utilizar una plataforma multipropósitos para modelar y analizar aspectos técnicos y económicos de la prestación del servicio de energía eléctrica en la ZNI y los impactos de las políticas de solución propuestas a largo plazo. Esta plataforma utiliza los software de Homer Pro y Digsilent PowerFactory para simular y analizar las condiciones técnicas de las redes de distribución y unidades de generación ubicadas en el caso de estudio; además, utiliza la metodología de Dinámica de Sistemas (DS) para comprender la realidad como un sistema con reconocimiento explícito de ciclos de realimentación, retardos y no linealidades, entender el funcionamiento y sus propiedades para solucionar un problema [16]. El modelo en DS tiene como finalidad probar diferentes políticas que traigan como resultados posibles alternativas que permitan brindar una promoción de electrificación, eficiencia energética y desarrollo sostenible en una capital departamental ubicada en la Zona No Interconectada (ZNI) colombiana.

1. Identificación del problema

La Zona No Interconectada (ZNI) colombiana, se define como el “*área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional*” [17]; esta área representa el 51% del territorio nacional, la conforman 5 capitales departamentales las cuales son San Andrés, Mitú, Inírida, Leticia y Puerto Carreño, capitales de los departamentos del Archipiélago de San Andrés, Vaupés, Guainía, Amazonas y Vichada respectivamente.

Las capitales departamentales son un ejemplo claro del consumo de combustibles fósiles ya que todas ellas cuentan con generación con base en diésel y, solo Mitú- Vaupés, cuenta con aportes energéticos adicionales de una PCH, la cual se tienen datos que falla de manera recurrente. Como consecuencia de lo anterior, aumentan los costos de generación y se adicionan los costos de transporte del combustible ya que, por ser zonas de difícil acceso, los medios de transporte son aéreos o fluviales. Además, aumentan las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incrementando la huella de carbono y aportando a la contaminación de los ecosistemas [18], [19]. La

Tabla 1-1 muestra un resumen detallado de algunas características técnicas y sociales presentes en estas localidades.

Estas capitales se caracterizan por presentar altos índices de necesidades básicas insatisfechas (NBI) resaltando que Inírida presenta el 50,53%, convirtiéndose en el porcentaje más alto de las cinco capitales, con un bajo número de usuarios comparado con las cabeceras municipales pertenecientes al SIN, bajo nivel de consumo, altos costos de prestación del servicio y un alto número de población indígena. Adicional a lo anterior, se tiene que las cinco capitales presentan medios de acceso aéreos, Mitú, Inírida, Leticia y Puerto Carreño cuentan con medios de acceso fluviales, Puerto Carreño presenta

medio de acceso terrestre, pero cabe aclarar que, este medio, no se encuentra apto para el tránsito de vehículos.

Tabla 1-1: Características de la prestación del servicio en las cinco capitales departamentales de ZNI [20][21].

Departamento	Capital	Capacidad Instalada [kW]	Número de Usuarios	Fuente de Generación	Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI)	Medio de Acceso	Grupos Indígenas
Archipiélago de San Andrés	San Andrés	85.640	19.628	Diésel	15,50%	Aéreo	1 Etnia
Vaupés	Mitú	6.482	1.784	Diésel-PCH	40%	Aéreo y fluvial	1 Resguardo, 27 etnias
Guainía	Inírida	11.588	4.919	Diésel	50,53%	Aéreo y fluvial	4 Resguardos, 13 comunidades
Amazonas	Leticia	21.300	10.714	Diésel	26,99%	Aéreo y fluvial	9 Resguardos-14 comunidades
Vichada	Puerto Carreño	9.075	5.567	Diésel	41,84%	Aéreo, fluvial y terrestre	6 Resguardos, 18 comunidades

La prestación del servicio de las 5 capitales departamentales tiene un promedio de aproximadamente 24 horas para el mes de diciembre del año 2019; sin embargo, presentan intermitencia la mayor parte del tiempo [20]. Al analizar los aspectos técnicos como la poca variabilidad de fuentes de generación en el sitio, el promedio diario de prestación del servicio y el número de usuarios, junto con los aspectos geográficos se comprueba la razón de la fuerte dependencia a la generación diésel, resulta de los esfuerzos por suplir la demanda diaria total y la dificultad de llevar líneas de transmisión del SIN hasta estas zonas. En consecuencia, se tiene un servicio de energía eléctrica con problemas de calidad, confiabilidad y continuidad. Como se evidenció, estas zonas están expuestas a desafíos no solo en materia técnica y ambiental, sino que también en campos sociales y económicos. Estos desafíos deben ser atendidos según el nivel de urgencia y sus implicaciones según la escala temporal en que se analice, como se muestra en la tabla 1-2.

Tabla 1-2: Problemas relacionados con la sostenibilidad técnica, económica, social y ambiental a corto mediano y largo plazo sobre la operación y planeación del suministro de electricidad en las ZNI en Colombia.

Reto	Horizonte temporal		
	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Sostenibilidad Técnica	Apagones en horas pico, debidos a la alta concentración de construcciones residenciales, comerciales y de servicios sin análisis de bioclimática. Desconocimiento de la necesidad de hacer un uso racional de la energía[22].	Aumento de pérdidas eléctricas en las redes de distribución por crecimiento masivo y no coordinado de la demanda, producto de la instalación de electrodomésticos con eficiencia reducida, gastos energéticos relacionados con la adecuación de espacio de hábitat y ausencia de medición del consumo de energía eléctrica por parte del usuario final [22].	Necesidad de expansión de la capacidad de generación no convencional. Necesidad de expansión y modernización de las redes de distribución[23].

Sostenibilidad económica	Altos costos de generación, transporte de combustible y baja rentabilidad de las empresas proveedoras del servicio[24].	Aumento en el valor de la electricidad. Reducción de la calidad del servicio[24].	Reducción de horas de disponibilidad del servicio, debidas a la necesidad de reducir los costos de operación. Necesidad de aumentar los subsidios gubernamentales. Necesidad de impulsar la inversión en proyectos de expansión de la prestación del servicio de energía eléctrica [23].
Reto	Horizonte temporal		
	Corto plazo	Mediano plazo	Largo plazo
Sostenibilidad social	Resistencia a los proyectos de medición y control[22] .	Aversión a las fallas del suministro que repercuten en disminución de la calidad de vida[23].	Aumento de la brecha social y reducción de la equidad social debido a un suministro de electricidad con calidad reducida y alta volatilidad [22].
Sostenibilidad ambiental	Intervención a los ecosistemas con la quema masiva de los combustibles fósiles [23][24].	Cambios en la temperatura ambiente. Aumento de la emisión de gases de efecto invernadero debidos a la generación con combustibles fósiles[24][23].	Modificaciones permanentes a ecosistemas protegidos por derrames de combustible, producción a base de hidrocarburos, y por construcción de nueva infraestructura. Necesidad de impulsar el uso de uso de Fuentes No Convencionales de Energía

			Renovable (FNCER) [23].
--	--	--	-------------------------

La tabla 1-2 muestra que la regulación existente en estas zonas debe ser replanteada, y debe enfocarse en buscar soluciones energéticas que enfrenten los diferentes problemas técnicos, ambientales, económicos y sociales que presentan estas zonas. Se debe trabajar por un suministro de electricidad confiable y con estándares de calidad, que minimice los impactos negativos a los que se encuentran sometidos los habitantes de estas localidades y realizar un aprovechamiento de los diferentes tipos de generación en el sitio dada la riqueza natural de la ZNI colombiana [25].

Cabe aclarar que adoptar diferentes soluciones energéticas requerirá de inversiones para garantizar una infraestructura de distribución sostenible, sistemas de control y medida [24], en algunos casos cambios de electrodomésticos que permitan mejorar la curva de demanda y los hábitos de consumo de los usuarios finales, la compra de elementos necesarios para generar con fuentes de energía renovable (paneles solares, turbinas eólicas, baterías , etc.) y la realización de los estudios pertinentes que garanticen el buen funcionamiento de los proyectos [22].

Lo anterior, se presenta como un obstáculo para la mejora en la prestación del servicio, ya que estos cambios acarrearán altos costos y dada la situación social y económica de las comunidades no se podrían dar dichas mejoras, en este aspecto se evidencia la ausencia de incentivos gubernamentales que alienten la búsqueda de alternativas e impulsen a la inversión en el sector eléctrico con el fin de expandir la prestación del servicio y mantener de forma óptima las infraestructuras existentes.

Teniendo en cuenta los diferentes problemas que enfrenta la energización de la ZNI colombiana y las diferentes características sociales, económicas, geográficas y técnicas de las localidades que se encuentran en estas zonas se propone un objetivo general y tres objetivos específicos a desarrollar en la presente tesis dejando en claro la selección

de una capital de departamento como caso de estudio. Los objetivos se listan en la siguiente sección.

1.1 Objetivos

OBJETIVO GENERAL

Evaluar potenciales incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en una capital de la ZNI de Colombia.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Analizar incentivos técnicos y económicos implementados en zonas aisladas a partir de experiencias internacionales relacionadas con la promoción de electrificación sostenible.
- Determinar los aspectos fundamentales que deben tenerse en cuenta para el diseño de políticas regulatorias asociadas a la electrificación sostenible en las ZNI.
- Desarrollar un modelo de simulación en dinámica de sistemas que incluya aspectos técnicos y económicos, aplicado a una capital departamental de las ZNI.

1.2 Estructura del documento

El **capítulo 1** presenta una introducción general a los temas tratados en la presente tesis junto con la identificación del problema, los objetivos generales y específicos que se quieren alcanzar y la estructura del documento.

El **capítulo 2** está dividido en tres partes, la primera muestra las características generales y conceptos de la electrificación sostenibles junto con las condiciones de

prestación del servicio en zonas aisladas alrededor del mundo. En la segunda y tercer parte se listan las principales barreras y oportunidades que tiene la masificación de la electrificación sostenible en estas zonas, oportunidades que se tienen en cuenta para dar solución al problema planteado en el capítulo 1.

En el **capítulo 3** se establece la metodología y se explica la estrategia de modelación utilizada en conjunto con las etapas necesarias para llevar a cabo su desarrollo.

El **capítulo 4** muestra el desarrollo de la plataforma integrada. Primero se muestra el modelo realizado en el software de Homer Pro; luego, se presenta el modelo y simulación en el software Digsilent Powerfactory y, con la información obtenida en estos, se diseña el diagrama causal con las principales variables involucradas en la mejora de la electrificación sostenible en zonas aisladas. También, se encuentra el modelamiento del modelo formal junto con la formulación matemática y la validación de este. Adicional a lo anterior, se encuentran las características generales del caso de estudio seleccionado y las políticas de solución propuestas en base a los resultados obtenidos en las simulaciones de la plataforma.

En el **capítulo 5** se realiza la simulación de las características del caso base de estudio, junto con las 3 políticas de solución planteadas para mejorar tanto las condiciones técnicas como económicas del operador de red y del usuario final impulsando los proyectos productivos.

En el **capítulo 6** se presentan las conclusiones obtenidas en el desarrollo de la tesis junto con los aportes realizados a la academia y la población en general. Se listan algunos trabajos futuros y se muestra la divulgación académica realizada a lo tratado en el documento.

2. Electrificación sostenible en zonas aisladas

Las soluciones de energización para regiones rurales remotas han sido históricamente basadas en pequeños generadores diésel, lo que acarrea altos costos de generación y daños ambientales irreversibles[26],[27]. Hoy en día, se han enfocado en la búsqueda de alternativas para mejorar la prestación del servicio, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera resultado de la quema de combustibles fósiles y presentar un desarrollo energético sostenible [28], [14].

El concepto de desarrollo sostenible se introdujo por primera vez en el informe Nuestro Futuro Común (Our Common Future) de la ONU en 1987, este informe define el desarrollo sostenible como el *“desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”* [29]. La electricidad juega un papel importante en el desarrollo económico y social del mundo pero la dependencia a los combustibles fósiles ha convertido al sistema en una fuente de degradación ambiental [30]. Por lo anterior, en el año 2000 aparece por primera vez el concepto de desarrollo energético sostenible, definido por el Organismo Internacional de Energía Atómica y el Organismo Internacional de Energía como *“la prestación de servicios energéticos adecuados a un costo asequible de manera segura y respetuosa con el medio ambiente, de conformidad con las necesidades de desarrollo económico y social”*; este nuevo término introdujo un nuevo paradigma de desarrollo que considera los impactos económicos, sociales y ambientales del sector energético [30],[31]. Este concepto deja en claro los diversos desafíos que presentan las redes de energía eléctrica modernas como lo son el aumento de la demanda, el cambio climático, el consumo significativo de combustibles, entre otros [30]. Estos desafíos hacen que el sistema actual no pueda considerarse sostenible para las generaciones presentes y futuras [31].

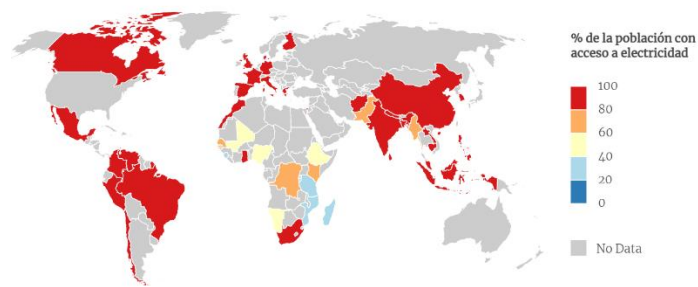
El ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”, se enfoca en garantizar el acceso a una energía segura, sostenible y moderna para todos [32], [33], se plantea con base en las diferentes falencias que presenta el sector energético a nivel mundial [34], [35]. Este sector contribuye al 60 % de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero resultado de la generación con base en combustibles fósiles [34]. Adicional a esto, la no prestación del servicio de energía eléctrica acarrea problemas de prestación de los demás servicios públicos en estas zonas, ya que en ocasiones se necesita de maquinaria eléctrica, como bombas, que permitan llevar agua desde los ríos hasta los centros poblados, así tampoco se cuentan con centros de salud óptimos para la población y se tienen niveles de alfabetización bajos por falta de centros educativos adecuados y equipados con los servicios necesarios para brindar las cátedras [34]. De hecho, 2.800 millones de personas aún dependen de leña y carbón para cocinar y calentar sus viviendas, de esta forma se generan partículas no aptas para la salud de las personas que residen en las mismas, según la ONU se tienen más de 4 millones de muertes al año por contaminación del aire en lugares cerrados [34], [36], [37].

La ONU plantea, como solución a estos problemas, impulsar la transición hacia un sistema energético que cuente con la participación de fuentes de energía renovable con presencia de tecnología e infraestructura no contaminante, incentiven el uso de medios de transporte limpios como la movilidad eléctrica y se fomente la inversión en servicios de energía sostenible por medio de la introducción de nuevas tecnologías en los diferentes mercados para impulsar la concientización del consumidor final respecto al consumo de energía eléctrica, es decir, se incite a la búsqueda de la EE [34], [38]. Uno de los puntos focales del desarrollo energético sostenible y la planificación energética es asegurar que la transición sea un sistema energético sostenible que lleve a cabo, sin poner en peligro la seguridad energética, la prosperidad económica y el medio ambiente [31], [39]. El Banco Mundial ha estimado el porcentaje de personas que tiene acceso a la electricidad en los diferentes países del mundo [40], y evidencia la necesidad de electrificación sostenible, como se muestra en el mapa de la figura 2-1. Es de resaltar que se analizaron 50 países, de los cuales 19 cuentan con la prestación del servicio en el 100% de su población y 7 con menos del 50%, la producción de energía renovable en el

mundo sin tener en cuenta la generación hidroeléctrica para el año 2015 fue de 6,7% y el consumo total, para el mismo año fue de 18,05% [41], [42].

La ONU ha presentado el informe de progreso energético para el año 2020 con el fin de brindar seguimiento al objetivo número 7 [43], [44], dichos avances muestran que disminuyó el 34% de las personas sin acceso a electricidad con respecto al año 2018, para el mismo año 200 millones de personas dejaron de cocinar en presencia de partículas contaminantes generadas por leña y aumentó la participación de las energías renovables en el sistema energético mundial en un 1% para el año 2017, estos valores se comparan con los valores obtenidos en el año 2010 [43], [44].

Figura 2-1: Porcentaje de población con electricidad.



Fuente: Adaptado del banco mundial.

Con la anterior información se evidencian los avances que ha tenido el sector energético mediante el seguimiento de las metas propuestas por el ODS 7. Estos avances para el presente año se han visto afectados por la crisis sanitaria mundial causada por la pandemia del virus SRAS-CoV-2 (Covid-19), la disminución de la demanda y la adopción de fuentes de energía renovable y posterior incremento de demanda a finales del año 2020 superando límites de años anteriores al de la pandemia son algunos resultados de las diferentes medidas de confinamiento mundial. Además, cuando las medidas disminuyeron, los países volvieron a las energías convencionales tradicionales de cada país [45], [46], [47]. En el 2020 aumentó el 2% de las personas que carecen de electricidad respecto al 2019, resultado del desvío de atención de los gobiernos por la búsqueda de medidas que contrarresten la crisis sanitaria. Adicional, las soluciones energéticas descentralizadas se enfrentaron a desafíos operativos y financieros dadas

las restricciones de circulación por las diferentes vías de los países, de esta forma se afectó la cadena de distribución de los equipos [48].

A partir del panorama global de las redes aisladas, se recomienda a los gobiernos encaminarse de nuevo a alcanzar las metas propuestas en el ODS 7 y acelerar las conexiones planificadas e implementar soluciones energéticas descentralizadas individuales [49], intensificar la búsqueda de otros desafíos ajenos a la pandemia que interrumpen el progreso de este objetivo y la electrificación sostenible. Algunos de los desafíos o barreras encontrados en la presente revisión bibliográfica se listan en la siguiente sección.

2.1 Barreras de mejoramiento de la electrificación sostenible

A continuación, se presenta una revisión de la literatura científica, que muestra diferentes metodologías para identificar barreras de penetración de FNCER en ZNI. Dentro de ellas están, por ejemplo, MULTIMOORA [50], fuzzy TOPSIS [51], análisis por escenarios y revisión sistemática de la literatura [52], [53], [54], [55]. Estas metodologías han permitido determinar las diferencias positivas y negativas entre las alternativas encontradas y clasificarlas en las barreras [51], [50]. La metodología seleccionada para el desarrollo de la presente investigación es la revisión sistemática de la literatura, [56], lo cual permite identificar y combinar aspectos importantes encontrados en las mismas [56].

Esta revisión está orientada a proyectos donde se evidencie la electrificación en zonas aisladas. La búsqueda de información se enfoca en artículos publicados entre los años 2006 y 2020. En la Tabla 2-1 se presenta un resumen de la revisión, considerando problemas de diferente naturaleza, como técnicos, económicos, sociales, políticos y geográficos en las zonas no interconectadas. Es importante anotar que la magnitud de estas barreras se hace de manera cualitativa, por la misma naturaleza de la descripción de éstas en la literatura.

Tabla 2-1: Barreras relacionadas con la electrificación sostenible en zonas aisladas según experiencias internacionales.

Barrera	Observación	Referencias
Técnicas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Poca modernización de infraestructura. ▪ Falta de madurez en las FNCER. ▪ Fabricación de equipos ineficientes. ▪ Falta de bases de datos de capacidades disponibles, características de las redes, comportamiento de la demanda, etc. ▪ Falta de mano de obra capacitada para la maniobra técnica de las redes. ▪ Ausencia de mantenimiento en las redes. ▪ Poca conciencia de ahorro y aumento de la demanda. ▪ Desconocimiento de la capacidad de alojamiento. ▪ Dependencia a combustibles fósiles. 	<p>[57], [58], [59], [60], [61], [62], [10], [63], [64], [65], [66], [67], [68], [69], [70], [51], [71], [50]</p>
Económicas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alto costo de inversión inicial y operación y mantenimiento (O&M). ▪ Falta de mecanismos e instituciones de financiación. ▪ Mercado ineficiente. ▪ Ausencia de incentivos por parte del gobierno. ▪ Aplicación de tarifas fijas. ▪ Falta de capacidad de pago del usuario final. ▪ Baja densidad poblacional. 	<p>[72], [58], [10], [73], [74], [61], [75], [59], [76], [70], [51], [71], [50]</p>
Social y cultural	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrupción y poca transparencia de los agentes políticos encargados. ▪ Conocimiento limitado de los beneficios de las FNCER. ▪ Comodidad y confort con las redes tradicionales. 	<p>[74],[60],[73], [77], [70], [51], [50], [78]</p>

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Poca aceptación por parte del usuario final ante la intervención de las redes tradicionales. ▪ Falta de interés público. ▪ Robo de los materiales por parte de los habitantes de las localidades. ▪ Falta de iniciativas por parte de la comunidad y entidades privadas. 	
Políticas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falta de apoyo a las instituciones encargadas de realizar investigación. ▪ Falta de creación o modificación de políticas relacionadas con la electrificación sostenible. ▪ Asignación inadecuada de subsidios. ▪ Falta de claridad de los beneficios y/o oportunidades de la inversión en estas zonas. ▪ Dependencia de donaciones económicas. 	[79], [80], [81], [82], [58],[60], [83], [84], [85], [70], [51], [71], [50]
Geográficas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hogares dispersos. ▪ Condiciones ambientales que imposibilitan la conexión de estas localidades a los sistemas interconectados de los países. ▪ Ubicación cercana de depósitos de petróleo. ▪ Ausencia de repuestos y combustibles para generar energía eléctrica. 	[58], [59], [73], [86], [62], [10], [70], [51], [50]

En varias ocasiones los proyectos con FNCER pasan a ser propiedad de los habitantes de las localidades [58]. Este cambio de dominio trae desafíos como falta de personal capacitado, ausencia de repuestos y combustibles para los generadores resultado de la falta de capital por parte de los nuevos administradores de la red, como consecuencia se tiene la no prestación del servicio [58],[10],[73],[87].

Otro problema técnico que presentan las redes eléctricas aisladas es el no conocimiento de la capacidad de alojamiento del sistema (Hosting Capacity – HC en inglés). Esta capacidad corresponde al límite máximo que tiene el sistema de integrar más generación

o demanda sin perder continuidad del suministro y calidad de la potencia [88], [89]. Por ende, el aumento de la demanda es uno de los aspectos a tener en cuenta en la implementación de nuevos proyectos con nueva capacidad de FNCER ya que al instalarse sistemas con capacidad limitada de recursos naturales se tiene mayor posibilidad de presentar suspensión del servicio de energía eléctrica por periodos de tiempo determinados si la demanda crece y la generación no es suficiente para su abastecimiento[90], [79]. Adicional, los usuarios presentan hábitos de consumo excesivos y poca conciencia de ahorro, estas acciones no permiten disminuir el consumo de energía eléctrica y pueden sobrecargar las redes [83], [84], [85]. Esta barrera se agudiza con la falta de datos y variables técnicas del sistema, capacidad de fuentes de generación disponibles el sitio y condiciones físicas actuales de las redes [71].

La prestación del servicio en estas zonas también presenta barreras en el recaudo y tarifación del servicio de energía eléctrica ya que no se aplican tarifas basadas en el consumo y si se aplican pueden ser muy altas y se convierten en valores difíciles de cancelar por parte del usuario final [58], [10], [91]. Sin embargo, se tiene la posibilidad de aplicar tarifas muy por debajo de los costos reales de electricidad con el fin de favorecer el usuario y poder llegar a toda la población, pero se perjudica en este sentido a las empresas prestadoras del servicio ya que se vuelve inevitable tener pérdidas económicas y no se permite tener retorno a la inversión [10], [72], [92].

Además, algunas localidades no cuentan con medidores aptos que muestren el consumo exacto de cada usuario, por lo que se hace necesario, realizar promedios de consumo y aplicar las tarifas respectivas o simplemente se aplican tarifas planas y no se tiene en cuenta el consumo [22]. Asimismo, los nuevos proyectos presentan altos costos de inversión inicial dada la madurez de las tecnologías de energía renovable y cambios en los equipos existentes, dejando en evidencia la ausencia de incentivos y mecanismos institucionales que alivien esta inversión y llame la atención de los inversionistas privados [73], [74], [50]. Estas zonas se caracterizan por presentar baja densidad poblacional y por ende baja demanda en el consumo de energía eléctrica convirtiéndose entonces en aspectos que inviabilizan económicamente nuevos proyectos [59], [10], [73].

La conducta de los gobernantes de estas localidades dificulta el buen desarrollo de los diferentes proyectos ya que en ocasiones estos presentan un enfoque de expansión y no

de calidad [74]. Es decir, se promueve la expansión del servicio de energía eléctrica sin tener en cuenta aspectos técnicos importantes, este enfoque está impulsado por las estrategias de campaña política en las que la electrificación de zonas aisladas se utiliza como instrumento para lograr resultados cuantificables tempranos [74]. Las redes eléctricas aéreas también están expuestas a hurtos o pérdidas no técnicas que ocasionan reducción en la continuidad y calidad en el suministro de electricidad [58],[60]. La no aceptación de los pobladores hacia las FNCER es otro de los problemas que presentan las zonas aisladas. Ejemplo claro son las creencias de profanación de tierras de la población indígena y utilización de los recursos naturales presentes en estas. Lo anterior, dificulta la instalación de nuevas capacidades renovables dada la necesidad de contar con terrenos y recursos considerados especiales para esta población [70].

En las zonas aisladas, las redes de distribución están expuestas a problemas causados por las condiciones geográficas, como las provocadas por la erosión de la tierra y la accesibilidad a las mismas, resultado de su ubicación. Lo anterior puede causar fallas técnicas por el deterioro y la presencia de sustancias en los respectivos equipos [58], [59],[60].

Como se muestra en la Tabla 1-1, La principal fuente de generación de energía eléctrica en zonas aisladas es el diésel [93], [94], esto acarrea problemas ambientales y de salud para los pobladores y operadores de red de estas localidades como cáncer de pulmón y de vejiga según la Organización Mundial de la Salud (OMS) [95]. Lo anterior, es resultado de las emisiones de óxido de nitrógeno y monóxido de carbono provocadas por la quema del combustible [96]. Esta dependencia se hace más fuerte dada la ubicación en muchas ocasiones de grandes depósitos de petróleo cerca a las poblaciones y los diferentes subsidios gubernamentales otorgados para la compra y transporte de combustibles [62], [10], [86]. Lo anterior imposibilita la diversificación de la matriz energética presente en cada una de las localidades [97]. Por consiguiente, la literatura intensifica la búsqueda de alternativas que permitan dar soluciones a las barreras mencionadas anteriormente. Las alternativas encontradas en la revisión bibliográfica se listan en la sección 2.2.

2.2 Oportunidades para masificar la electrificación sostenible en zonas aisladas

La necesidad de mejorar las condiciones de vida de las personas alrededor del mundo pasa por el acceso a la energía [98], [99]. Es deseable buscar alternativas que permitan tener a los hogares un nivel mínimo de electricidad, acceso a combustibles y maneras de cocinar seguras y sostenibles, acceso a energía moderna con posibilidad de utilización en actividades productivas y mejora en la prestación de los demás servicios públicos [100]. En esta revisión, se encontraron tres alternativas generales enfocadas en la solución de las barreras listadas en la sección 2.1: estas son la diversificación de la matriz energética con FNCER, sostenibilidad económica para los nuevos proyectos y aumentar la continuidad en el suministro de electricidad mediante cambios de equipos, conductores, comportamiento de la demanda y la promoción de un uso adecuado de la electricidad.

La diversificación de la matriz energética mejora las condiciones ambientales presentes en las zonas [101]; sin embargo, la infraestructura habilitadora para esta alternativa es la red de distribución [102], red que en muchos de los casos no se encuentra apta para la conexión de dichas fuentes, lo que implica ajustes para asegurar una prestación del servicio confiable [102], [103]. Estas dos alternativas en conjunto con un impulso económico necesario para la adquisición de equipos, mano de obra, estudios, entre otros, permiten brindar una electrificación sostenible en el tiempo para los usuarios de las zonas [104]. Algunas de las opciones que se pueden efectuar para llevar a cabo estas alternativas se listan en la tabla 2-2.

Tabla 2-2: Alternativas de solución relacionados con la electrificación sostenible en zonas aisladas según experiencias internacionales.

Barrera	Alternativas		
	Continuidad en el suministro de energía eléctrica	Sostenibilidad económica	Diversificar la matriz energética

Técnicas	<p>Incentivar la EE [59], [105], [106].</p> <p>Estudiar la capacidad de alojamiento de la red de distribución [72], [107]</p> <p>Construir casas con "tecnología cero emisiones" [59], [108],[109],[110].</p> <p>Evitar la masificación de proyectos de energización individual en comunidades concentradas [74].</p> <p>Implementar metodologías de gestión de activos [111].</p> <p>Implementar Programas de respuesta a la demanda, gestión de energía y restablecimiento de redes de distribución [66], [67].</p> <p>Implementar infraestructura de medición avanzada [68], [79].</p> <p>Capacitaciones técnicas del personal encargado de las redes [51].</p> <p>Creación de bases de datos que permitan validar parámetros técnicos de las redes</p>		<p>Análisis de escenarios de integración de recursos energéticos distribuidos a partir de la capacidad de alojamiento [72].</p> <p>Fomentar la innovación para la promoción de tecnologías de energía limpia [113].</p>
----------	--	--	---

	[71]. Uso de sistemas de almacenamiento de energía [65], [112]		
Económicas		<p>Políticas y programas de apoyo que ayuden a las empresas a reducir la carga de capital inicial [61].</p> <p>Agencias reguladoras independientes [77].</p> <p>Privatización [77].</p> <p>Implementar tarifas que permitan retorno a la inversión [10], [114].</p> <p>Apoyar la creación de cooperativas o grupos de autoayuda como instituciones de microfinanzas a partir de proyectos productivos [10].</p>	Subastas de energía renovables [115].
Social y cultural	Mesas de diálogo y socialización de la importancia de equipos de medida y control en las redes de distribución [51], [70]	Alentar la participación activa del sector privado e iniciativas de la comunidad [78].	Capacitación de los usuarios finales [70], [103].
Políticas	<p>Fortalecer los planes internacionales de energía y clima [113]</p> <p>Desarrollo de estándares y protocolos técnicos para las empresas encargadas</p>	Generar pliegos de licitaciones que contemplen responsabilidad conjunta de los desarrolladores de proyectos y los usuarios finales [75]	Alianzas entre entidades y países que permitan encontrar soluciones para la emisión de carbono a la atmosfera

	de la fabricación de equipos para redes con presencia de FNCER [71]. Crear apoyos financieros para la investigación [71]	Diseñar regulaciones que faciliten la participación del sector privado en la promoción de la Electrificación sostenible [79] Asignación de subsidios del gobierno, incentivos fiscales y préstamos en condiciones favorables [59], [84].	[116]. Incentivar la Autogeneración a pequeña escala [60], [81].
Geográficas	Generación de energía distribuida [60].		Fomentar las Microrredes inteligentes [117]. Proyectos piloto para el desarrollo de microrredes con presencia de FNCER [57].

Uno de los problemas técnicos presentes en estas redes es el desconocimiento de la capacidad de alojamiento [118]. A razón de esto, se proponen realizar estudios antes de llevar a cabo proyectos que impulsen la generación distribuida y la expansión del servicio de energía eléctrica y conocer los límites respectivos de esta capacidad. También, la presencia y utilización de infraestructura ineficiente causa problemas técnicos, posibles accidentes y pérdidas de vidas humanas [59],[61],[62]. La necesidad de contar con infraestructura moderna se hace más evidente dado el cambio de paradigma en el funcionamiento de las redes, resultado de la de la diversificación de la matriz energética [63], [64], [119]. Por lo anterior, se propone la instalación de sistemas de medición avanzada con el fin de conocer mejor el comportamiento de los generadores y las redes de distribución mediante el control de las variables técnicas del sistema [68], [79], [57]. Además, el análisis de datos obtenidos por medio de esta infraestructura permite estrategias para reducir costos de operación y mantenimiento, mejorar la eficiencia de la

red y los generadores de energía, reducir las interrupciones y el tiempo de inactividad no planificados y extender la vida operativa de los activos presentes en las centrales de generación [120]. Adicional, se tiene una planificación mejorada, mejoras en el factor de planta y menores tasas de pérdida en las redes [120].

Asimismo, algunas investigaciones proponen la creación de programas de apoyo o sensibilización para la comunidad [58], etiquetas de EE en electrodomésticos [83], incentivo económico para los hogares que presenten ahorro en el consumo de energía eléctrica y la implementación de programas de respuesta a la demanda, gestión de energía y restauración de redes de distribución [66], [67], [84], con el fin de disminuir la demanda y mejorar las condiciones de la red. Para tener la posibilidad de implementación de dichas alternativas, cabe aclarar que es necesario contar con medidores que muestren el consumo exacto del usuario final y los valores de generación en tiempo real de las empresas prestadoras del servicio, así como también las pérdidas que se presentan en la red [121].

Como barrera económica, se consideran los bajos ingresos monetarios de los usuarios residentes de estas zonas [58], [60], [122]. Esta barrera se evidencia en mayor medida en los proyectos en los cuales el usuario debe cubrir los gastos de conexión y que por la búsqueda de un ahorro, la calidad de los materiales adquiridos es inadecuada, además, desconocen del procedimiento que se debe llevar a cabo para realizar dicha conexión [58], [60], [122]. Para contrarrestar esta barrera se plantea formular políticas y programas de apoyo que respalden la instalación de microrredes, los costos de mantenimiento y operación de las redes existentes y capacitación de las personas encargadas del funcionamiento de las mismas [28], [123]. [61] , [73]. Adicional, el capital inicial de inversión para proyectos de electrificación ubicados en la ZNI son normalmente altos comparados con zonas cercanas a las redes interconectadas nacionales, por esto se requiere la creación de programas de apoyo que ayuden a las empresas y a los usuarios a reducir la carga de capital inicial. Además, son necesarias regulaciones que dejen en claro los beneficios y oportunidades de la inversión público y privada en estos proyectos [74], [61], [79]. Se plantea además, la creación de cooperativas o grupos de autoayuda como instituciones de microfinanzas que tengan el objetivo de brindar alivios económicos a los usuarios finales por medio de la creación de proyectos productivos como lo son los

emprendimientos, los cuales mediante la conexión a redes de energía eléctrica potencializan su funcionamiento, se tienen como resultado mejoras en las condiciones económicas de las localidades y se brinda alivio a las necesidades básicas insatisfechas [10], [22],[124].

La aplicación de tarifas planas convierte en un desafío el retorno a la inversión de nuevos proyectos ubicados en ZNI [125]. En este aspecto se evidencia la necesidad de contar con agencias operadoras independientes y con una posible privatización de las empresas prestadores del servicio [77], políticas gubernamentales que apoyen las mejoras de EE y organización y coordinación entre los agentes involucrados en el desarrollo de estos proyectos [61], [75], [59], [76], se evidencia de igual forma la necesidad de contar con subsidios del gobierno, incentivos fiscales y préstamos en condiciones favorables para el usuario final que permita brindar un alivio económico a estos [59], [84].

La aprensión sobre los cambios a realizar en las redes de generación y distribución causa problemas de aceptación social, se recomienda realizar capacitaciones y socializaciones donde se brinde información clara y concisa sobre los beneficios de la implementación de energía renovables y mejoras en las redes existentes [51]. Además, otro problema social que enfrenta la electrificación sostenible es la corrupción de los agentes políticos involucrados en estos procesos, se debe lograr un consentimiento colectivo entre los gobiernos, los políticos y las instituciones reguladoras que deje claro el objetivo de mejorar la prestación del servicio en las zonas aisladas [70]. La espera de las comunidades a iniciativas tomadas por el gobierno y empresas públicas es otra de las barreras, se deberá brindar motivación para que las mismas comunidades realicen la gestión para instalación de nueva capacidad y modificación técnica de las redes o los inversionistas privados realicen propuestas de solución [78].

Como alternativa a la barrera de ubicación geográfica de las redes se postula la adopción de FNCER por medio de microrredes y redes de distribución aisladas como alternativas de mejora en la prestación del servicio en estas zonas y disminución del consumo de combustibles fósiles, así como la disminución de la contaminación ambiental en dichos sectores [126], [127]. Dada la variedad de alternativas de solución a las barreras que

enfrenta la electrificación sostenible, junto con las diferentes características de las localidades, se propone la metodología de Dinámica de sistemas (DS) y el análisis de escenarios para modelar y proponer incentivos que permitan mejorar las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica en zonas aisladas. La selección de la metodología se realiza en base a la necesidad de contar con incentivos que puedan estar en línea con las necesidades presentes en cada localidad. La siguiente sección explica el funcionamiento de dicha metodología.

2.3 Colombia y su normativa en Zonas No Interconectadas

Colombia mediante la creación de fondos, resoluciones y leyes ha emprendido un proceso para incentivar la expansión de la electrificación hasta las zonas más aisladas del país, enfocándose en la adopción de fuentes de energía renovables y buscando el objetivo de una prestación del servicio sostenible en todos los aspectos para estas poblaciones.

Mediante la ley 633 del 2000, en los articulo 81 al 83 se crea el fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI), este fondo tiene el objetivo de financiar los programas o proyectos de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura o para la mejora de la existente, procura ampliar la cobertura de prestación del servicio y satisfacer la demanda de energía de la ZNI [128]. Por medio de la ley 1955 de 2019 se da vigencia a este fondo hasta el 31 de diciembre de 2030 [129].

La Ley 697 de 2001 fomenta el uso racional y eficiente de la energía (URE) y promueve la utilización de energías alternativas, declara el URE como un asunto de interés social y de conveniencia nacional ya que es fundamental para asegurar el abastecimiento energético del país, adicional a esto, crea el Programa de Uso Racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales "PROURE", cuyo objetivo es aplicar programas gradualmente de eficiencia energética sin ir en contra del medio ambiente y los recursos naturales renovables. El PROURE otorga estímulos por la implementación de estos programas en el campo investigativo y educativo, además,

brinda un reconocimiento público e insta a al gobierno nacional como el encargado de establecer los incentivos y sanciones para este programa [130]. En la ZNI es el único incentivo relacionado con los proyectos de Gestión de la Demanda (DSM en sus siglas en inglés) [131].

En la resolución del Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS) 182138 de 2007 se expide el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en la ZNI, Determina las condiciones para el cálculo de dichos subsidios y aclara que pueden cubrir los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, además, no podrán exceder en ningún caso el valor de los consumos básicos o de subsistencia[132].

La ley 1715 de 2014 tiene el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía renovables en el sistema energético nacional, mediante su integración en el mercado eléctrico, en la ZNI y en otros usos energéticos, con el fin de promover el desarrollo económico sostenible, garantizar la seguridad del abastecimiento energético y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Establece que las inversiones en proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía y Gestión Eficiente de la Energía también podrán acceder a los incentivos tributarios enunciados por la misma. Estos objetivos se logran mediante el otorgamiento de algunos beneficios tributarios como lo son la disminución del 50% del valor de las personas o empresas obligadas a declarar renta durante los 5 años siguientes de la inversión, la exclusión del pago del impuesto al valor agregado (IVA), exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios para la realización de estos proyectos, y la depreciación acelerada de activos del 20% como tasa global anual [133].

La resolución 038 de 2018 es la encargada de regular la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y dictar algunas disposiciones sobre la generación distribuida, insta a las condiciones para la integración de autogeneradores en redes de distribución, obligaciones, condiciones y procedimientos para la conexión y la medición de autogeneradores y distribuidores, además, establece los sistemas de información para la administración de autogeneradores [134].

3. Metodología

La metodología por implementar en la presente tesis se basa en una plataforma multipropósito conformada por diferentes módulos que cubren aspectos técnicos, prefactibilidad de conexión de nueva capacidad de generación y análisis de políticas de manera integral.

El análisis técnico de la red de distribución y generación se analiza por medio de la simulación de la red ubicada en el caso de estudio en el software de Digsilent PowerFactory, este software permite analizar las fallas que presenta la red y en base a los resultados obtenidos permite realizar simulaciones con posibles alternativas de solución. La prefactibilidad de nueva capacidad de generación se realiza en el software de Homer Pro, este software permite simular las unidades de generación presentes en la localidad, la carga conectada, los costos de reemplazo de equipos, mantenimiento y operación en conjunto con los costos del combustible y la capacidad disponible de los recursos hídrico y solar en la localidad. Homer Pro arroja como resultado el desempeño eléctrico y económico de diferentes propuestas sostenibles técnico y económicamente a largo plazo y las organiza en forma ascendente para facilitar la selección de la alternativa adecuada para las condiciones de la localidad donde se ubica la microrred.

Para el análisis de políticas se construye un modelo de simulación de Dinámica de Sistemas (DS). La DS fue desarrollada en la década de 1950 para analizar comportamientos complejos y contraintuitivos en sistemas sociales y técnicos en diferentes disciplinas, a través de simulaciones [25]. La DS se ha utilizado durante más de 40 años en el área de la energía, y ésta permite la incorporación explícita de no linealidades, realimentación, retardos entre los diferentes factores que conforman un sistema [26]. La DS es apropiada para problemas dinámicos que presenten múltiples dimensiones en el tiempo y que incluyen retrasos [26].

Los modelos basados en DS son implementados para evaluar posibles políticas que permitan mejorar condiciones específicas de un problema planteado, esto con el fin de comprender el comportamiento de los agentes involucrados ya sean técnicos, políticos, ambientales, económicos, sociales, etc [135]. Este método de simulación es implementado cuando el problema planteado no tiene una solución analítica y se cuenta con las principales características dinámicas pero no todos los detalles [136], [137]. Para poder desarrollar esta plataforma multipropósito se deben llevar a cabo diferentes etapas las cuales se listan en la siguiente sección [135].

3.1 Estrategia de modelación de la plataforma multipropósito

Dadas las propiedades multidimensionales de la metodología seleccionada y las características de la prestación del servicio de energía eléctrica en zonas aisladas se propone como estrategia de simulación la utilización de dos softwares técnicos y uno de dinámica de sistemas: Homer PRO, Digsilent PowerFactory y Powersim Studio. Para el diseño del modelo formal por medio del software de Powersim Studio es necesario de la ayuda de los demás softwares para el análisis de algunas variables técnicas y económicas como la demanda insatisfecha, capacidad de alojamiento, inversiones necesarias, etc.

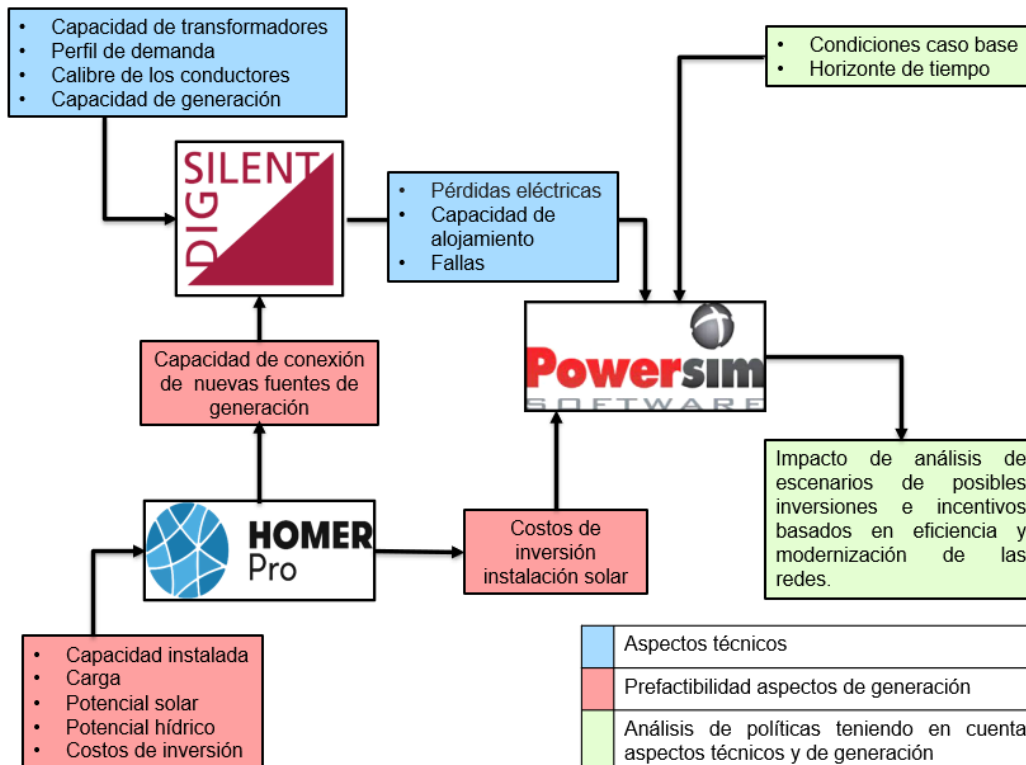
HOMER Pro permite simular la red de generación del municipio y realizar un análisis técnico-económico que dé como resultado la capacidad de generación solar disponible en el sitio y con posibilidad de conexión a la red. Esta herramienta muestra, además, el análisis económico y ordena los despachos entre la generación diésel, PCH y solar con mayor viabilidad económica en el sitio, teniendo en cuenta demanda, recursos naturales, emisiones de gases contaminantes, inversión inicial de los equipos, vida útil, costos de reemplazo y costos de operación y mantenimiento.

Digsilent PowerFactory simula la red de distribución y permite tener análisis del flujo de potencia, es decir, análisis de voltaje, potencia activa, potencia reactiva, corriente, factor de potencia, analizar cada uno de los transformadores y cargas conectadas a la red, analizar los nodos con mayores fallas y desconexiones, dicho de otra forma, los puntos donde se conectan más de dos elementos del sistema y no presentan buen

funcionamiento, este análisis se realiza durante las 24 horas del día siguiendo la curva de demanda característica de la localidad. También, se tiene un análisis de pérdidas eléctricas que ocurren en las líneas de distribución asociadas en la mayoría de los casos a la infraestructura de la red, acarreado altos costos internos a las empresas de distribución y causando un impacto negativo en las tarifas de prestación del servicio, en otras palabras, lo que se está generando no es lo mismo que se está entregando al usuario [138]. Este software es una herramienta que facilita la planificación del sistema, alerta al usuario sobre condiciones que pueden causar sobrecarga en los electrodomésticos como daños o pérdidas de equipos como generadores o transformadores [138].

Digsilent también permite modificar la demanda y analizar el comportamiento de la red después de cada modificación, se puede asignar baja, media o alta demanda y de este modo conocer los límites máximos y mínimos aceptables de demanda que aseguren el buen funcionamiento de la red, conocer si los equipos están trabajando a su límite máximo o por el contrario no están trabajando al 100% de su capacidad y tiene la posibilidad de cubrir más consumo de energía eléctrica. Adicional a esto, se puede examinar el comportamiento de la demanda ante nuevas fuentes de generación conectadas a la red, es decir, la totalidad de la demanda se podrá cubrir con fuentes de generación renovable o será cubierta por generación convencional en conjunto con generación no convencional, se podrá dar conexión a nuevos usuarios con estos nuevos aportes energéticos o la red colapsa con estas fuentes y la conexión de nuevos usuarios. La figura 3.1 muestra el diagrama de bloques de la estrategia de modelación.

Figura 3-1: Plataforma de modelamiento integral para el análisis de políticas para microrredes en ZNI.



Fuente: Elaboración propia

En la figura 3.1 se sintetizan las variables de entrada y salida de cada modelo planteado en el software de modelamiento correspondientes. Se observa como las salidas de los softwares de HOMER Pro y Digsilent son insumos para el análisis multidisciplinar en Powersim. Estas variables son utilizadas para modelar el comportamiento técnico de la red de distribución ubicada en el caso de estudio. Las variables de salida del software de Powersim son estudiadas para la propuesta de políticas las cuales son evaluadas en diferentes simulaciones, mediante esta evaluación se puede hacer un análisis del comportamiento futuro de la prestación del servicio de energía eléctrica después de aplicarse estas políticas o alternativas de solución al problema planteado [52], [53].

3.2 Etapas de la metodología

Se inicia con la simulación del modelo de la microrred presente en la localidad de Mitú por medio del software de Homer Pro, se ingresan los valores económicos de los equipos de generación existentes en el sitio, los costos unitarios comerciales de paneles e inversores, el combustible, la tasa nominal de descuento, la inflación esperada y la vida útil del proyecto. Para iniciar las simulaciones se tiene en cuenta que el valor inicial de los equipos existentes es cero; y se ingresa la demanda de la localidad diferenciando los días entre semana con los días de los fines de semana. Se procede a simular todo el sistema y se obtienen las propuestas viables técnicas y económicas con participación de generación solar y con aportes de generación sin modificaciones a las condiciones actuales.

Para el análisis de las redes de distribución se diseña el diagrama unifilar de la red en el software de Digsilent Powerfactory, se tienen en cuenta todos los transformadores con su respectiva capacidad y carga, los conductores con la longitud y las respectivas barras, adicional se debe simular la subestación de generación con las capacidades de cada una de las unidades de generación y los transformadores de potencia conectados a estas. Seguidamente se ingresan los valores del perfil de demanda y se inicia a simular el flujo de carga encontrado las fallas del sistema. Teniendo en cuenta estas fallas se proponen diferentes alternativas de solución, se plasman en el diagrama unifilar y se simulan.

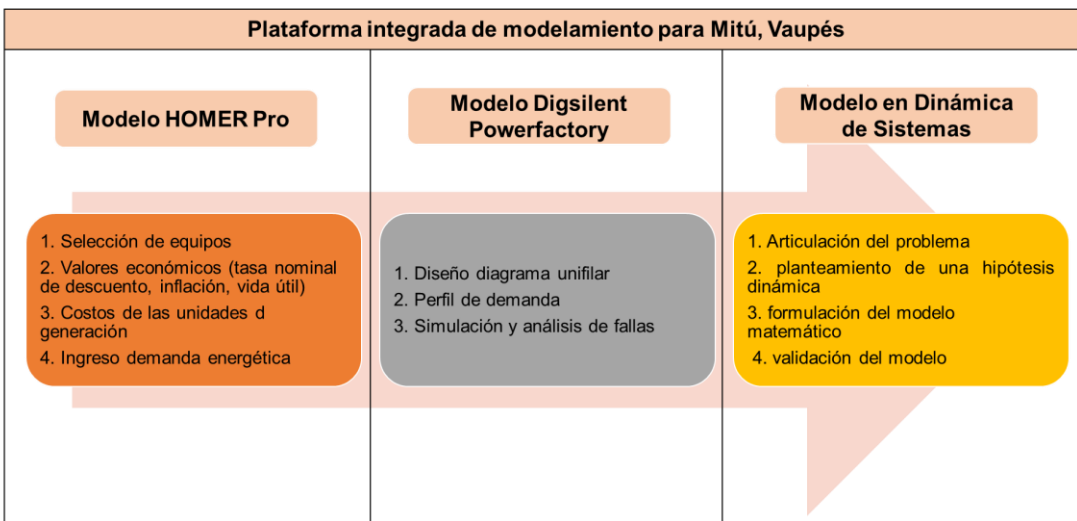
El proceso de modelación en DS tiene cuatro etapas, la articulación del problema, planteamiento de una hipótesis dinámica, formulación del modelo matemático y validación del modelo [135].

La articulación del problema se realiza mediante el análisis del comportamiento de diferentes variables en un sistema, por ende se realiza la revisión bibliográfica, visitas de campo, encuestas a las personas involucradas en el sistema, entre otros mecanismos, hasta identificar la causa de la dificultad en el comportamiento esperado [135].

Después de identificar el sistema que se quiere analizar junto con el problema que afecta su correcto funcionamiento se procede a diseñar el diagrama causal que involucra las variables y aspectos clave involucrados en la articulación con el problema junto con las principales relaciones causa-efecto que permiten evidenciar el problema y la posible hipótesis de solución [135], [7]. En esta etapa es el pensamiento sistémico el cual permite

reconocer las propiedades multidimensionales, organizar las partes en sistemas y determinar nuevas perspectivas para la toma de decisiones, permitiendo de este modo el modelamiento de sistemas realizando la articulación del problema, el análisis de sistemas y el uso de modelos mediante la identificación de relaciones dinámicas, formulación del modelo, validación y planteamiento de políticas y evaluación [7]. En las siguientes secciones se describe el proceso de cada una de las etapas. La figura 3-2 muestra en resumen las etapas necesarias para el diseño de la plataforma multipropósito.

Figura 3-2: Etapas de la metodología.



Fuente: Elaboración propia

4.Desarrollo de la plataforma integrada de modelamiento para Mitú, Vaupés

Con base en la anterior sección, para el desarrollo del modelo en DS se deben llevar a cabo diferentes etapas para cumplir con los objetivos propuestos, estas etapas se describen a continuación.

4.1 Modelo HOMER PRO para el análisis de la microrred de Mitú, Vaupés

Una de las propuestas de solución a los problemas de prestación de servicio en el municipio de Mitú- Vaupés es diversificar la matriz energética, por esta razón mediante el software de HOMER Pro se simula la microrred presente en esta localidad, se analiza el potencial solar disponible y el potencial de la instalación solar fotovoltaica con mayor viabilidad técnica y económica que puede ser instalada.

En la simulación del proyecto se deben tener en cuenta valores que se apliquen a todo el modelo en general, como lo son los aspectos económicos, estos aspectos se basan en la tasa nominal de descuento, la inflación esperada, sin dejar a un lado la vida útil del proyecto, estos valores para Colombia son 9% y 3,05810 %, respectivamente, y la vida útil esperada es de 10 años [139], [140].

La microrred es simulada con la capacidad máxima generada en un año de operación por los generadores diésel y la PCH. Lo anterior, se hace con el fin de simular el comportamiento real de los equipos instalados en el lugar. Está conformada por 5 unidades de generación diésel y una hidroeléctrica con 4 unidades de generación, la potencia de la hidroeléctrica simulada es igual a la suma de la potencia de cada una de las unidades. La tabla 4-1 resume los datos técnicos de los generadores. Adicional a lo

anterior se deben introducir valores económicos que permitirán encontrar la opción económica más viable. Los valores solicitados son el capital inicial, costo de reemplazo de los equipos, costos de mantenimiento y operación de estos y el precio del combustible diésel para poder poner en funcionamiento los generadores. La tabla 4-1 resume los costos revisados en el primer semestre del año 2021 y junto a cada valor se especifica la referencia de la cual se obtuvieron los datos. Adicional a lo anterior, el software solicita los datos promedios de carga por mes por las 24 horas del día, diferenciando los días entre semana con los fines de semana, los datos de radiación solar y temperatura los suministra el mismo software.

Tabla 4-1: Datos generadores implementados en HOMER Pro.

Generador	Cantidad	Capacidad (kW)	Capital inicial (\$) (c/u)	Reemplazo (\$)	Costos de M&O (\$/kWh) (c/u)
CUMMINS KTA50-G3	2	1.270	725.788.000 [141]	725,788,000	97.842 [142]
CUMMINS QST30-G1	1	750	282.980.250 [143]	282,980,250	109.456 [142]
CUMMINS QST30-G4	1	1.012	444.581.550 [144]	444,581,550	101.713 [142]
CUMMINS KTA38-68	1	1.020	427.511.350 [145]	427,511,350	101.713 [142]
PCH	1	2.000	14.546.000.000	14.546.000.000	1.248.257.857 [146]

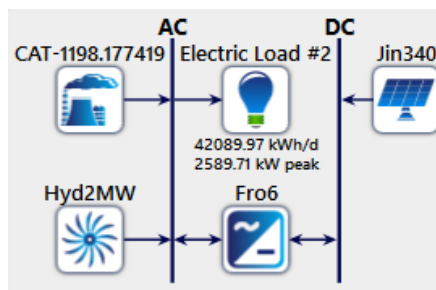
Al recibir el sistema aportes energéticos de PCH y generadores diésel, es necesario introducir los recursos hídricos y de combustible para asegurar el buen funcionamiento de los equipos. El software solicita el costo de combustible en la zona, el tipo de combustible y para el caso de la PCH solicita los datos del caudal del río Vaupés. Según la regulación colombiana, el costo del combustible diésel para el municipio de Mitú es de 3.065 pesos por litro consumido (\$/L) [22]. El caudal del río Vaupés se muestra en la tabla 4-2.

Tabla 4-2: Caudal rio Vaupés [166].

MES/AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	PROMEDIO [m3/s]	PROMEDIO [L/S]
ENERO	450	740	1110	420	250	420	920	615,714286	615.714,286
FEBRERO	630	280	350	600	250	280	570	422,857143	422.857,143
MARZO	430	410	500	570	510	450	940	544,285714	544.285,714
ABRIL	930	1170	660	1140	1950	950	2290	1.298,57143	1.298.571,43
MAYO	1930	1870	1300	1810	2020	1635	2340	1.843,57143	1.843.571,43
JUNIO	1840	2310	2010	2400	2500	2600	2040	2.242,85714	2.242.857,14
JULIO	2360	2550	2860	2350	2200	2250	2310	2.411,42857	2.411.428,57
AGOSTO	1890	1720	1860	1630	1635	1635	1810	1.740	1.740.000
SEPTIEMBRE	1370	1270	1430	1100	1435	1010	1720	1.333,57143	1.333.571,43
OCTUBRE	1390	1180	1290	580	750	1180	1300	1.095,71429	1.095.714,29
NOVIEMBRE	1430	980	1100	700	980	870	950	1.001,42857	1.001.428,57
DICIEMBRE	1130	660	80	250	665	1600	570	707,857143	707.857,143

La figura 4-1 muestra el diagrama de la microrred simulada. El generador diésel se simula con la máxima generación presente en la localidad en un año y se agrega la instalación solar conformada por un inversor y un panel solar genérico disponible en el mercado colombiano.

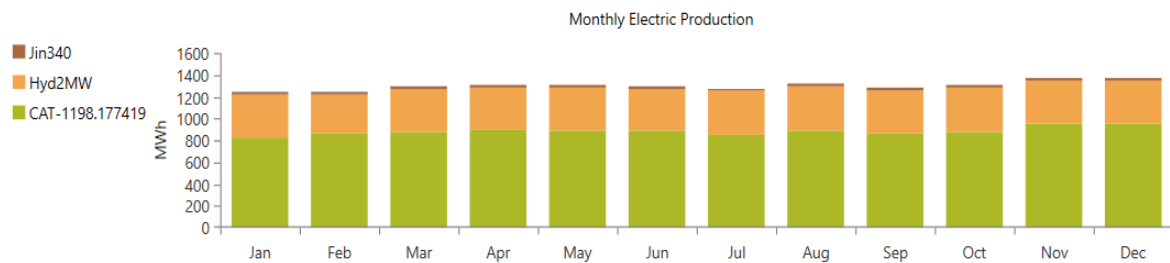
Figura 4-1: Microrred Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

La simulación muestra dos posibles escenarios viables económicamente, uno de ellos cuenta con la participación de la instalación solar y, el otro, presenta la configuración actual. Los resultados de la producción de energía eléctrica en el escenario de paneles solares se muestran en la figura 4-2. Se evidencia que la instalación solar tendrá una participación del 1,85% con una capacidad instalada de 219 kW. El costo total neto de este escenario es de \$64.863.120.000, este valor corresponde al total de los costos que incurren en el sistema durante su vida útil; y los costos operativos son iguales a \$8.671.896.000, este valor discrimina los costos de capital inicial. Además, HOMER Pro calcula el costo nivelado de energía (COE) como el promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema y es igual a \$567,52 para este escenario.

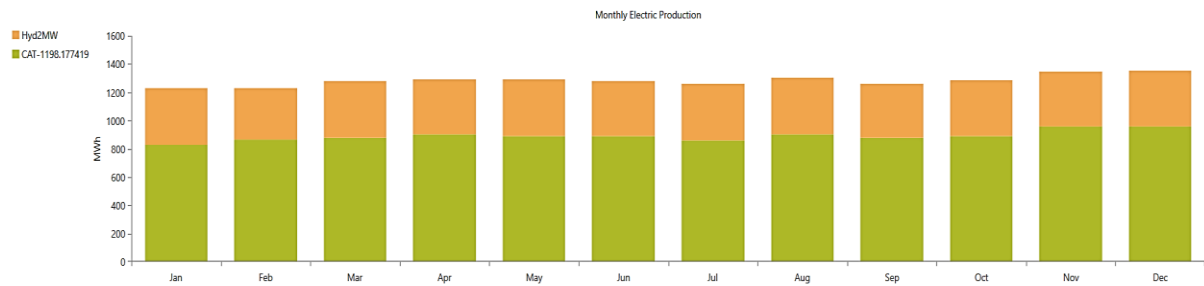
Figura 4-2: Producción de energía eléctrica con participación de instalación solar.



Fuente: Elaboración propia

El otro escenario viable económicamente es el que muestra la configuración actual de la red. Este escenario presenta una participación del 30,6 % de la hidroeléctrica y 69,4% de generación diésel, estos resultados se evidencian en la figura 4-3. El costo total neto es de \$64.795.900.000 y el costo operativo es de \$8.709.623.000 y el COE es igual a \$566,93. Se tiene que la diferencia entre el valor total neto de los dos escenarios es de \$67.220.000.

Figura 4-3: Producción de energía eléctrica sin participación de instalación solar.



Fuente: Elaboración propia

Al analizar los anteriores resultados se tiene que la participación solar óptima económicamente en el municipio es baja y también se evidencia que la generación actual es pequeña en comparación con la capacidad instalada. Por lo anterior, se toma como mejor opción la no instalación de generación solar y se postula como alternativa la inversión en la adecuación y mantenimiento de las redes actuales para disminuir pérdidas y brindar un mejor aprovechamiento a las unidades de generación disponibles en el sitio ya que estas capacidades pueden suplir la demanda actual.

4.2 Modelo DIGSILENT POWERFACTORY para el análisis de la red de distribución de Mitú, Vaupés

Mediante el software de Digsilent se simula la red de energía eléctrica presente en el municipio de Mitú. La red de generación la administra la empresa GENSA S.A E.S.P desde el 9 de septiembre de 2004 y está conformada por cinco unidades de generación diésel y una PCH conformada por cuatro unidades de generación [147], los valores de cada una de las unidades se encuentran desglosados en la sección de caracterización del caso de estudio, también la conforman cuatro transformadores, dos de 1,5 MVA de la PCH y uno de 1,6 MVA y 2 MVA de los grupos electrógenos [148]. La red de distribución es administrada por la gobernación del Vaupés desde el año 1990 [149], la conforman tres circuitos eléctricos pero dado que el enfoque de la investigación es solo el casco urbano del municipio, se simulan solo los circuitos centro e Inaya, se simulan 83 transformadores de distribución de diferentes capacidades y todos de 13,2/0,220 kV, Además se conectan las cargas y se analizan cada una de las barras de los circuitos.

Los resultados muestran la alta sensibilidad del sistema al aumento de la demanda en horas pico, esto se evidencia ya que el sistema presenta sobretensiones y caídas de tensión en barras y sobrecarga en transformadores, esto ocurre entre las 12:00 y 14:00 y entre 20:00 y 22:00.

Durante las simulaciones los transformadores 29, 34 y 63 presentan cargabilidad de 141%, 134% y 135% respectivamente desde las 22:00 hasta las 23:00; las demás horas del día presentan cargabilidades entre 104% y 136%, cabe mencionar que los índices de cargabilidad aceptables para asegurar el buen funcionamiento de un transformador son de máximo el 125% por algunas horas del día, estos transformadores se presentan como los más críticos del sistema, otros cinco transformadores presentan cargabilidades mayores al 100% y 24 presentan cargabilidades menores al 20%. La tabla 4-3 resume los valores de los transformadores con mayores porcentajes de cargabilidad.

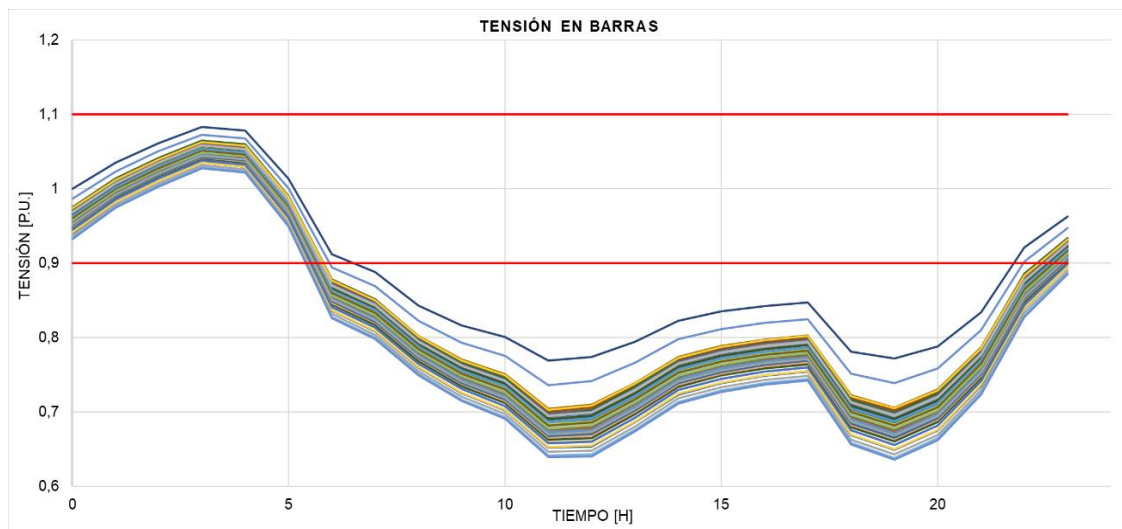
Tabla 4-3: Porcentaje de cargabilidad de transformadores.

TRANSFORMADOR	% DE CARGA
29	141 %
34	134 %
63	135 %
35	115%
37	101%
38	102%
40	111%
49	106%

El análisis de tensión en las barras de 13,2 KV y 0,220 KV pertenecientes al lado de alta y de baja de cada uno de los transformadores respectivamente se realiza durante las 24 horas del día. Es pertinente resaltar que los niveles de tensión aceptables según la CREG son de 0,9 p.u. y 1,1 p.u. valores que se toman como referencia para analizar las barras afectadas en la red, cabe aclarar que las cantidades en por unidad (p.u.) corresponden a la relación entre el valor de tensión de la barra en un instante de tiempo y el valor de tensión base de esta [150]. Todas las barras presentan problemas de sobretensión y caídas de tensión en diferentes horas del día. Las caídas de tensión se

presentan desde las 6:00 hasta las 21:00. La barra 72 presenta la mayor caída de tensión con un valor de 0,6356 en p.u. a las 19:00. No se presentan valores de sobretensiones que superen los límites máximos, el valor más alto es de 1,0834 p.u. y corresponde a la barra 178 de la red, en las demás horas del día se presenta un comportamiento dentro de los niveles de tensión aceptables. La figura 4-4 muestra el comportamiento de la tensión en las barras.

Figura 4-4: Tensión en barras de la red de distribución.



Fuente: Elaboración propia

Como solución a los problemas de cargabilidad de los transformadores y las barras, se procede al cambio de ubicación de los transformadores con cargabilidad mayor al 80% por los que tienen cargabilidades menores al 5%, la tabla 4-4 lista el cambio de dichos transformadores. Adicional a lo anterior, cinco transformadores no pueden ser reubicados por la capacidad de los transformadores disponibles para cambio, por esto se decide poner transformadores nuevos; estos transformadores son el 11, 14, 37, 49 y 63 los cuales cambian de capacidad de 45 KVA a 75 KVA.

Tabla 4-4: Cambio de transformadores.

Transformador	Cargabilidad	Transformador	Cargabilidad
T29	141%	T57	2%
T34	134%	T50	1%
T35	115%	T51	8%
T40	111%	T80	2%
T5	90%	T46	5%
T12	96%	T48	5%
T38	102%	T61	4%

Se realiza de nuevo la simulación con esta redistribución de transformadores y se tiene como resultado una reducción en la congestión de la red y la no presencia de equipos sobrecargados, pero se tienen subtensiones más bajas en las barras comparadas con las tensiones de la simulación realizada sin ningún cambio en la red. Se toma como referencia la barra ubicada en la estación de generación ya que es la barra de donde se desprenden los circuitos de distribución, esta barra es la 177, la tabla 4-5 muestra los valores obtenidos.

Seguidamente se analiza la posibilidad de conectar una nueva unidad de generación a la red. Después de la aplicación de la anterior alternativa se encuentra que durante la simulación la red colapsa y deja de converger en diferentes horas dependiendo de la capacidad del generador instalado, de igual forma se analizan las barras y siguen con subtensiones muy por debajo de los límites aceptables en las normas colombianas.

Otra de las alternativas implementadas es la conexión de capacitores en la barra 177, estos capacitores se modelaron como compensadores reactivos teniendo en cuenta la potencia reactiva del sistema, de esta forma la red convergió, pero las tensiones en las barras presentaban un comportamiento similar a las anteriores alternativas planteadas.

También se prueban maniobras con los taps de los transformadores ubicados en la estación de generación encontrándose con el movimiento de la figura 4-4 hacia arriba del eje y causando sobretensiones y un poco de mejoras en las subtensiones, pero nada notorio.

Tabla 4-5: Tensión P.U. barra 177.

Hora	Barra 177	
	Sin Cambios	Con Cambios
00:00	0,9746	0,9747
01:00	1,013	1,0132
02:00	1,0407	1,0409
03:00	1,0637	1,064
04:00	1,0585	1,0588
05:00	0,9897	0,9898
06:00	0,8776	0,8772
Hora	Barra 177	
	Sin Cambios	Con Cambios
07:00	0,8514	0,8508
08:00	0,8024	0,8018
09:00	0,7705	0,7697
10:00	0,7507	0,7498
11:00	0,704	0,701
12:00	0,7098	0,7082
13:00	0,7391	0,7378
14:00	0,774	0,7729
15:00	0,7886	0,7876
16:00	0,7976	0,7966
17:00	0,803	0,8021
18:00	0,7226	0,7211
19:00	0,7059	0,7041
20:00	0,73	0,7286
21:00	0,7865	0,7854
22:00	0,8845	0,8839
23:00	0,933	0,9328

Cabe aclarar que con diferentes maniobras y equipos de control de tensión se pueden tener mejoras en tensiones, pero estas alternativas son implementadas únicamente para la mejora de las condiciones en barras y no de las demás condiciones de la red y la prestación del servicio. Además, la realización de estas maniobras e instalación de equipos requiere de una inversión monetaria, que no es justificada dadas las pérdidas eléctricas que presenta la red y su desgaste, por esto se concluye que debe llevarse a cabo un rediseño de la red que aproveche los activos disponibles, disminuya las pérdidas de potencia y que se aseguren valores de tensión dentro de los rangos requeridos.

Con base en la anterior información se concluye que es necesario tener en cuenta para el planteamiento de políticas de solución el costo del rediseño de la red de distribución. Para este cálculo se tienen en cuenta los costos de los transformadores, conductores, fusibles de protección para los transformadores y costos de los diferentes estudios y cálculos necesarios para llevarse a cabo este rediseño. La tabla 4-6 muestra el resumen de los costos necesarios.

Tabla 4-6: Costos rediseño red de distribución Mitú-Vaupés.

DETALLE	CANTIDAD	COSTO C/U	TOTAL
Transformador de 15 [kVA]	10	\$ 4.248.300	\$ 42.483.000
Transformador de 30 [kVA]	18	\$ 5.209.225	\$ 93.766.050
Transformador de 45 [kVA]	20	\$ 6.220.725	\$ 124.414.500
Transformador de 75 [kVA]	26	\$ 8.041.425	\$ 209.077.050
Transformador de 112,5 [kVA]	5	\$ 9.558.675	\$ 47.793.375
Transformador de 150 [kVA]	4	\$ 11.126.500	\$ 44.506.000
Metros aluminio 1/0	104263,416	\$ 3.162	\$ 329.680.921
Fusible 5A	26	\$ 3.307	\$ 85.982
Fusible 1A	10	\$ 3.307	\$ 33.070
Fusible 3A	20	\$ 4.244	\$ 84.880
Fusible 7A	5	\$ 3.307	\$ 16.535
Fusible 2A	18	\$ 4.244	\$ 76.392
Fusible 10A	4	\$ 3.674	\$ 14.696
Costo de construcción x 22 km		\$ 3.960.000.000	\$ 3.960.000.000

Costo de diseño	\$ 396.000.000	\$ 396.000.000
	TOTAL	\$ 5.248.032.451

La tabla 4-6 resume en promedio el dinero necesario para poder efectuarse el rediseño. Se tiene que con aproximadamente \$5.248.032.451 se podría realizar el cambio de equipos, conductores, costos operativos, entre otros. Cabe mencionar que estos valores fueron calculados para el mes de junio del año 2021 y se debe tener en cuenta para el diseño del modelo formal.

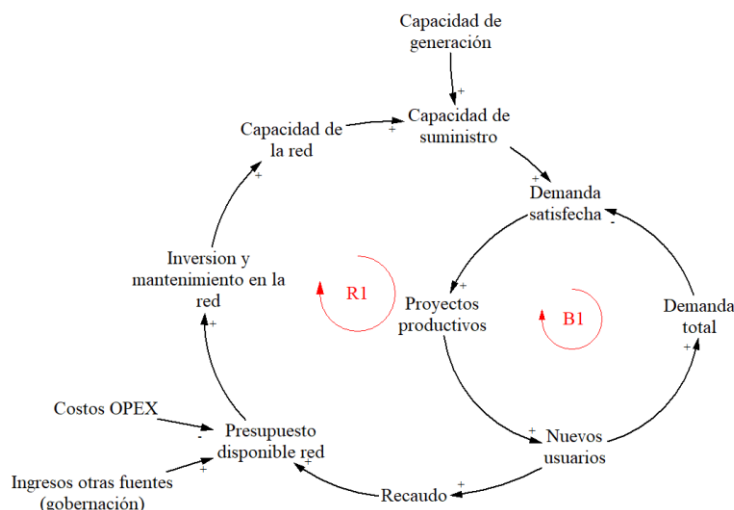
4.3 Modelo en Dinámica de Sistemas para el análisis de políticas

El desarrollo del modelo parte de la conceptualización del sistema de una manera holística, a través de un mapa que permite observar las relaciones causales, formulación de una hipótesis dinámica a través de diagramas causales, para promover la eficiencia energética, electrificación y desarrollo sostenible en zonas aisladas, y luego hacer el análisis y evaluación de mejoras en las condiciones infraestructura y operativas de la red de distribución en general.

El diagrama causal construido considera variables endógenas, que constituyen los ciclos de realimentación del modelo; variables exógenas, cuyo valor está determinado por agentes externos del modelo, y variables excluidas, las cuales permiten dar un enfoque a las políticas de solución propuestas [16]. A partir de las variables definidas se modela el comportamiento que presenta el sector eléctrico en las zonas aisladas.

Este modelo está definido a partir de dos ciclos que integran los aspectos económicos y productivos, como se observa en la figura 4-5. Este modelo lo conforman un ciclo de balance (B1) y uno de Refuerzo (R1). Los ciclos de balance buscan dar un equilibrio al modelo y los de refuerzo causan un crecimiento.

Figura 4-5: Diagrama causal propuesto.



Fuente: Elaboración propia

Los ciclos que componen el modelo están representados así:

▪ **Ciclo proyectos productivos-B1**

Cuando la prestación del servicio de energía eléctrica es continua, el sistema no presenta interrupciones y funciona de manera adecuada, con posibilidad de abastecer más demanda [151]. Esta prestación de servicio constante y segura, junto con la capacidad de oferta disponible en el sistema, promueve la modernización y la creación de proyectos productivos como las pequeñas empresas cuya conexión al sistema energético puede impulsar su actividad económica o puede incentivar a otros usuarios a implementar este tipo de emprendimientos. Estos proyectos productivos tienen el potencial de incrementar los ingresos del usuario final, mejorar el desarrollo económico de las regiones y aliviar las necesidades básicas insatisfechas de la zona de impacto [22],[124], [152]. Con actividades complementarias, el nivel comercial de estas localidades mejora y se da un mayor aprovechamiento de los beneficios de tener electricidad confiable disponible [153], de esta forma se aumenta la rentabilidad económica de las empresas prestadoras del servicio debido al aumento del nivel de ingresos monetarios por parte del usuario final. [154],[155].

- **Ciclo capacidad de alojamiento-R1**

A medida que crece la demanda, aumenta la búsqueda de alternativas que permiten dar cubrimiento a la misma y no afectan los estándares de calidad de la prestación del servicio. Una de estas alternativas, por ejemplo, es la adopción de fuentes de energía renovables presentes en el sitio [156], [157]; sin embargo, para poder llevar a cabo esta adopción de nuevas fuentes de generación, es necesario mejorar el recaudo por parte de las empresas prestadoras del servicio dado que la inversión inicial para poner en marcha estos proyectos es demasiado alta [158], [74], [61]. Una mayor capacidad de la red permitirá tener mayor capacidad de adopción de GD pero, al tener mayor participación de GD, esta capacidad disminuye [88]. Por lo tanto, es necesario contar con un sistema de medida y control que permita vigilar los respectivos límites aceptables de crecimiento de la demanda y la adopción de nuevas fuentes de generación. Asimismo, estas unidades de generación deben ubicarse en nodos estratégicos evitando los potenciales efectos adversos de su integración, tales como sobretensiones, incremento de pérdidas y adición de congestión. Aquí, el monitoreo en tiempo real de las variables técnicas del sistema permite identificar estos lugares estratégicos garantizando el correcto funcionamiento del sistema con la integración de estos nuevos recursos [159], [15]. Asimismo, a través de este monitoreo, es posible realizar el respectivo mantenimiento a los equipos y la red en general. Este mantenimiento proporciona una disminución en el consumo de combustibles, aumento en la capacidad de alojamiento y se evitan pérdidas eléctricas [160],[161]. Además, la gestión del ciclo de vida de los DER permite optimizar la maquinaria, reducir los gastos de mantenimiento o reemplazo, sin descuidar la seguridad y el correcto funcionamiento de los dispositivos [162], de este modo se tiene una modernización de la red y se contribuye a la mejora constante de resultados operativos y de rendimiento [163]. Además el mantenimiento permite mejorar la infraestructura deficiente de la red existente en estas localidades, prepararlas para la adopción de nuevas fuentes de generación y realizar gestión de activos [164]. Los aspectos anteriores permiten mejorar la continuidad del suministro ya que la generación aumenta su capacidad de forma controlada y por lo que la demanda podrá aumentar sin poner en riesgo el suministro de energía eléctrica [88].

La empresa prestadora del servicio tiene la necesidad de elevar su recaudo mediante el pago de tarifas por parte del usuario final [165],[166]. Lo último se puede lograr con la

instalación de dispositivos de medición individuales y con la prestación continua del servicio, sin fallas que comprometan la conexión de los usuarios, de manera que el pago de la factura de servicios públicos se perciba como un deber [58]. Un porcentaje adecuado de este recaudo se puede implementar en mantenimiento basado en eficiencia, adecuación de las redes, nueva capacidad de generación y como resultado se tendrá mejoras en la calidad técnica de la red [165],[166],[167]. Además, el pago de las tarifas representaría un alivio en los subsidios por parte del gobierno ya que la mayor parte de la factura del servicio público será cubierta por el usuario final, y es posible reorientar este capital a mantenimiento o inversión de la red de distribución local [22].

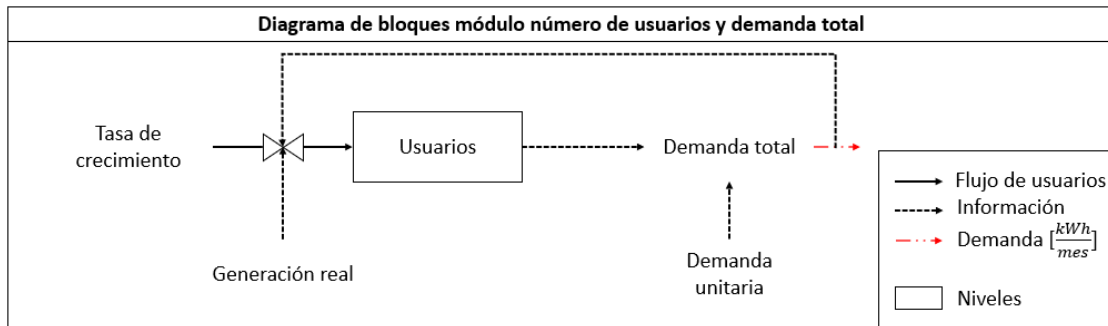
4.4 Formulación matemática del modelo – diagrama formal

Los modelos de dinámica de sistemas permiten analizar el impacto de la implementación de diferentes políticas en el sistema a estudiar, considerando el impacto en diferentes horizontes de tiempo [22]. Estos modelos están compuestos por variables de nivel, flujos, auxiliares y parámetros. Los niveles son equivalentes a variables de estado y sólo cambian por las tasas de cambio o variables de flujo [22]. Los flujos entran o salen de los niveles, estas variables presentan variación con respecto al tiempo. los parámetros permiten ingresar valores constantes y las variables auxiliares permiten realizar operaciones matemáticas intermedias entre los niveles y flujos dentro del modelo [22]. Mediante el diagrama de niveles y flujos se realiza la formulación matemática y se realiza la validación del modelo.

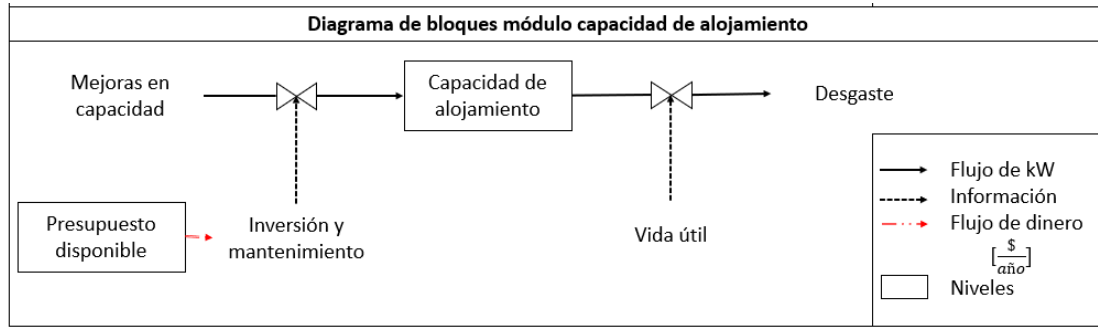
Para la formulación del modelo representado por el diagrama causal de la figura 4-7, se diseñaron módulos que representan cada variable. La figura 4-8 muestra los diagramas de bloques de cada uno de los módulos diseñados para el modelo, cabe mencionar que hay diferentes líneas de conexión entre bloque y bloque que cumplen un fin, en cada uno de los módulos se especifica un cuadro de convenciones que permite identificar dicha función. Algunas de las variables utilizan únicamente la información de las otras para realizar un cálculo, por otro lado, otras variables necesitan del flujo de datos como número de usuarios, kilovatios [kW] y dinero de un bloque al otro. La figura 4-6 (a) representa el diagrama de bloques del módulo denominado número de usuarios y demanda total, se observa que el número de usuarios necesita de la tasa de crecimiento

para aumentar, pero de igual forma necesita de la información de las variables generación real y demanda total para que el aumento de usuarios pueda efectuarse. El bloque de la demanda total necesita de la información suministrada por los bloques número de usuarios y demanda unitaria para efectuar el cálculo. La figura 4-6 (b) representa el diagrama de bloques del módulo capacidad de alojamiento, el bloque denominado mejoras en capacidad permite aumentar la capacidad de alojamiento, pero el paso de los kW de un bloque al otro se da teniendo en cuenta la información del bloque inversión y mantenimiento, este bloque corresponde al presupuesto disponible para realizar estas actividades en la red. La capacidad de alojamiento disminuye por el desgaste de la red teniendo en cuenta la vida útil de esta. La figura 4-6 (c) muestra el diagrama de bloques del módulo presupuesto disponible para inversión y mantenimiento, los flujos de entrada de dinero se representan con los bloques beneficio y presupuesto disponible de la gobernación. El presupuesto disponible disminuye por los costos que conlleva realizar dichas actividades. Cabe aclarar, que en la explicación del modelo formal se expone con mayor detenimiento cada una de las variables y su formulación.

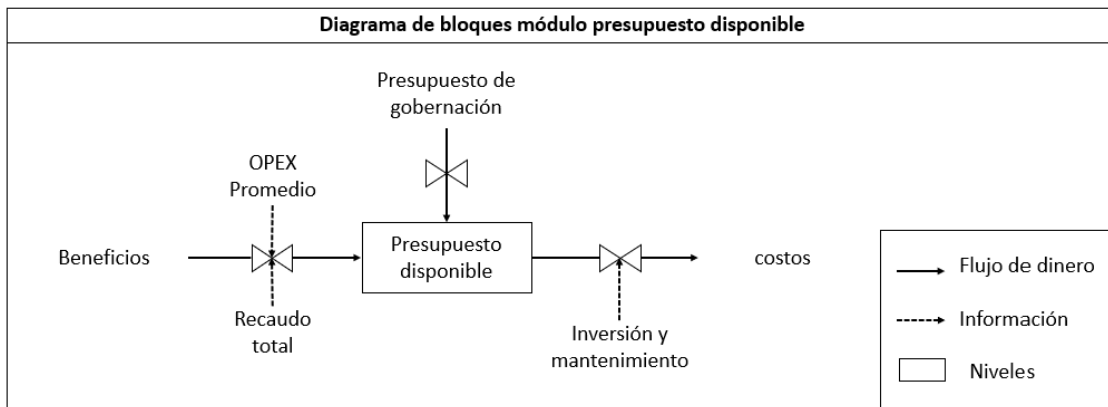
Figura 4-6: Diagrama de bloques modelo en Dinámica de Sistemas.



(a)



(b)



(c)

Fuente: Elaboración propia

El modelo considera el número de usuarios, cuyo modelado se realizó mediante la creación de un nivel denominado usuarios y un flujo de entrada que representa el crecimiento de estos, la figura 4-7 y la ecuación 4.1 representa el modelado de estas variables, $Cu_{m,i}$ representa el crecimiento de los usuarios por estrato en un mes, donde m corresponde el mes y i la clase de usuario

$$\frac{dU_{m,i}}{dt} = Cu_{m,i} + \text{usuarios existentes}$$

(4.1)

El nivel tiene el valor inicial actual del número de usuarios residenciales, comerciales y oficiales, este aumenta de acuerdo con la tasa de crecimiento. La tasa de crecimiento se estimó mediante el análisis del número de usuarios, se calculó el porcentaje de

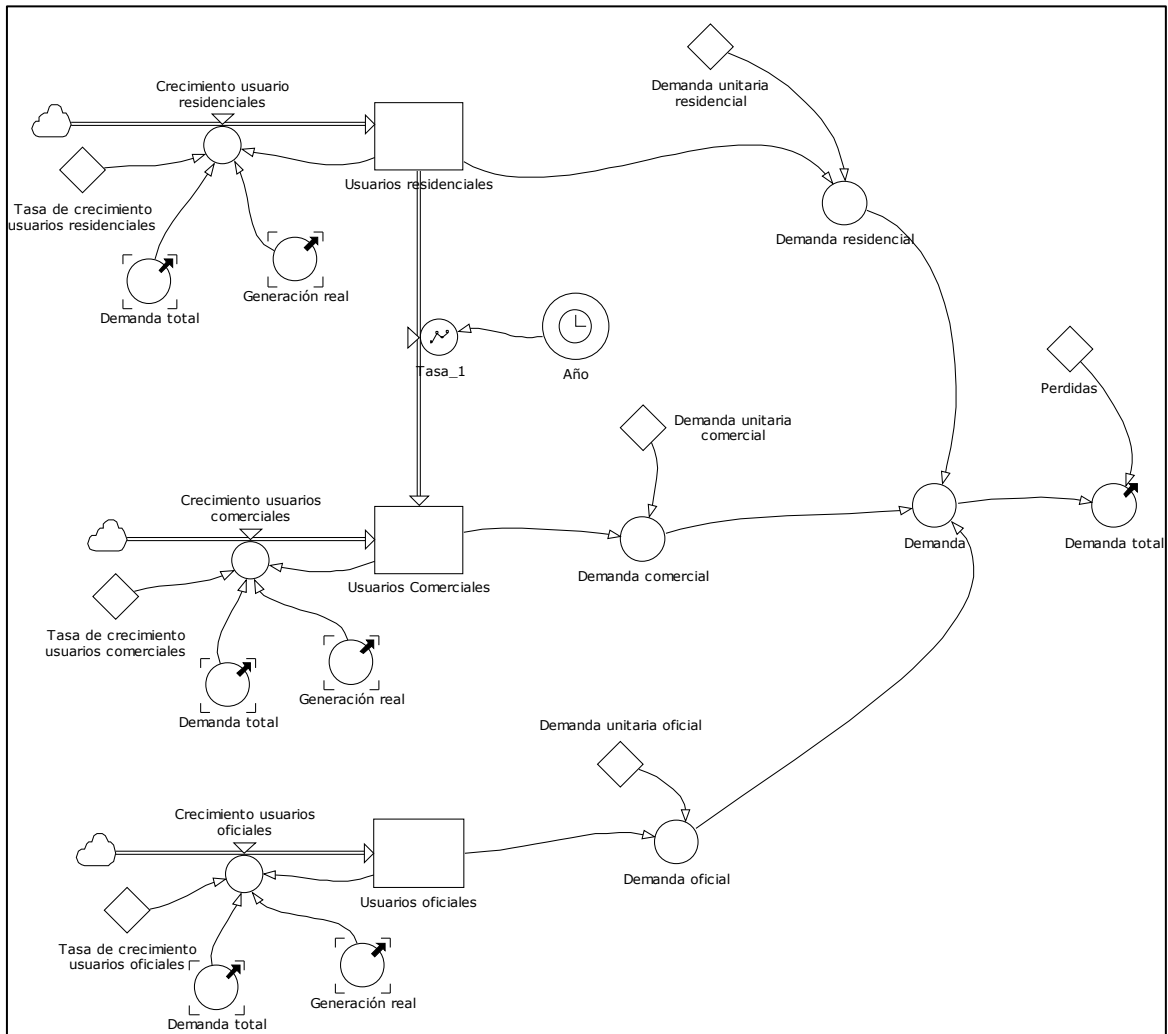
crecimiento año a año y se obtuvo el crecimiento promedio durante los años analizados con la información obtenida de la base de datos del Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, estos usuarios dejan de crecer si la capacidad de la red no es la adecuada para satisfacer su demanda energética; es decir, en el momento en que aparece la demanda insatisfecha. Por lo anterior, el crecimiento de usuarios se define como muestra la ecuación 4.2, donde GR_m corresponde a la generación real; es decir, la energía que puede pasar por las redes de distribución hasta el usuario final, la Dt_m corresponde a la demanda total del sistemas en un mes y TC_i es la tasa de crecimiento por tipo de usuario.

$$Cu_{m,i} = IF(GR_m < Dt_m; 0 << Usuario/yr >>; TC_i * U_{m,i})$$

(4.2)

La demanda total corresponde a la suma de cada una de las demandas por tipo de usuario, es decir, demanda residencial, comercial y oficial, estas demandas se estiman teniendo en cuenta el consumo energético promedio de cada uno de los usuarios. Este consumo es asignado a un parámetro y multiplicado en una variable auxiliar con el número total de usuarios.

Figura 4-7: Modelado del número de usuarios y demanda total de Mitú-Vaupés.



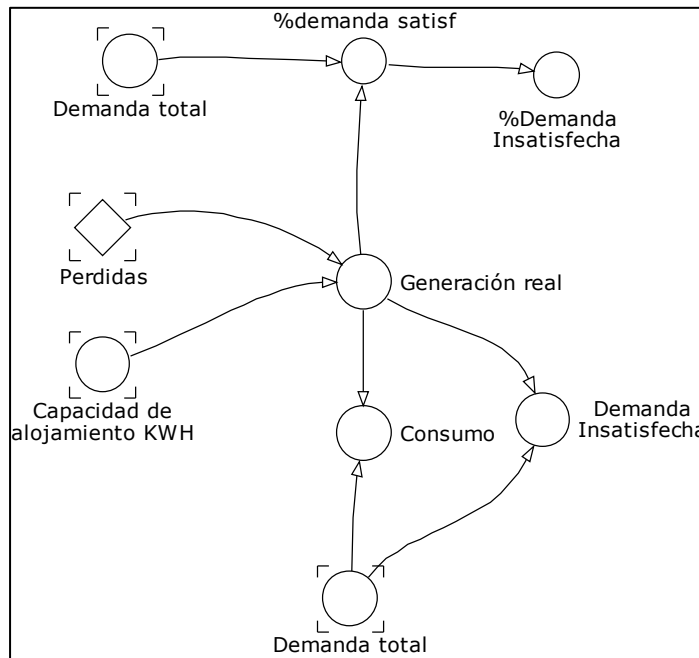
Fuente: Elaboración propia

La demanda no satisfecha se modeló como se muestra en la figura 4-8, como diferencia de la demanda total y la generación real, con la restricción de no negatividad. La generación real se estima como la diferencia entre la capacidad de alojamiento y las pérdidas de la red, donde la capacidad de alojamiento es el valor de energía máximo que puede pasar por la red de distribución sin poner en riesgo la continuidad y calidad de la prestación del servicio. En otras palabras, la generación real corresponde a la energía generada que puede pasar por la red de distribución hasta llegar a las instalaciones del usuario final sin tener en cuenta las pérdidas eléctricas de esta. La ecuación 4.3 también muestra la formulación matemática de la demanda no satisfecha en un mes (Dns_m),

$$Dns_m = MAX(Dt_m - GR_m; 0)$$

(4.3)

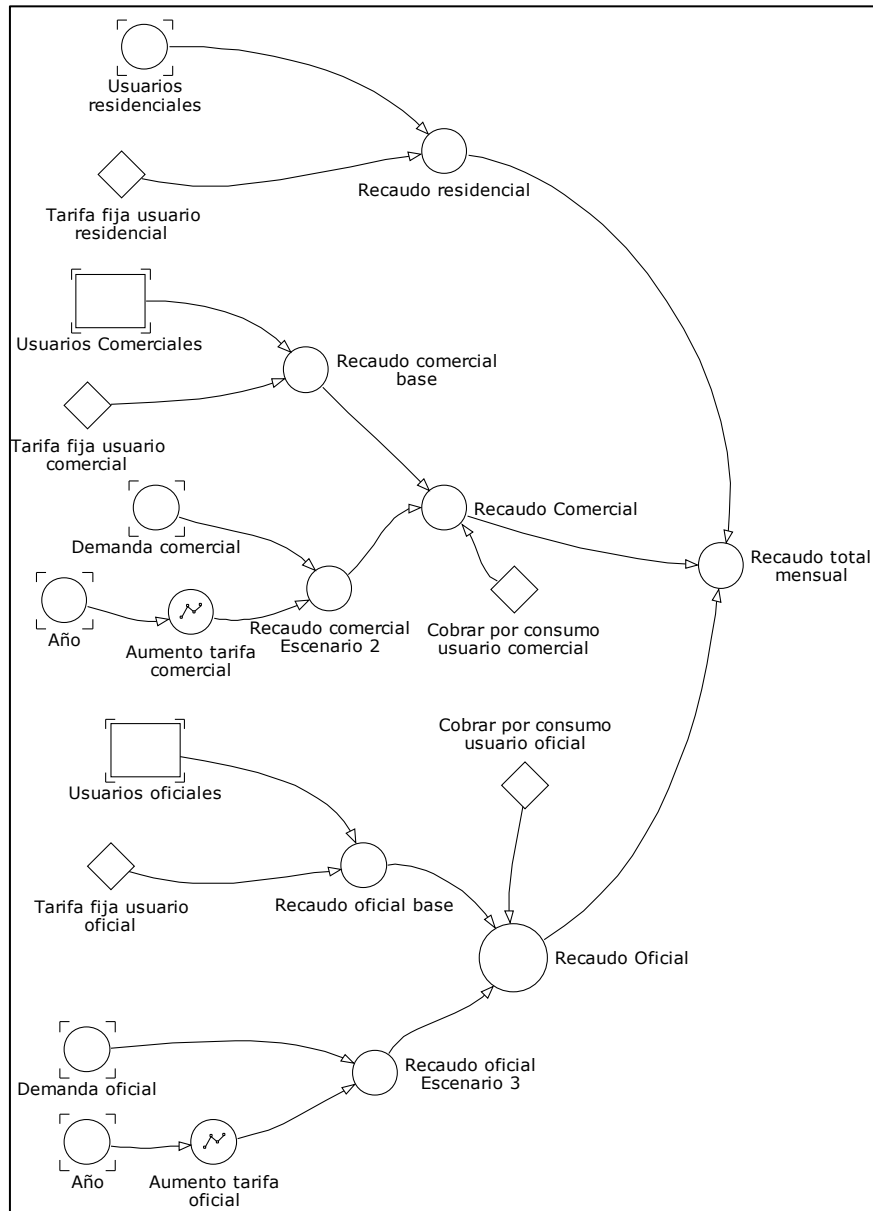
Figura 4-8: Modelado demanda no satisfecha localidad de Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

Para el modelado del recaudo del caso base se tuvo en cuenta la aplicación de la tarifa fija por usuario como lo muestra la figura 4-9, esta tarifa es multiplicada por el número total de usuarios para obtener el recaudo total de la localidad. Además, para el caso de las políticas de solución se tiene la opción de cobrar el recaudo por consumo de usuarios comerciales y oficiales por medio de un botón, por esto se creó una variable auxiliar que inicia en la mitad del valor promedio del KWh en el SIN, esta variable aumenta a medida que pasan los años de simulación hasta alcanzar el mismo valor de tarifa aplicada en el SIN, este costo se multiplica por el consumo de cada usuario para obtener el recaudo. Seguidamente, se suman todos los recaudos por clase de usuario en una variable auxiliar y se obtiene el recaudo total.

Figura 4-9: Modelado del recaudo en la localidad de Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

La capacidad de alojamiento se modeló mediante un nivel con el valor máximo de la potencia generada que pudo pasar por la red de distribución en un año. El nivel aumenta por medio de un flujo definido como mejoras en capacidad; este flujo realiza la suma de los kW que entran al nivel provenientes de las actividades de inversión y mantenimiento, estas actividades se realizan con el dinero del presupuesto disponible para la intervención de la red de distribución. El porcentaje de dinero destinado a cada una de estas actividades es definido por la gobernación del departamento del Vaupés, esto para

el escenario base, para las políticas de solución este flujo también debe operar los kW provenientes del rediseño de la red. Además, para este modelado se tuvo en cuenta que la capacidad de alojamiento no puede crecer infinitamente. Por esto, se establece que al realizarse el rediseño la capacidad alcance el valor de la potencia de generación instalada en la localidad y en los años en los que no se tenga este valor se realice la inversión y el mantenimiento necesario para no dejar que esta capacidad disminuya y poder mantenerla en los años de simulación como se ve en la figura 4-10.

La capacidad de alojamiento en kW disminuye por medio de un flujo de salida denominado desgaste, esta variable corresponde a la división entre la capacidad de la red en kW y los años de vida útil, para los escenarios de solución la vida útil se modifica ya que al hacer el rediseño la vida útil de los equipos y de la red aumentan. Este nivel aumenta por medio de un flujo de entrada denominado mejoras en capacidad, este flujo aumenta si se tiene el presupuesto necesario para realizar las actividades de inversión y mantenimiento de manera oportuna. La ecuación 4.4 representa el modelado matemático del nivel denominado capacidad de alojamiento identificado como HC , donde MR corresponde a las mejoras en capacidad en KW en un mes y $Dred$ corresponde al desgaste.

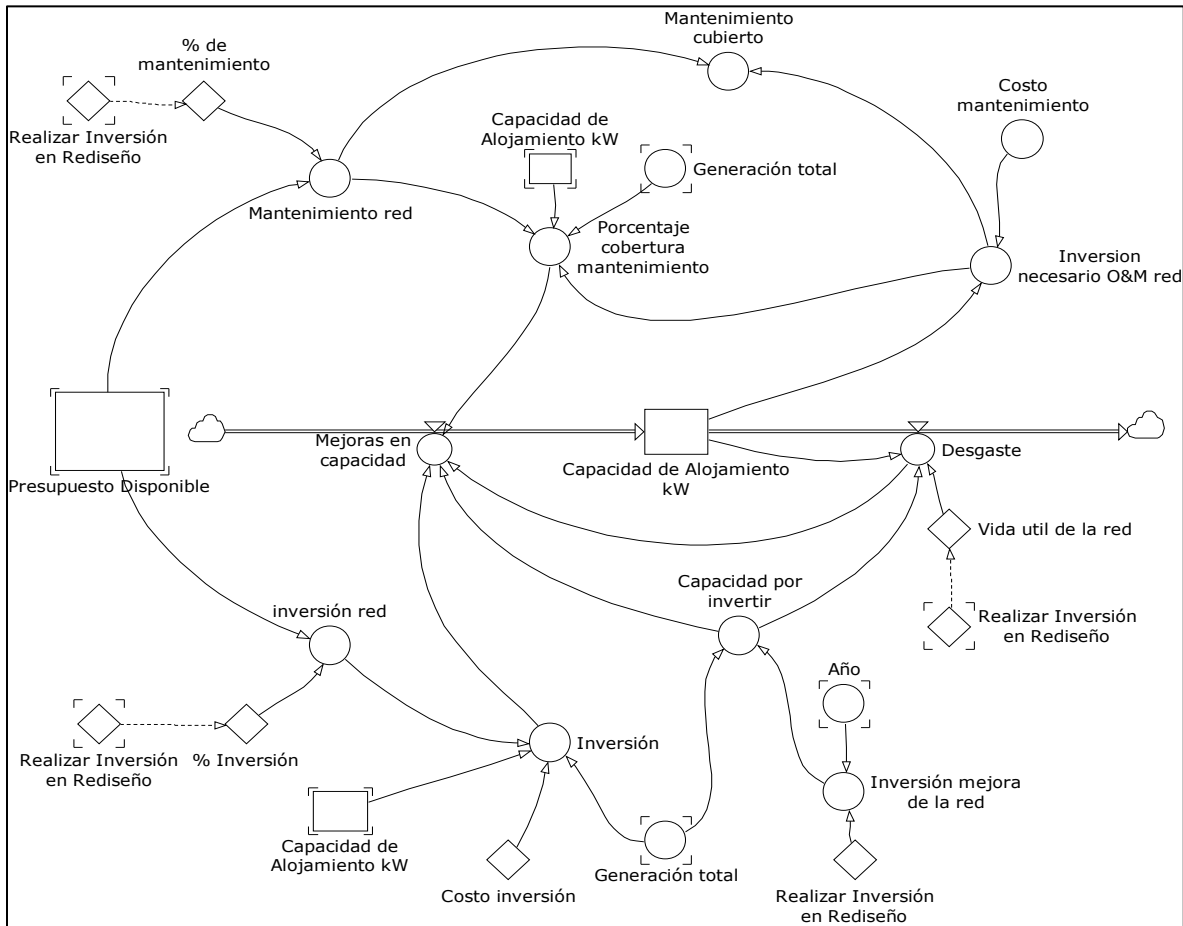
$$\frac{dHC}{dt} = MR - Dred \quad (4.4)$$

El presupuesto disponible para la intervención de la red de distribución aumenta con el dinero recaudado, el dinero destinado por la gobernación para la intervención de las redes y para los escenarios de solución en el primer año tiene en cuenta el dinero que ingresa para realizar el rediseño. El dinero recaudado es implementado para cubrir los costos operativos de la red por esto en el momento en que se cubren estos gastos y se tienen excedentes el presupuesto aumenta, el dinero destinado por la gobernación para el escenario base es constante, pero, para los demás escenarios después del primer año de simulación pasa a una bolsa de ahorro que busca recuperar el dinero invertido en el rediseño y para modificaciones de las instalaciones residenciales, comerciales y la capacitación de los usuarios residentes en la localidad como lo muestra la figura 4-11 y en la en la ecuación 4.5, $Bgob$ representa el comportamiento de la bolsa de ahorro,

$PreG_m$ corresponde al presupuesto que destina la gobernación y G_{gob} son los gastos que deben ser cubiertos con este dinero.

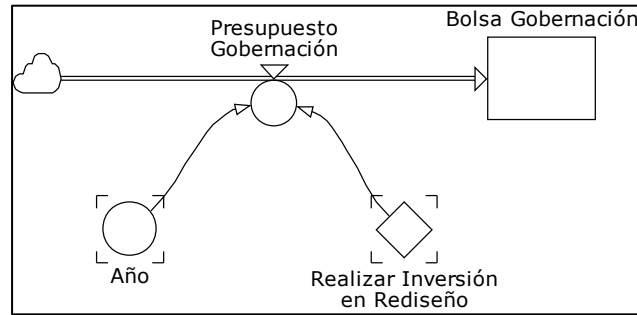
$$\frac{dB_{gob}}{dt} = PreG_m - G_{gob} \tag{4.5}$$

Figura 4-10: Modelado de la capacidad de alojamiento de la red de distribución de la localidad de Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-11: Modelado bolsa de ahorro dinero de la gobernación del Vaupés.



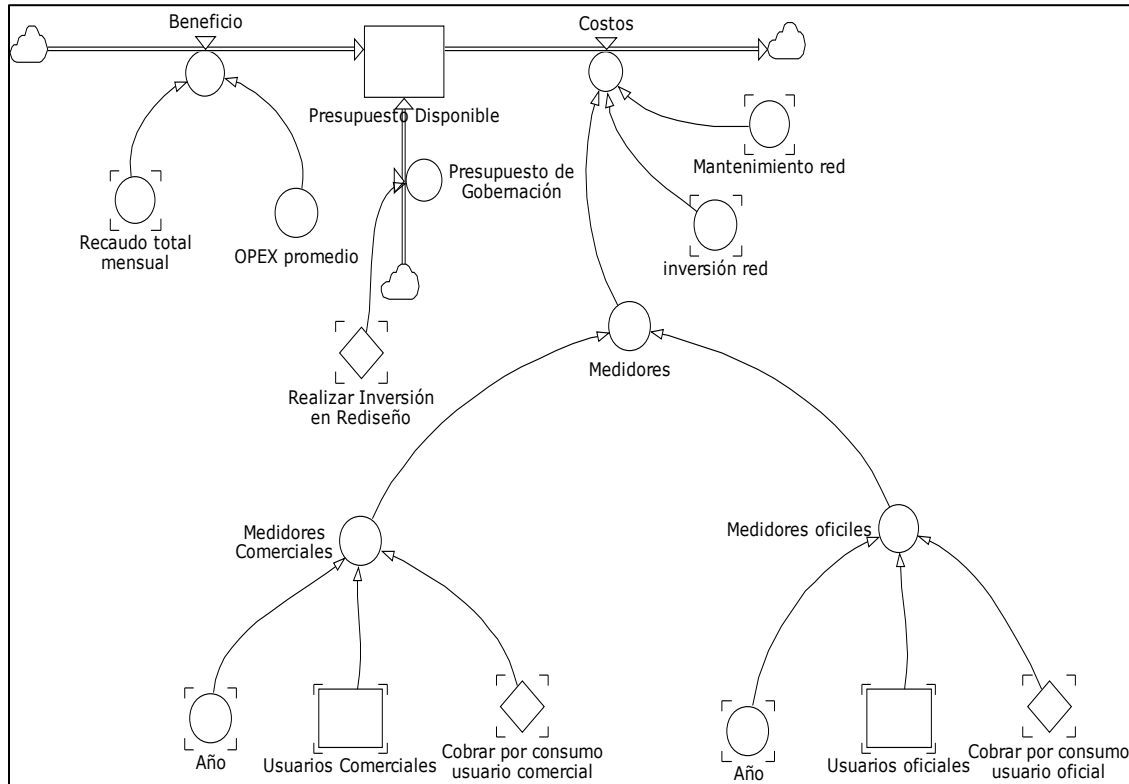
Fuente: Elaboración propia

El recaudo disminuye por los costos que conlleva invertir y hacer el mantenimiento correctivo y preventivo de las redes gradualmente, para los escenarios de solución se tienen en cuenta los costos de invertir en medidores para los usuarios comerciales y oficiales, además el dinero invertido en el rediseño se retira del presupuesto después del primer año de simulación. Para el cálculo de los costos de los medidores se tienen en cuenta valores estándar de un medidor de energía eléctrica y se multiplica en una variable auxiliar por el número de usuarios, este cálculo ocurre solo si se realiza la inversión en el rediseño y ocurre únicamente en el primer año de simulación. El modelamiento del presupuesto disponible en un mes se muestra en la figura 4-12 y se representa en la ecuación 4.6, Be_m corresponde al beneficio obtenido del recaudo, es decir, al dinero excedente que queda después de cubrir los costos operativos de la red, $ExSub_m$ son los excedentes de los subsidios, cabe mencionar que durante todos los años de simulación no se tiene ningún dinero excedente, $PreG_m$ corresponde al presupuesto que destina la gobernación para la intervención de la red y Cos_m son los costos que acarrearán las actividades de inversión y mantenimiento.

$$\frac{dpre_m}{dt} = Be_m + ExSub_m + PreG_m - Cos_m$$

(4.6)

Figura 4-12: Modelamiento del presupuesto disponible para la intervención de la red de distribución de la localidad de Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

4.5 Validación del modelo formal

Para verificar el buen funcionamiento del modelo es necesario realizar la validación de este [168]. Esta validación se realiza en dos etapas: validación de la estructura y la validación del comportamiento [169]. La validación de la estructura se realiza para verificar que el funcionamiento del modelo sea el esperado y, la validación del comportamiento se realiza mediante la comparación de datos históricos de variables seleccionadas con los datos arrojados por el modelo de las mismas variables.

4.5.1 Alcance del modelo

El objetivo del modelo formal es encontrar mecanismos que permitan incentivar la electrificación sostenible en la ZNI de Colombia, caso de estudio Mitú-Vaupés. Para

lograr este objetivo, se modelan aspectos económicos como el presupuesto disponible para el mantenimiento y operación de las redes de distribución, el recaudo realizado por el operador de red a los usuarios finales y su implementación en los gastos operativos de la misma. Además, se relacionan aspectos técnicos como lo son la capacidad de alojamiento, la demanda satisfecha e insatisfecha. Mediante este modelamiento se quiere analizar el comportamiento de la red en un periodo de 20 años después de realizar la inversión necesaria y el mantenimiento pertinente a la red de distribución. Este horizonte de tiempo se selecciona en base a estudios realizados con anterioridad [170], los cuales tienen como objetivo demostrar el plazo máximo para alcanzar la universalidad del servicio de energía eléctrica en Colombia con las condiciones actuales de regulación. Como resultado, se muestra que, a partir del año 2017, son necesarios 20 años para alcanzar esta meta [170]. Por lo anterior, se selecciona este periodo para las simulaciones de las políticas de solución propuestas para la promoción de la electrificación sostenible en zonas aisladas.

4.5.2 Validación de la estructura del modelo formal

Para llevarse a cabo esta validación se seleccionan algunas pruebas para construir confianza en el modelo. En este caso se seleccionaron la consistencia dimensional, la estructura causal y simulación de condiciones extremas. Lo anterior se realiza teniendo en cuenta los límites del modelo y su alcance, este modelo está limitado a analizar el comportamiento de la capacidad de alojamiento de la red de distribución y las mejoras que presenta esta capacidad con condiciones económicas aceptables que permitan realizar las actividades de mantenimiento correctivo, preventivo e inversión cuando sea necesario. Se simulan 20 años, aunque el software permite aumentar este periodo de tiempo para analizar los impactos a largo plazo. Aunque se tienen en cuenta algunas variables de generación en el modelo no se analizan las condiciones técnicas y de confiabilidad de las unidades de generación.

- **Consistencia dimensional**

Para verificar el correcto planteamiento del modelo, Powersim valida que cada parámetro tenga asignadas las unidades correctas. De no ser así, se emite un mensaje de error. Al corregirse esto se valida la congruencia de las ecuaciones.

Tabla 4-7: Unidades de las variables involucradas en el modelo formal.

Nombre	Abreviación	Unidad
Demanda	Dem	$\frac{kWh}{mes}$
Recaudo	R_m	$\frac{\$}{mes}$
Tarifa fija	$Tf_{m,i}$	$\frac{\$}{mes}$
Generación total	GT	$\frac{kWh}{mes}$
Perdidas	p	%
Usuarios	$U_{m,i}$	Usuarios
Capacidad de la red	CR	KW
Inversión red	$Inversión$	$\frac{\$}{año}$
Mantenimiento red	$Mantenimiento$	$\frac{\$}{año}$
Desgaste de red	$Dred$	$\frac{kW}{año}$
Subsidios totales	$SubT_m$	kWh
Consumo máximo	$Cmax$	$\frac{kWh}{mes}$
Costo total de generación	CTg	$\frac{\$}{mes}$
Presupuesto disponible	Pre_m	\$
Demanda no satisfecha	Dns_m	$\frac{kWh}{mes}$
Generación real	GR_m	$\frac{kWh}{mes}$
Consumo	C_m	$\frac{kWh}{mes}$

- **Estructura causal**

La estructura causal del modelo se basa en la verificación de las relaciones causa-efecto encontradas en la revisión exhaustiva de la literatura internacional; además, en el estudio de la información encontrada de la ZNI colombiana publicada por entidades gubernamentales y la regulación del servicio de energía eléctrica, análisis de datos técnicos y económicos de la localidad estudiada y de la evaluación de investigaciones anteriores enfocadas a esta zona en específico, pero con otros fines.

La evaluación y verificación de las relaciones causales se realiza a medida que se avanza en el diseño, primero se verifica que el comportamiento del crecimiento de los usuarios sea consistente al de la vida real, junto con el comportamiento del recaudo que se realiza por medio de la aplicación de tarifas fijas. Seguidamente se modela el presupuesto disponible teniendo en cuenta el dinero que la gobernación destina para estos fines, el dinero recaudado y los costos operativos de la red, cada una de las variables se analiza mediante gráficas y tablas que resumen los resultados durante todos los años de simulación y se verifica con la información encontrada en la bibliografía. Los demás submodelos se diseñan teniendo en cuenta las anteriores variables mencionadas y las relaciones causa-efecto.

- **Evaluación de condiciones extremas**

La evaluación de las condiciones extremas se realiza para analizar la reacción del modelo ante la modificación de valores de variables de las cuales se conocen su comportamiento previamente. Las pruebas modeladas son las siguientes:

- Aumento 1.000% de presupuesto
- Disminución del 100% del presupuesto de la gobernación
- Capacidad de generación igual a 2 MW de PCH y 0 MW de diésel

Con el aumento del 1.000% del presupuesto desaparece la demanda insatisfecha, y aumenta la capacidad de alojamiento hasta alcanzar el 10% de la capacidad de generación instalada en la localidad, ya que se tiene el dinero suficiente para intervenir las redes de distribución de manera oportuna, el recaudo y por ende el presupuesto disponible presentan aumento constante ya que la demanda aumenta y el pago del

servicio por parte del usuario final se realiza sin ningún contratiempo dada la prestación del servicio de manera continua, sin interrupciones y con estándares técnicos de calidad.

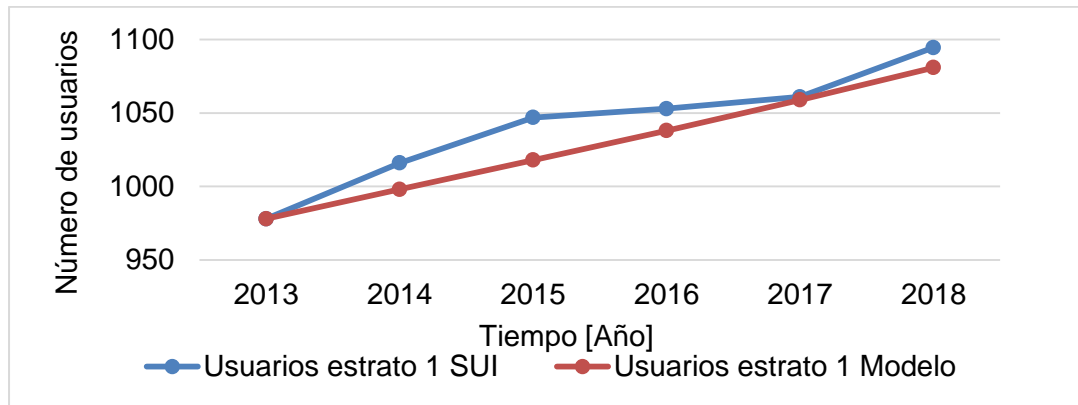
Para el caso de la prueba con la disminución del 100% del presupuesto destinado por la gobernación, la demanda insatisfecha aparece a partir del tercer año de simulación y desde este mismo año el recaudo presenta un comportamiento constante puesto que el número de usuarios y la demanda no puede aumentar ya que no podrá ser atendida, además, la capacidad de alojamiento desde el primer año empieza a disminuir ya que no se cuenta con el dinero necesario para realizar las actividades de mantenimiento e inversión.

Cuando la capacidad de generación disminuye la demanda insatisfecha aparece en el año 2023 ya que esta capacidad es insuficiente para satisfacer las necesidades energéticas de la localidad, el presupuesto y recaudo mantienen un comportamiento constante a partir de este mismo año. Cada una de las pruebas presentan los comportamientos esperados, los resultados se listan en los anexos.

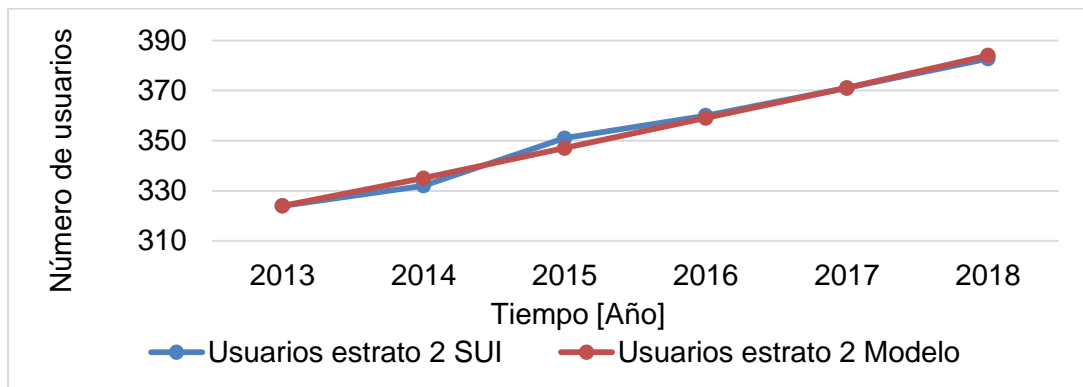
4.5.3 Validación del comportamiento

La validación del comportamiento del modelo busca evaluar la capacidad de réplica de datos históricos. Para el caso de la localidad de Mitú Vaupés la ausencia de datos y la calidad de los existentes es cuestionable ya que mediante la comparación de las variables expuestas en diferentes fuentes de información no concuerda en la mayoría de los casos. En esta tesis, se comparan los datos históricos del crecimiento de los usuarios residenciales estrato 1, estrato 2 y comerciales publicados en el Sistema Único de Información (SUI) durante los años comprendidos entre 2013 y 2019 con los resultados obtenidos en el modelo formal. Esta evaluación no se realiza a los usuarios oficiales ya que la información encontrada en el SUI no presenta un comportamiento similar al de la vida real, es decir la calidad de los datos de estos usuarios no es la adecuada para realizar la validación. Gráficamente la comparación entre estas variables se muestra en la figura 4-13.

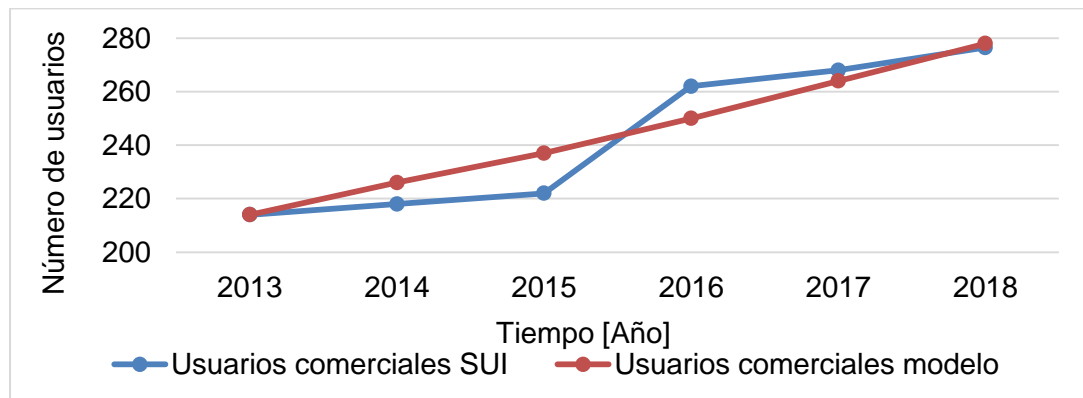
Figura 4-13: Validación gráfica número de usuarios.



(a)



(b)



(c)

Fuente: Elaboración propia

La validación se realiza por medio del análisis del coeficiente de Pearson. Este coeficiente mide el grado de relación estadística entre dos variables siempre y cuando las variables sean cuantitativas y continuas. El valor del coeficiente varía entre -1 y 1, donde 1 corresponde a una correlación perfecta, valores entre 0 y 1 quieren decir que hay una correlación positiva, es decir, si una variable aumenta la otra presenta el mismo comportamiento con valores similares pero no los mismos, si el coeficiente toma el valor de 0 no existe relación lineal, si hay valores entre 0 y -1 hay una correlación negativa y si el coeficiente toma el valor de -1 quiere decir que hay una correlación inversa perfecta, en otras palabras si una variable aumenta la otra disminuye en igual proporción [171]. La tabla 4-8 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 4-8: Coeficiente de Pearson.

	Usuarios residenciales estrato 1	Usuarios residenciales estrato 2	Usuarios comerciales
Coeficiente de Pearson	0,9771	0,9962	0,9562

Mediante el análisis de los resultados listados en la tabla se concluye que entre los valores históricos y los obtenidos en el modelo de las variables estudiadas, existe una alta correlación ya que los valores obtenidos son mayores a 0 y son cercanos a 1.

Adicional a la anterior validación del coeficiente de Pearson, se realizan otros análisis estadísticos de los datos históricos disponibles para el diseño del modelo. Se calcula el coeficiente de Theil y se obtienen valores cercanos a cero para cada uno de los usuarios, verificando de esta manera que los valores de pronóstico, es decir los valores obtenidos en el modelo, son similares a los de la vida real. Los valores obtenidos de este coeficiente se muestran en la tabla 4-9 [172], [173]. Se procede a realizar el cálculo del error absoluto medio (EAM), este error permite obtener la diferencia absoluta entre los valores reales y los obtenidos en el modelo, como se puede observar en la tabla 4-9 los valores obtenidos en este error son pequeños comparados con los números de usuarios analizados [174]. El error cuadrático medio (RMSE) mide la precisión con la que el modelo brinda una respuesta al crecimiento de usuarios durante cada uno de los años

simulados, la tabla 4-9 muestra que los valores calculados para este error y su precisión en comparación con los datos de la vida real [174].

Tabla 4-9: Análisis estadístico de los datos históricos del modelo.

	Usuarios residenciales estrato 1	Usuarios residenciales estrato 2	Usuarios comerciales
Índice de Theil	0,000800173	0,002295526	0,005459637
Error absoluto medio (EAM)	14,82295933	1,631045457	6,899438305
Error cuadrático Medio (RMSE)	17,98488551	2,145975319	8,550352594

Presentada la formalización del modelo y su validación se procede a presentar en las siguientes secciones la caracterización del estudio de caso y las políticas propuestas para continuar con la aplicación y evaluación de estas en el modelo propuesto.

4.6 Caracterización caso de estudio

El municipio de Mitú es la capital de departamento del Vaupés, se encuentra ubicado en la parte suroriental de Colombia con la frontera de Brasil y sobre la margen derecha del río Vaupés. Tiene una extensión total de 16.422 Km^2 y una extensión urbana de 5 Km^2 , presenta una altitud de 200 metros sobre el nivel del mar y una temperatura promedio de 27 °C [175]. Algunas características de este municipio se encuentran listadas en la

Tabla 1-1.

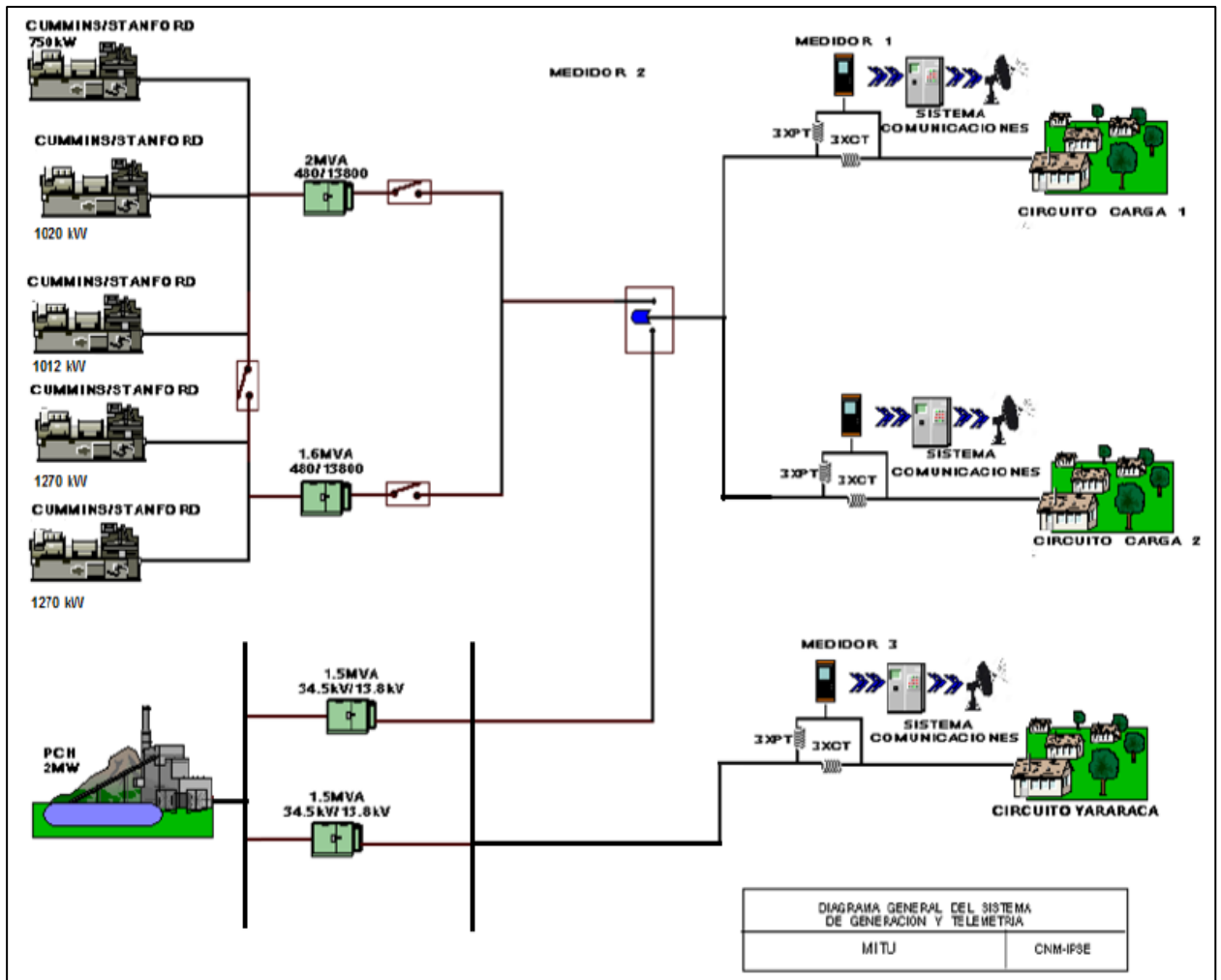
Figura 4-14: Ubicación del Municipio de Mitú en el Departamento de Vaupés [175].



Fuente: Alcaldía Mitú Vaupés

Las redes de generación en el municipio de Mitú Vaupés están compuestas por cinco unidades de generación a base de combustibles fósiles los cuales en conjunto suman una capacidad de 5,32 MW y una PCH con capacidad de 2 MW. El diagrama unifilar del municipio se muestra en la figura 4-15. El número de usuarios conectado a la red según los últimos informes de telemetría suministrados por el IPSE es de 1,820, para el mes de enero del presente año se presentó una demanda total de 1.221.131 kWh [176]. Según trabajos previos, la tarifa aplicada a los usuarios finales según su clasificación y el consumo promedio de cada usuario se muestran en la tabla 4-10. Los costos de operación y mantenimiento por hora en el conjunto de las unidades diésel tiene un promedio de \$508,563 y la PCH es de 44,78 (\$/kWh) [146], [142]. El factor de planta promedio de los generadores a base de combustibles fósiles para el año 2017 es de 22,513% y para la PCH fue de 24,29%.

Figura 4-15: Diagrama unifilar del municipio de Mitú-Vaupés.



Fuente: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE)

La PCH presente en el sitio es asincrónica. La velocidad del estator con la del rotor presentan un deslizamiento y no están sincronizadas pero, para efectos del modelo, se selecciona un generador síncrono convencional incapaz de generar potencia reactiva. Es decir, potencia capaz de magnetizar los equipos como generadores y transformadores, pero incapaz de generar trabajo útil en las instalaciones.

Tabla 4-10: Tarifa fija y consumo promedio usuarios Mitú-Vaupés [177].

Clase de usuario	Tarifa fija [\$]	Consumo promedio [kWh]
Residencial	7.683	302,5
Comercial	84.903	668,7
Oficial	84.903	1.235,2

Las anteriores tarifas corresponden al 10 % del valor que debería ser pagado por los usuarios según su consumo, el restante 90% es cancelado por el estado a las empresas prestadoras del servicio en forma de subsidios [22]. Cabe aclarar, que los subsidios solo pueden ser implementados en actividades de operación y mantenimiento de equipos y redes, pero dado el aumento de la demanda estos aportes económicos solo son capaces de cubrir gastos en la compra de combustibles para los generadores diésel y su respectivo transporte a las localidades aisladas[22]. En promedio entre los años 2013 y 2017 el estado entregó mensualmente \$124.511.728,9 millones a la empresa prestadora del servicio.

Las condiciones de la red física causan pérdidas eléctricas, según estudios realizados por la empresa de generación el porcentaje de estas en la red de distribución de Mitú son del 25,58% [164]. Es necesario señalar que según la CREG 091 de 2007 las pérdidas aceptables son menores o iguales al 10%, valor superado en un 255% para el estudio de caso, este aspecto se convierte en un problema para la empresa generadora del servicio, para este caso GENSA, ya que se debe aumentar la oferta para cubrir la demanda [178].

Además, la red de distribución está distribuida en 3 circuitos llamados Centro, Inaya y Yararaca. Los circuitos Centro y Inaya están conformados por 107 transformadores, de los cuales 3 están sobrecargados y no se encuentran en condiciones óptimas, por esto, presentan fallas y desconectan a los usuarios, 3 se encuentra en el límite y 3 están cercanos a cubrir toda su capacidad[178].

4.7 Políticas propuestas

Al concluirse que es necesario realizar el rediseño de la red para mejorar las condiciones de prestación del servicio y disminuir la aparición de la demanda insatisfecha se propone que las tres políticas tengan la inversión del dinero correspondiente al rediseño en el primer año de simulación y alternativas que permitan recuperar la inversión realizada.

Para el planteamiento de las políticas se tiene en cuenta que la realización del rediseño permite disminuir el porcentaje de pérdidas en la red de 25,58% a 12,25% porcentaje que corresponde al promedio de diferentes capitales de departamento ubicadas en el SIN con actividades de inversión y mantenimiento constantes [179]. Además, se puede modificar el porcentaje de dinero disponible para inversión y mantenimiento junto con la vida útil de la red, puesto que, el mantenimiento disminuye ya que es una red nueva y la vida útil aumenta. Las anteriores características se consideran para el modelamiento de cada una de las políticas.

En el estudio de la caracterización de la demanda de la localidad se encuentran 47 usuarios residenciales con establecimientos comerciales en sus viviendas [177]. Se propone que los usuarios con estas características pasen a ser usuarios comerciales progresivamente hasta lograr que la estratificación de estos sea la adecuada. En la simulación se tienen en cuenta 50 usuarios ya que el estudio no considera los usuarios ubicados en las periferias de las principales vías del municipio. Lo anterior, puede aumentar el recaudo y por ende puede recuperar el dinero invertido en el rediseño.

Mediante la revisión del estado del arte realizada en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se concluye que, con condiciones de prestación del servicio óptimas, la demanda comercial aumenta; esto, debido a que se brinda un mejor aprovechamiento de la electricidad suministrada al usuario final y por ende aumentan los proyectos productivos; es decir, los pequeños y grandes emprendimientos. De esta forma, las condiciones económicas del usuario y el recaudo mejoran. Por lo anterior, se debe seleccionar el valor máximo posible de demanda comercial por usuario en Mitú Vaupés si la prestación del servicio es continua y las condiciones técnicas de la red son adecuadas. El valor de demanda comercial máximo implementado en el modelo se realiza bajo supuestos, teniendo en cuenta el comportamiento de la demanda comercial en San Andrés, localidad que forma parte de la ZNI y es capital del Archipiélago de San

Andrés, Providencia y Santa Catalina. La población de esta localidad es aproximadamente el doble que Mitú y su demanda comercial de ventas promedio es de aproximadamente $1.500 \frac{kWh}{mes}$ [180]. Se podría tomar la mitad de este consumo si Mitú tuviera la misma intensidad económica de San Andrés, pero, como esto no se cumple y el consumo básico de subsistencia también es diferente para las dos localidades [181], se seleccionan $600 \frac{kWh}{mes}$, es decir se toma el 40% del consumo comercial en San Andrés. Si en algún momento el valor exacto del aumento de la demanda comercial bajo condiciones de prestación técnicas aceptable en el municipio de Mitú es calculado, el modelo podrá adaptarse a esta nueva demanda y mostrar el nuevo comportamiento de la red, el recaudo y presupuesto disponible. Con el aumento del consumo de energía eléctrica de los usuarios oficiales y la prestación del servicio con estándares de calidad se propone que estos usuarios dejen a un lado el pago de una tarifa fija y realicen el pago por cada kWh que consuman teniendo en cuenta las tarifas aplicas en el SIN para los usuarios comerciales.

Otra propuesta para poder recuperar la inversión en el rediseño de la red es el pago del servicio de energía eléctrica de los usuarios oficiales por su consumo y no por tarifa fija, cabe aclarar que en esta clasificación de usuarios no se encuentran los usuarios especiales, los cuales corresponden a los establecimientos hospitalarios, educativos y asistenciales sin ánimo de lucro. La demanda unitaria de estos usuarios es alta comparada con el consumo energético de los usuarios residenciales y comerciales [177]. Lo anterior conlleva a incentivar el compromiso del estado para que el pago de su tarifa tenga un costo similar al del SIN. Esta propuesta se realiza teniendo en cuenta que la ley 1715 del 2014 establece que el Estado debe promover diferentes alternativas que permitan fomentar el uso racional y eficiente de la energía. Se analizan los costos de las tarifas en el SIN y se simula el recaudo de estos usuarios dependiendo del consumo. El costo promedio de prestación del servicio en las capitales de departamento del SIN para el mes de septiembre de 2021 fue de \$495,29 por kWh. Este valor no se puede implementar en su totalidad por esto se propone que esta alternativa inicie con la mitad del valor y que aumente progresivamente durante los años de simulación hasta alcanzar la totalidad del valor y permanezca constante el tiempo restante. La tabla 4-11, resume las políticas propuestas.

Tabla 4-11: Políticas de solución propuestas.

Escenario	Caso base	Política 1	Política 2	Política 3
Inversión 100 % en el rediseño de la red de distribución	0	X	X	X
Paso de usuario residenciales a comerciales	0	50 usuarios	-	-
Aumento de la demanda comercial	427 $\frac{kWh}{mes}$	-	600 $\frac{kWh}{mes}$	-
Pago de los usuarios comerciales por su consumo real	Tarifa fija \$84.903	-	\$ 247,64 kWh - \$495,29 kWh	-
Pago de los usuarios oficiales por su consumo real	Tarifa fija \$84.903	-	-	\$ 247,64 kWh - \$495,29 kWh
Instalación de medidores	0		X	X
Bolsa de ahorro	0	X	X	X

La sección 5 explica con mayor detenimiento el funcionamiento de cada una de las políticas y resume los resultados obtenidos mediante las diferentes simulaciones en el software de Powersim.

5. Simulación de políticas

Para evaluar la efectividad y funcionamiento del modelo formal se simula el caso de estudio con las condiciones técnicas y económicas actuales. Se demuestran las causas de los problemas de la red de distribución descritos en las anteriores secciones y se plantean tres políticas que buscan dar solución a los problemas del caso base.

5.1 Escenario base

El modelado del escenario base inicia con el análisis del comportamiento de los usuarios en un periodo de tiempo de 5 años [182]. De esta forma, se calcula el promedio de crecimiento por usuario residencial, junto con los usuarios comerciales y oficiales. También se calcula la demanda total por mes en la localidad de Mitú, teniendo en cuenta la demanda por tipo de usuario más las pérdidas que presenta la red de distribución.

El recaudo en el municipio se realiza por medio de una tarifa fija la cual se establece por clase de usuario. Esta tarifa no tiene en cuenta el consumo ya que en la localidad no se cuenta con medidores eléctricos [22]. Para este cálculo se opera el número de usuarios por el costo de la tarifa. Este valor forma parte del presupuesto disponible para inversión y mantenimiento de las redes existentes junto con los excedentes de los subsidios y el dinero que dispone la gobernación del Vaupés para las redes eléctricas de Mitú. Cabe aclarar que en la actualidad el dinero recaudado cubre los costos operativos de la red como lo son las personas encargadas de monitorear las fallas y el funcionamiento de esta junto con algunos materiales técnicos implementados para disminuir el riesgo de falla en los equipos.

En este modelo se tienen en cuenta los posibles excedentes de los subsidios destinados a la red de generación como entrada al presupuesto de inversión y mantenimiento para la red de distribución. Esto se hace para analizar una posible propuesta de solución a los problemas técnicos y económicos presentes en esta localidad. En este escenario no se presentan excedentes ya que los subsidiados otorgados por el gobierno colombiano cubren únicamente los gastos de generación.

El presupuesto disponible incide en el comportamiento de la capacidad de alojamiento de las redes de distribución ya que este dinero es implementado en inversión y mantenimiento correctivo y preventivo de estas. Esta capacidad se ve afectada de manera negativa por el desgaste que presenta la red y la vida útil de la misma.

Al presentarse disminución en la capacidad de la red de distribución para transportar la energía producida por las unidades de generación diésel y PCH, aparece la demanda no satisfecha; es decir, demanda que no puede ser cubierta y que por esto presenta cortes y desconexiones del sistema. Por lo anterior, se busca analizar la capacidad de alojamiento de las redes de distribución del municipio y disminuir la aparición de este tipo de demanda para proporcionar el servicio de energía eléctrica a toda la población con posibilidad de abastecer el crecimiento de los futuros usuarios. La tabla 5-1 resume los valores iniciales de las principales variables involucradas en el modelo.

Tabla 5-1: Condiciones iniciales de las principales variables del modelo formal para el escenario base.

VARIABLE	VALOR INICIAL	UNIDAD
Usuario Residencial estrato 1	1.061 [182]	<i>Usuarios</i>
Usuario Residencial estrato 2	371 [182]	<i>Usuarios</i>
Usuario Residencial estrato 3	17 [182]	<i>Usuarios</i>
Usuario Comercial	268 [182]	<i>Usuarios</i>
Usuario Oficial	30 [182]	<i>Usuarios</i>
Demanda unitaria usuario residencial	314 [177]	$\frac{kWh}{mes*usuario}$
Demanda unitaria usuario comercial	427 [177]	$\frac{kWh}{mes*usuario}$

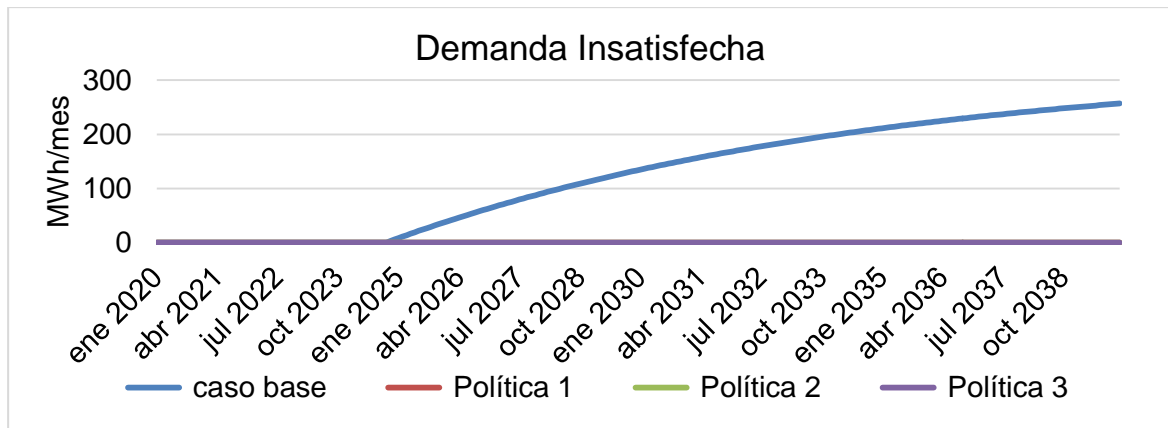
Demanda unitaria usuario oficial	3.580 [177]	$\frac{kWh}{mes*usuario}$
VARIABLE	VALOR INICIAL	UNIDAD
Tarifa Fija usuario residencial	7.683 [22]	$\frac{\$}{mes*usuario}$
Tarifa Fija usuario comercial	84.903 [22]	$\frac{\$}{mes*usuario}$
Tarifa Fija usuario oficial	84.903 [22]	$\frac{\$}{mes*usuario}$
Capacidad de alojamiento	2.910 [183]	<i>kW</i>
Capacidad de generación diésel instalada	5.322 [148]	<i>kW</i>
Capacidad de generación PCH instalada	2.000 [148]	<i>kW</i>
Presupuesto disponible	739.540.247 * [184]	\$

*El valor inicial del presupuesto disponible corresponde al dinero destinado para el mantenimiento e inversión de las redes de distribución por parte de la gobernación del Vaupés

Mediante la simulación del escenario base se observa que la demanda insatisfecha aparece a partir del año 2025, aumentando de manera logarítmica los siguientes años de simulación como se observa en la figura 5-1. La razón del aumento de esta demanda se observa en la figura 5-2 donde se evidencia que la energía que puede pasar por la red es insuficiente para cubrir el aumento de la demanda del usuario final, esto quiere decir, que las condiciones de la red no son adecuadas para la capacidad de generación instalada en la localidad.

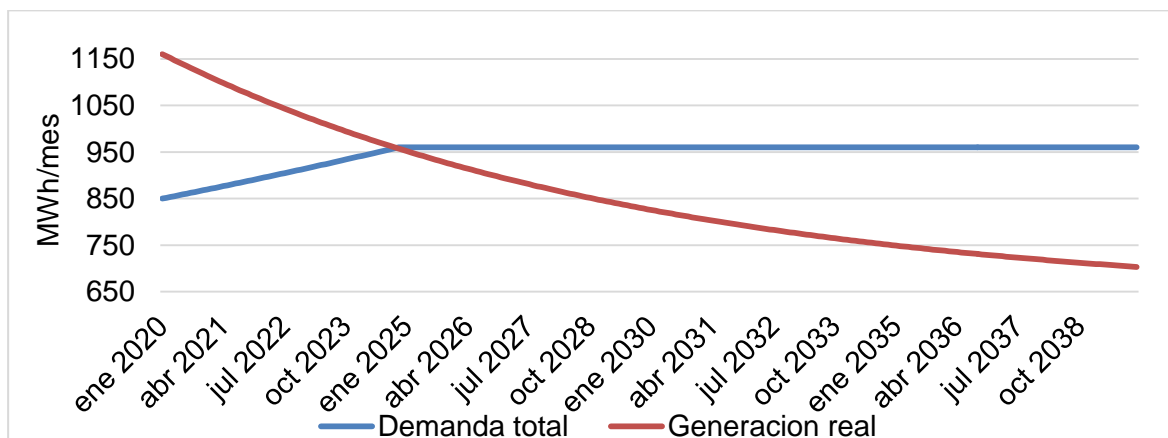
Cabe mencionar que, aunque el escenario muestre que la demanda no satisfecha es cero durante los primeros años de simulación, en la vida real las interrupciones en el servicio son constantes llegando en ocasiones a pasar días enteros sin este. Además, las pérdidas en la red de distribución son del 25,58% resultado de la obsolescencia de equipos, cargabilidad de transformadores, conexiones fraudulentas y el no mantenimiento preventivo y correctivo de la red [177].

Figura 5-1: Demanda insatisfecha Mitú-Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-2: Demanda total y generación real Mitú-Vaupés.

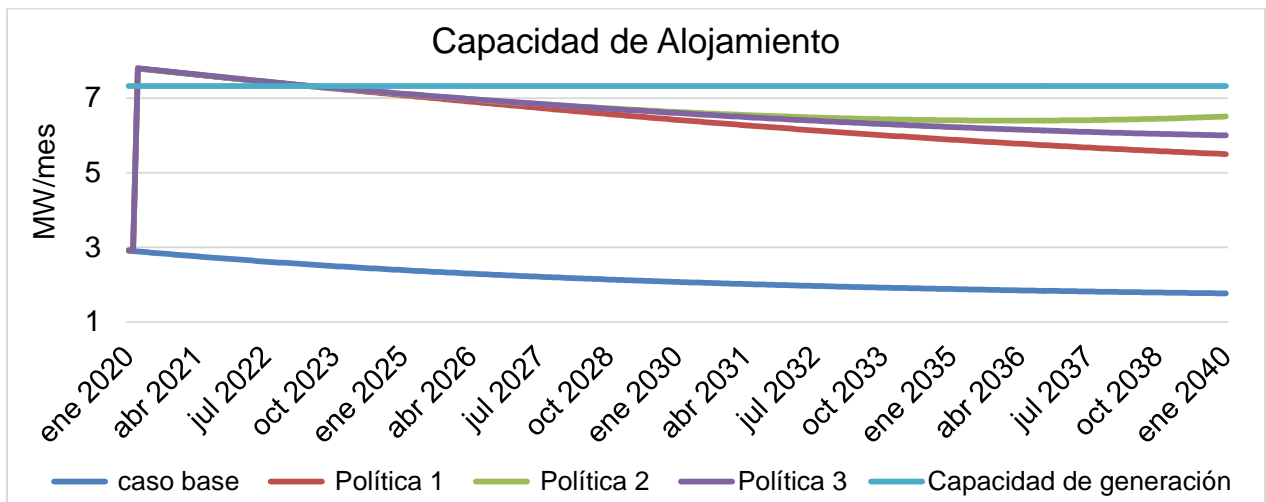


Fuente: Elaboración propia

La capacidad de alojamiento de la red disminuye durante todos los años de simulación como se observa en la figura 5-3, esto se debe a que el presupuesto se mantiene constante, ya que el dinero recaudado por la prestación del servicio únicamente cubre los gastos operativos de la red. Además, el recaudo presenta aumento hasta el año en que aparece la demanda insatisfecha. Después de esto el recaudo presenta un comportamiento constante ya que la demanda y el número de usuarios no puede aumentar, dado que no podrán contar con el servicio de energía eléctrica. Por lo anterior,

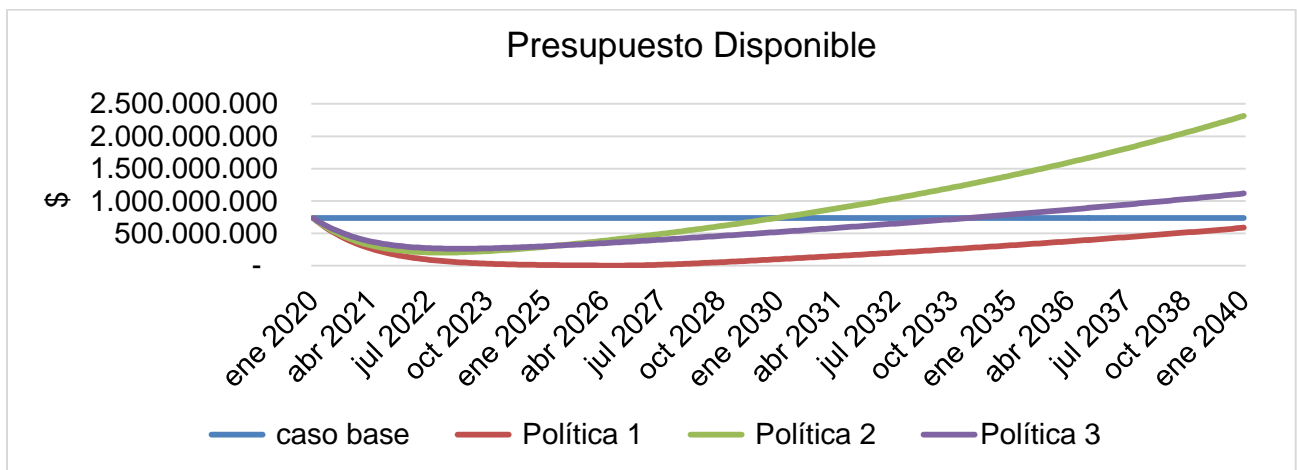
solo se tiene disponible el presupuesto destinado a la intervención de la red de distribución por parte de la gobernación. Este presupuesto es insuficiente para mantener, o aumentar, la capacidad de alojamiento. Cabe mencionar que esta capacidad disminuye por el desgaste y la vida útil de la red y de los equipos. La anterior disminución se presenta en mayor medida, si no se realizan las actividades de mantenimiento correctivo y preventivo de manera oportuna. La figura 5-4 muestra el comportamiento constante del presupuesto.

Figura 5-3: Capacidad de alojamiento red de distribución Mitú-Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

Figura 5-4: Presupuesto disponible Mitú-Vaupés.



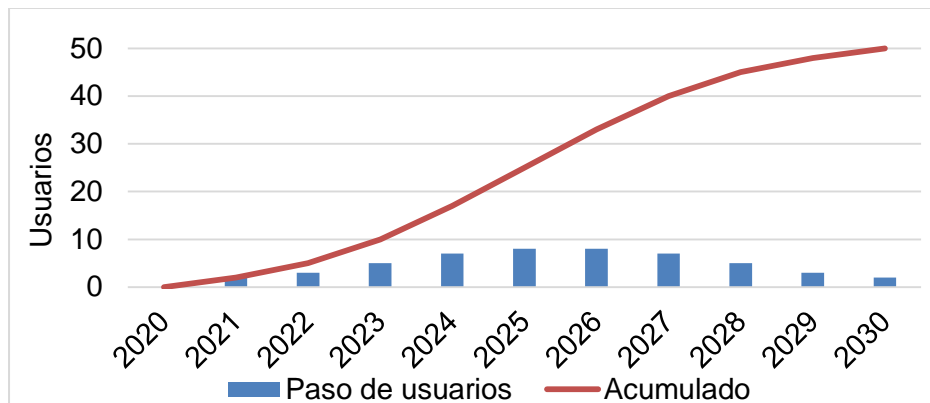
Fuente: Elaboración propia

Dada la aparición de demanda insatisfecha, la disminución de la capacidad de alojamiento y la ausencia del presupuesto necesario para intervenir la red, se plantean las siguientes tres políticas, las cuales buscan encontrar posibles soluciones para mejorar la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la capital de departamento estudiada.

5.2 Política 1: Estratificación de usuarios residenciales a comerciales

La política 1 plantea que los usuarios clasificados como usuarios residenciales con establecimientos comerciales en sus viviendas vuelvan a ser estratificados como usuarios comerciales. Se modela este cambio de forma tal que los 50 usuarios con estas características tengan un comportamiento similar al de las curvas de aprendizaje y adopción de cambios o nuevas tecnologías. La figura 5-5 muestra el paso de usuarios y el acumulado de cada año.

Figura 5-5: Modelamiento cambio de usuarios residenciales a comerciales.

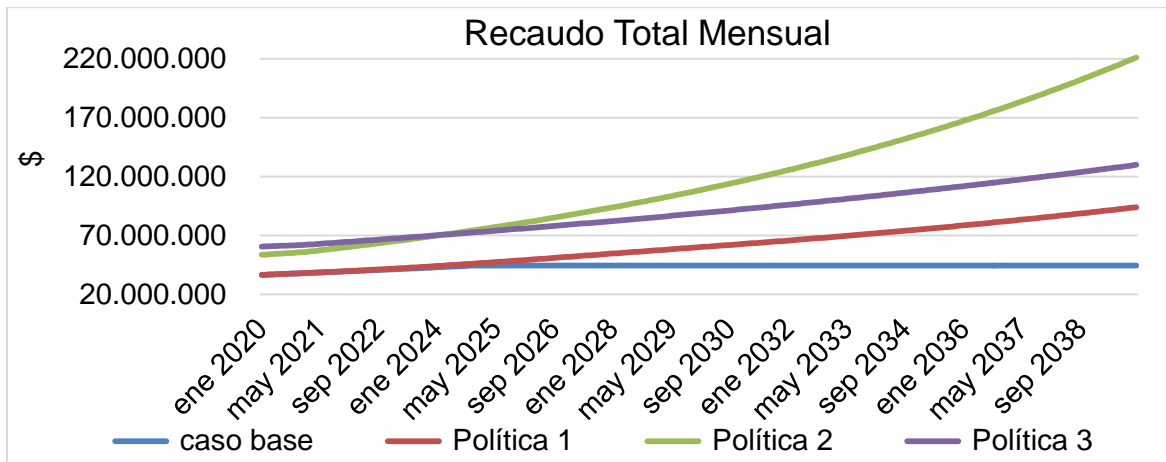


Fuente: Elaboración propia

Además, para las tres políticas propuestas la capacidad de alojamiento está influenciada por mejoras en capacidad de la red y el desgaste físico y técnico de los equipos junto con su vida útil. Las mejoras de la red se realizan mediante inversión y mantenimiento, dinero

que proviene de un porcentaje determinado del presupuesto. Para esta política, la inversión presenta una modificación ya que el valor del rediseño es ingresado al modelo en el primer año de simulación, con esta inversión el dinero que proveniente de la gobernación del Vaupés es redireccionado a una bolsa de ahorro que será destinada para la recuperación de la inversión del rediseño y otras inversiones a futuro. Cabe mencionar que con el aumento de la capacidad de alojamiento la demanda insatisfecha desaparece y por ende el recaudo se realiza sin contratiempos y aumenta al paso de los años de simulación como se ve en la figura 5-1 y la figura 5-6 respectivamente, con este dinero se propone realizar el mantenimiento preventivo, correctivo y las inversiones necesarias a futuro cuando la capacidad de alojamiento sea menor que la capacidad de generación total. Por lo anterior, se disminuye el porcentaje de mantenimiento y se aumenta el porcentaje de inversión para asegurar una intervención continua en la red y disminuir el riesgo de fallas.

Figura 5-6: Recaudo total mensual.



Fuente: Elaboración propia

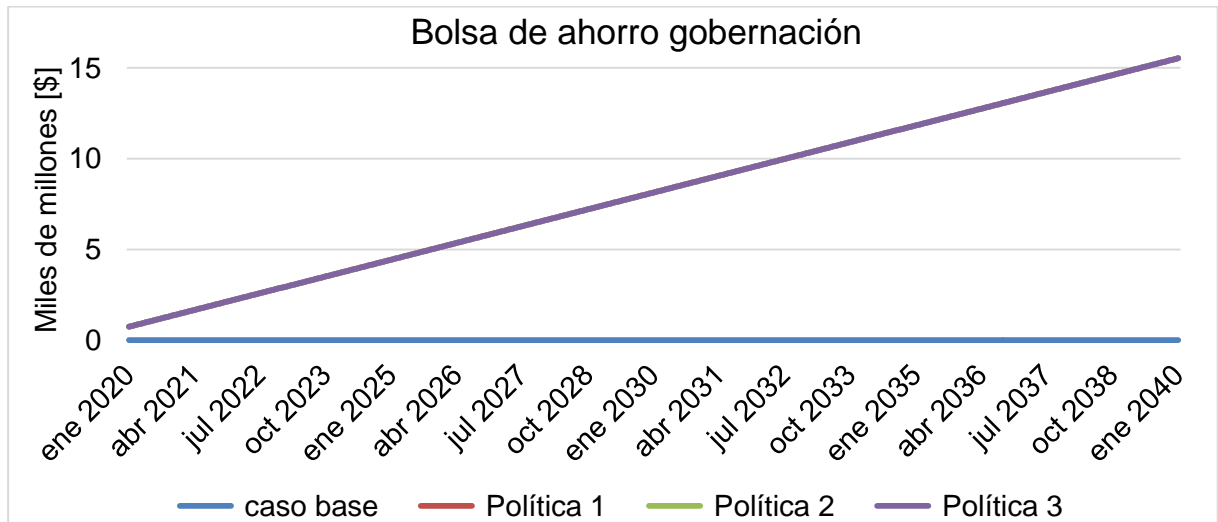
En el momento en que se inyecta el dinero del rediseño la capacidad aumenta hasta alcanzar el 20% más del valor de la capacidad de generación instalada, pero se evidencia que la capacidad vuelve a decrecer como se ve en la figura 5-3.

El presupuesto disponible para las actividades de inversión y mantenimiento sin los recursos económicos de la gobernación del Vaupés aumenta en comparación con el escenario base ya que el recaudo aumenta y con este dinero se cubre la totalidad de los

costos operativos quedando excedes monetarios a partir del año 2025. De esta forma, los excedentes son sumados al presupuesto disponible generando un aumento de este al pasar los años como se muestra en la figura 5-4.

El dinero proveniente de la gobernación es acumulado en una bolsa la cual muestra que se recupera el dinero invertido en el rediseño y queda dinero para futuras inversiones ya sea en el sistema de distribución o las instalaciones eléctricas necesarias para poner en funcionamiento los proyectos productivos. Así, se tiene que en el último año de simulación el dinero acumulado corresponde aproximadamente al triple de lo invertido inicialmente. La figura 5-7 resume el dinero acumulado por año.

Figura 5-7: Dinero acumulado de la gobernación del Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

5.3 Política 2: Cobro de tarifa por consumo a los usuarios comerciales

En el modelamiento de la segunda política se propone realizar la inversión del rediseño en el primer año de simulación. Además, por medio de revisiones bibliográficas se confirma que mediante condiciones técnicas aceptables de las redes de distribución y la prestación del servicio de energía eléctrica sin ningún contra tiempo la demanda

comercial aumenta ya que se genera un aprovechamiento productivo por parte del usuario final. De esta forma se espera que aumente la demanda comercial a $600 \frac{kWh}{mes}$ y que del presupuesto disponible se destine dinero para la instalación de medidores en los establecimientos comerciales y así se pueda generar el recaudo por consumo y no por tarifa fija. Se analiza el valor promedio de la tarifa establecida para usuarios comerciales del SIN y se propone que se inicie con la mitad del valor y anualmente aumente \$ 10 iniciando con \$247,646 hasta alcanzar un valor constante de \$437,646.

Se tiene que la capacidad de alojamiento tiene un comportamiento similar al de la primera política, aunque presenta una disminución desacelerada debido a la tendencia de estabilizarse. También se muestra que la demanda insatisfecha durante los 20 años de simulación es de $0 \frac{kWh}{mes}$. Lo anterior se da ya que la política 2 genera un mayor recaudo y presupuesto en comparación con las demás políticas simuladas, como se ve en la figura 5-4 y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, esto conlleva a tener una mayor inversión y actividades de mantenimiento.

La bolsa destinada para la recuperación del dinero invertido en el rediseño tiene el mismo comportamiento de la política 1 puesto que se modela como constante durante todos los años de simulación y sin cambios de un escenario al otro, por ende, en la tercera política tendrá el mismo resultado.

5.4 Política 3: Cobro de tarifa por consumo a los usuarios oficiales

En la política 3 se plantea realizar el recaudo a los usuarios oficiales dependiendo del consumo y con una tarifa similar a la aplicada en el SIN, esta tarifa en el primer año de simulación corresponde a la mitad de la tarifa aplicada en el SIN y aumenta durante los años de simulación alcanzando el valor meta y permaneciendo constante los demás años.

Se tiene como resultado en la capacidad de alojamiento un comportamiento similar al de las políticas 1 y 2 ya que se logra aumentar la capacidad hasta el 20% más del valor de la capacidad de generación instalada en la localidad, pero la disminución de la capacidad

de alojamiento se presenta en mayor proporción que la política 2, pero en menor proporción que la política 1 como se muestra en la Figura 5-3. Este aumento en la capacidad de alojamiento permite cubrir la totalidad de la demanda energética de Mitú obteniendo 0 $\frac{kWh}{mes}$ de demanda insatisfecha.

Con respecto al recaudo total mensual, éste aumenta en comparación con el caso base y la política 1, pero no sobrepasa el recaudo obtenido por medio de la aplicación de la política 2. El recaudo aumenta con una tendencia lineal durante los 20 años de simulación logrando recaudar hasta \$130.344.380,165 en el mes de enero del año 2040 como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Al aumentar el recaudo de igual forma aumenta el presupuesto disponible para inversión y mantenimiento, este es el segundo mejor presupuesto obtenido de los escenarios. La Figura 5-4 resume el presupuesto disponible.

La tabla 5-2 muestra la comparación de los resultados obtenidos en la simulación del escenario base y las tres políticas de solución propuestas en esta tesis, se muestra las variables sensibles del modelo en el último año de simulación.

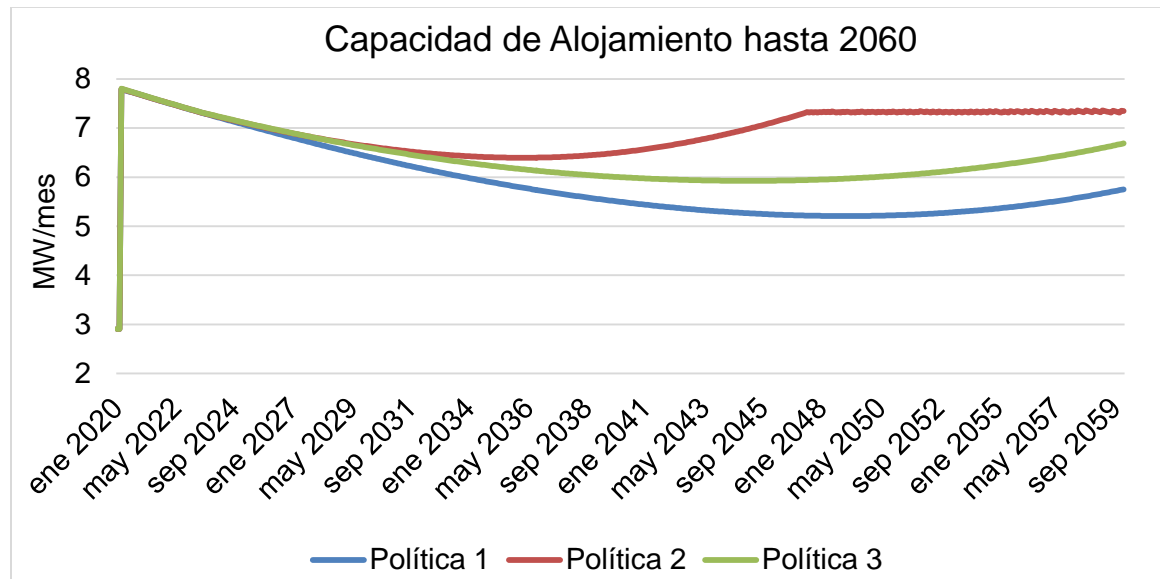
Tabla 5-2: Resultados de simulación caso base, políticas 1,2 y 3.

Variables	Base	Política 1	Política 2	Política 3
Capacidad de alojamiento [kW]	1.762,07	5.497,12	6.503,98	5.998,79
Recaudo total mensual [\$/mes]	44.374.609	94.312.050	222.535.362	130.344.380
Presupuesto [\$/año]	739 millones	587 millones	2.315 millones	1.116 millones
Demanda insatisfecha [kWh/mes]	256.919	0	0	0
Dinero acumulado de la gobernación del Vaupés	0	15.530.345.187	15.530.345.187	15.530.345.187

Al analizar la disminución de la capacidad de alojamiento por medio de las tres políticas de solución propuestas se decide realizar nuevamente todas las simulaciones hasta el

año 2060 para observar su comportamiento en los años futuros. Se tiene como resultado que la capacidad deja la tendencia de disminuir y empieza a aumentar para alcanzar nuevamente la capacidad máxima de alojamiento de la red como se ve en la figura 5-8.

Figura 5-8: Capacidad de alojamiento y generación total con periodo de simulación hasta el año 2060.



Fuente: Elaboración propia

5.5 Discusión

Las condiciones técnicas de la prestación del servicio de energía eléctrica en la localidad de Mitú mejoraron con las tres políticas planteadas logrando que la capacidad de alojamiento superara el 20% del valor de la capacidad de generación instalada y por ende la no aparición de la demanda insatisfecha. Lo anterior, es resultado de las mejoras técnicas y de infraestructura provenientes del rediseño. Por medio de la política 2 se alcanza la capacidad de alojamiento deseada a mayor velocidad en comparación con las otras dos políticas. También, el recaudo junto con el presupuesto disponible para inversión y mantenimiento aumentaron ya que el número de usuarios y la demanda de

energía pudo crecer al pasar los años de simulación ya que las condiciones de la red de distribución y la capacidad de generación ubicada en esta localidad así lo permitieron.

La política 2 presenta el mayor aumento en el recaudo y presupuesto disponible de las tres políticas, este resultado se da por la aplicación de tarifas diferenciadoras y no por tarifas fijas, aumentar la demanda comercial y tener un número de usuarios mayor que los usuarios oficiales. Cabe aclarar que las tres políticas mejoraron las condiciones económicas de la red, pero se evidenció que esta mejora se da en mayor proporción por medio de la aplicación de la política 2.

Al presentarse aumento en el recaudo y modificarse el porcentaje destinado a inversión y mantenimiento de 50% y 30% por año respectivamente queda un 20% que puede ser implementado en mejoras de las instalaciones domiciliarias de los usuarios y capacitaciones de uso racional y eficiente de la energía. Adicional a lo anterior, las tres políticas proponen la creación de una bolsa de ahorro que se abastece del dinero destinado por la gobernación para la intervención de las redes de distribución, esta bolsa al finalizar las simulaciones muestra que triplica el valor del dinero invertido en el rediseño; es decir, se recupera la inversión y se tiene dinero extra para futuras nuevas inversiones en el aumento de la capacidad o la adecuación de las instalaciones eléctricas de proyectos productivos que conlleven un aprovechamiento de la materia prima presente en la región o emprendimientos que generen ingresos monetarios a los usuarios finales.

Cabe mencionar que la formulación de las tres políticas se hizo teniendo en cuenta las mejoras técnicas y operativas de la red, y las características sociales de la población residente en la zona, ya que al aplicarse tarifas diferenciadoras se genera un impacto en la economía de los hogares, el cual es contrarrestado con la capacitación del usuario final con respecto a la eficiencia energética, uso racional y eficiente de la energía. Lo anterior, permite que no se genere un impacto negativo, ya que estas alternativas conllevan a una disminución de la demanda energética por usuario y si es el caso un aumento controlado de la demanda general del municipio.

6. Conclusiones

Las conclusiones generales encontradas en esta tesis de maestría son construidas a partir de los objetivos específicos propuestos, que recogen el objetivo general. A continuación, se lista cada objetivo específico y posteriormente se explican los resultados y aportes obtenidos en este trabajo.

Objetivo específico 1:

Analizar incentivos técnicos y económicos implementados en zonas aisladas a partir de experiencias internacionales, relacionadas con la promoción de electrificación sostenible.

En este trabajo se revisó la literatura sobre la electrificación sostenible a nivel internacional en zonas aisladas. Se observó un consenso general sobre la importancia de la electrificación sostenible en la reducción de la pobreza y lograr las metas propuestas en el ODS 7. Un elemento adicional que se evidenció es que la energía eléctrica permite producir y aprovechar la materia prima de las localidades, mejorar la calidad en la educación, aumentar la cobertura hospitalaria y habilitar diferentes escenarios de socialización.

Para el logro de la electrificación se identificaron barreras y retos técnicos, económicos, sociales, culturales, políticos y geográficos. En las barreras técnicas se hace recurrente el deficiente estado de la infraestructura de las redes de generación y distribución por falta de inversión y mantenimiento correctivo y preventivo, la falta de madurez de las FNCER y la poca conciencia de ahorro del usuario final. En las barreras económicas se evidenció el alto costo de capital inicial que conlleva poner en marcha los proyectos con fuentes de energía renovables junto con la ausencia de mecanismos de financiación y las características económicas de los usuarios residentes en estas zonas. En las barreras sociales y culturales se identificó el robo de activos y la no aceptación de las FNCER.

Como barreras políticas se encontró la asignación inadecuada de subsidios, falta de políticas que incentiven la electrificación sostenible y el no apoyo económico a las instituciones de investigación. Además, las condiciones geográficas adversas se presentan como otra barrera ya que impiden la interconexión masiva de los usuarios.

La revisión y análisis también permitió proponer posibles oportunidades o alternativas de solución a los problemas mencionados anteriormente en el contexto colombiano. Las oportunidades propuestas se clasificaron en tres dimensiones: Continuidad en el suministro de energía eléctrica, sostenibilidad económica y diversificación de la matriz energética. Con respecto a la continuidad del suministro se propone mejorar la infraestructura de las redes existentes además de la instalación de sistemas de medida y control avanzados. Adicional, se identificó que es necesario contar con gestión de activos en las redes que permitan ahorrar costos en el reemplazo de equipos y brindar un aprovechamiento adecuado de los mismos. Sumado a lo anterior, se deben tener campañas permanentes direccionadas a la conciencia de ahorro y el uso eficiente de la electricidad para tener una disminución en la demanda energética de las localidades.

De la revisión también se identificó que la sostenibilidad económica de los proyectos eléctricos en zonas aisladas es un aspecto fundamental para su operación a largo plazo. Para esto se hacen necesarios modelos innovadores de negocio con potencial participación privada, alianzas público privado, incentivos y esquemas que pasan por la necesidad de tarifas reales que permitan tener un porcentaje de aplicación a estos gastos. También se hace necesario mejorar las capacidades técnicas en las regiones para realizar dichas actividades. Finalmente, se constató que la diversificación de la matriz energética de las zonas aisladas, sobre todo con fuentes renovables, permite tener un aprovechamiento de los recursos naturales primarios presentes en las mismas ahorrando costos de combustibles, pero con necesidad de respaldo de energía convencional en menos capacidad.

Objetivo específico 2:

Desarrollar un modelo de simulación en dinámica de sistemas que incluya aspectos técnicos y económicos, aplicado a una capital departamental de las ZNI.

Se desarrolló una plataforma multipropósito conformada por diferentes softwares técnicos, de prefactibilidad y de DS. el proceso de creación se inició mediante el análisis de las características de las ZNI colombianas, con el propósito de identificar el impacto que tiene la realización de las actividades de inversión y mantenimiento en las redes de distribución aisladas. Durante el desarrollo de la plataforma, se evidenció que estas localidades poseen características diferenciadoras como lo son las características técnicas de las redes, el número de usuarios, la ubicación según la altura sobre el nivel de mar, el consumo de energía eléctrica, entre otros. Se seleccionó una de las capitales departamentales como caso de estudio para el desarrollo de la presente tesis, la cual es el municipio de Mitú, Vaupés. Mitú es la única capital que presenta aportes energéticos de generación diésel en conjunto con generación hidroeléctrica. Según los informes de telemetría la generación cumple con sus actividades las 24 horas del día, pero el usuario final presenta cortes de manera recurrente. Por esto, se buscaron las razones de los cortes y de las pérdidas eléctricas que presenta la red.

Se desarrolló una plataforma integrada teniendo en cuenta las características de la prestación del servicio en esta localidad, las condiciones técnicas de la red de distribución y las condiciones económicas que enfrentan los operadores de red, para el diseño de dicha plataforma fue necesario formular un diagrama causal seguido del modelo formal. El diagrama causal muestra los ciclos de realimentación que permiten obtener mejoras en la prestación del servicio y aumento en la cobertura mediante la realización adecuada de las actividades de inversión y mantenimiento en las redes; para la realización de las anteriores actividades es necesario aumentar el presupuesto disponible para la red por medio del recaudo e ingresos de otras fuentes como lo es el dinero destinado por la gobernación. Además, el diagrama deja en claro que se puede generar un aprovechamiento productivo a este servicio generando mejoras en las condiciones económicas del usuario final y por ende mejoras en el recaudo realizado por el operador de red.

Para el modelo en DS, es necesario conocer las condiciones técnicas de las redes. Del análisis del estudio de caso, se observó que hay cortes constantes en el servicio que pueden presentarse en la red de generación o en la red de distribución, por esto se decidió analizar la capacidad de generación instalada y las condiciones técnicas de la red

de distribución del municipio por medio de softwares técnicos. En el software de Homer Pro se simuló la microrred presente en la localidad y se obtuvo como resultado que la capacidad de generación instalada en la actualidad está sobredimensionada; es decir, que con la capacidad que se cuenta, se puede dar cubrimiento a la demanda eléctrica existente en la localidad. En el software de Digsilent se simuló la red de distribución y se concluyó que para obtener mejoras en la prestación del servicio es necesario realizar el rediseño de esta ya que las barras presentan caídas de tensión, algunos transformadores se encuentran sobrecargados y se muestra la sensibilidad de la red al aumento de la demanda en horas pico dejando la red de converger, es decir, colapsa y genera desconexiones de los usuarios. Con base en las fallas encontradas en la red de distribución, y estudios realizados previamente en la localidad, se concluyó que en Mitú la ausencia de inversión, mantenimiento correctivo y preventivo a la red de distribución son las principales causas de la intermitencia y mala calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, resultado de la falta de dinero disponible para intervenir en las redes. Por lo anterior, se buscaron alternativas que permitieran aumentar el recaudo y el presupuesto disponible para remodelar la infraestructura de la red de distribución.

Objetivo específico 3:

Realizar experimentos de simulación a partir del modelo propuesto para evaluar potenciales incentivos propuestos en una capital departamental de las ZNI

Con el modelo desarrollado, se realizaron simulaciones de tres posibles políticas energéticas que fueron comparadas con el escenario base. Las políticas planteadas fueron la estratificación de los usuarios residenciales que cuentan con locales comerciales en sus hogares. También dos políticas de pago del servicio de energía eléctrica por consumo y no por tarifa fija para usuarios comerciales y oficiales. Aclarando que la implementación de la eficiencia energética y el uso racional y eficiente de la energía no permiten generar un impacto negativo a los usuarios ya que por cuestiones económicas el consumo de energía eléctrica será de manera controlada y consciente.

Las condiciones técnicas de las políticas son similares ya que el rediseño debe ser aplicado a cualquier alternativa si se quiere lograr mejorar las condiciones de prestación

del servicio. Al mejorar estas condiciones técnicas y de infraestructura desaparece la demanda insatisfecha en los tres escenarios permitiendo tener aumento en el número de usuarios y por ende en la demanda energética de la localidad. Con el crecimiento de la demanda el recaudo aumenta y como resultado el presupuesto disponible para la intervención de la red de distribución también aumenta.

El análisis comparativo de las políticas mostró que se logra mayor sostenibilidad económica con el cobro a los usuarios comerciales por su consumo por medio de una tarifa similar a la aplicada en el SIN, esta alternativa se replicó para usuarios oficiales y se obtuvo un comportamiento similar al de los usuarios comerciales, pero en menor magnitud económica. La política de estratificación presenta mejoras económicas en comparación con el escenario base, pero en menor proporción que las otras políticas. Además, la política de cobro por consumo de los usuarios comerciales tiene en cuenta el aumento de la demanda comercial por los usos productivos que puede tener la energía eléctrica, estos usos mejoran las condiciones económicas de las personas residentes en esta localidad por medio de emprendimientos o aprovechamientos de la materia prima. Las tres políticas planteadas consideran una bolsa de ahorro destinada para la recuperación del dinero invertido en el rediseño, futuras inversiones de modernización de las redes, adecuación de las instalaciones necesarias para los emprendimientos o instalaciones domiciliarias de cualquier tipo de usuario.

Un elemento importante es que las tres políticas mejoran las condiciones de vida de las personas ya que la prestación del servicio de energía eléctrica se realiza sin ningún contra tiempo, las tres políticas cuentan con la bolsa de dinero de ahorro. Sin embargo, la política que cuenta con mayor sostenibilidad a largo plazo es la enfocada a los usuarios comerciales además de permitir el aumento en la demanda comercial algo que no tienen en cuenta las otras dos políticas.

6.1 Trabajos futuros

- Realizar el estudio a nivel de factibilidad de la modernización de la red de distribución del municipio de Mitú, con base en el análisis de prefactibilidad realizado en esta tesis.

- Determinar, por medio de técnicas de análisis de escenarios, otras arquitecturas económicas que logren mayor sostenibilidad integral en sus procesos de modernización de las redes de distribución ubicadas en zonas aisladas.
- Realizar estudios de confiabilidad para la instalación de FNCER en las localidades de la ZNI, junto con estudios de viabilidad técnico-económica.
- Determinar el posible crecimiento de la demanda comercial en localidades aisladas al tenerse las condiciones técnicas en las redes de generación y distribución adecuadas.
- Realizar análisis de confiabilidad N- 1 en las redes de generación ubicadas en Mitú Vaupés para estudiar las condiciones técnicas de los activos ubicados en las centrales de generación diésel y PCH.

6.2 Divulgación académica

La divulgación de los temas tratados en esta tesis de investigación se realizó por medio de ponencias y diferentes artículos los cuales se listan a continuación:





- Ponencia en el evento XVIII Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas llevado a cabo del 26 al 30 de octubre del 2020, titulada “Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona no Interconectada de Colombia”.
- Ponencia en el evento X Simposio Internacional de la Calidad de la Energía – X SICEL 2021 llevado a cabo del 13 al 15 de octubre de 2021, titulada “Una revisión integral de la sostenibilidad en las microrredes aisladas colombianas”.
- Ponencia en el evento XIX Congreso Latinoamericano y Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas 2021 llevado a cabo del 1 al 5 de noviembre del 2021, titulada “Incentivos para la promoción de la electrificación sostenible en la Zona No Interconectada de Colombia”.
- Artículo titulado “Una revisión integral de la sostenibilidad en las microrredes aisladas colombianas” para publicación en la Revista Tecnura.

- Vinculación al Proyecto Modelamiento y Simulación de Incentivos para la Eficiencia Energética en Zonas No Interconectadas (ZNI) - H:47501

A. Anexo: Modelo formal e interfaz gráfica software de Powersim Studio

Para la construcción del modelo formal se selecciona el software de Powersim. Este modelo es la representación de las variables de flujos, niveles, parámetros y auxiliares de un diagrama causal. La tabla 6-1 muestra la representación gráfica de dichas variables.

Tabla 6-1: Variables de un modelo en Powersim Studio.

Variable	Representación gráfica	Explicación
Nivel		Los niveles representan una variable de estado correspondiente a una ecuación diferencial y solo es necesario ingresar el valor de la condición inicial.
Flujo		Los flujos representan los valores de entrada y salida de un nivel en un periodo de tiempo.
Auxiliar		Las variables auxiliares permiten realizar operaciones matemáticas en el modelo por cada instante de tiempo de modelación.
Parámetro		Los parámetros representan valores constantes durante toda la simulación.

Mediante el diagrama de flujos y niveles se realiza la formulación matemática del modelo formal, la tabla 6-2 describe esta formulación mediante la clasificación de las variables y sus respectivas ecuaciones. En la sección 4.4 se explica con mayor detalle el diseño.

Tabla 6-2: Principales ecuaciones modelo formal en dinámica de sistemas.

Nombre	Tipo de variable	Abreviación	Ecuación
Demanda	Auxiliar	Dem	$Dem_{m,i} = U_{m,i} * Du_{m,i}$
Demanda unitaria	Parámetro	$Du_{m,i}$	Demanda promedio de energía eléctrica por cada usuario [177]
Demanda total	Auxiliar	Dt_m	$Dt_m = \sum Dem_{m,i} + p$
Capacidad de alojamiento de la red	Nivel	HC	$\frac{dHC}{dt} = MR - Dred$
Recaudo	Auxiliar	R_m	$R_m = \sum Tf_{m,i} * U_{m,i}$
Tarifa fija	Parámetro	$Tf_{m,i}$	Tarifa fija aplicada cada mes a los usuarios según su clasificación (residenciales, comerciales, oficiales) [22]
Capacidad de generación diésel instalada	Nivel	CD	$\frac{dCD}{dt} = ID - DD$
Desmonte diésel	Flujo	DD	Valor establecido por escenario
Instalación diésel	Flujo	ID	Valor establecido por escenario
Capacidad de generación PCH instalada	Nivel	$CPCH$	$\frac{dCPCH}{dt} = IPCH - DPCH$
Desmonte PCH	Flujo	$DPCH$	Valor establecido por escenario
Instalación PCH	Flujo	$IPCH$	Valor establecido por escenario
Generación total	Auxiliar	GT	$GT = CD + CPCH$
Perdidas	Parámetro	p	Valor hallado por el estudio de rediseño de la red de distribución del municipio de Mitú Vaupés
Usuarios	Nivel	$U_{m,i}$	$\frac{dU_{m,i}}{dt} = Cu_{m,i} + usuarios\ existentes$
Crecimiento usuarios	Flujo	$Cu_{m,i}$	$Cu_{m,i} = IF(GR_m < Dt_m; 0 << Usuario/yr >>; TC_i' * U_{m,i})$
Tasa de crecimiento	Parámetro	TC_i	Tasa de crecimiento de usuarios según el

			SUI
Nombre	Tipo de variable	Abreviación	Ecuación
Mejoras en capacidad	Flujo	MR	$MR = (Dred * CM) + CI$
Capacidad por invertir	Auxiliar	CI	$CI = IF(HC < GR_m; \frac{Ir}{CIN}; 0 \ll \frac{kW}{yr} \gg)$
Inversión red	Auxiliar	Ir	$Ir = \%inversión * Pre_m$
Porcentaje de inversión	Parámetro	$\%inversión$	Porcentaje del presupuesto implementado en inversión
Costo inversión	Parámetro	CIN	Valor necesario para invertir en un KW
Porcentaje cobertura mantenimiento		CM	$CM = IF(HC < GR_m; Mantenimiento / N; 0)$
Mantenimiento red	Auxiliar	$Mantenimiento$	$Mantenimiento = Pre_m * \%mantenimiento$
Porcentaje de mantenimiento	Parámetro	$\%mantenimeinto$	Porcentaje del presupuesto implementado en mantenimiento
Mantenimiento cubierto	Auxiliar	MC	$MC = Mantenimiento / MN$
Inversión necesaria O&M red	Auxiliar	MN	$MN = CostoM * HC$
Costo mantenimiento	Auxiliar	$CostoM$	Valor necesario para mantener un KW en un año
Desgaste de red	Flujo	$Dred$	$Dred = HC / VU$
Vida útil red	Parámetro	VU	Años de vida útil de la red de distribución
Gasto subsidio	Flujo	$GSub_m$	$GSub_m = MIN(CTg; SubT)$
Subsidios totales	Nivel	$SubT_m$	$\frac{dSubT_m}{dt} = Sub_m - GSub_m - ExSub_m$
Excedentes subsidios	Flujo	$ExSub_m$	$ExSub_m = MAX\left(0 \ll \frac{\$}{mo} \gg; \left(\frac{SubT_m}{1} \ll mo \gg\right) - GSub_m\right)$
Subsidios gobierno	Flujo	Sub_m	$Sub_m = SubU_{m,i} * U_{m,i}^*$

Subsidio por usuario	Auxiliar	$SubU_{m,i}$	$SubU_{m,i} = Tr_i * Cmax * Cpg$
Nombre	Tipo de variable	Abreviación	Ecuación
Tarifa referencia	Parámetro	Tr_i	Tarifa referencia aplicada a los usuarios finales
Consumo máximo	Parámetro	$Cmax$	Consumo básico de subsistencia
Costo promedio de generación	Auxiliar	Cpg	$Cpg = [(GPCH * CuPCH) + (GD * CuD)] / KWht$
Generación PCH	Auxiliar	$GPCH$	Generación en KWh de la PCH en un mes
Generación diésel	Auxiliar	GD	Generación en KWh de las unidades diésel en un mes
KWh totales generados	Auxiliar	$KWht$	$KWht = GPCH + GD$
Costo total de generación	Auxiliar	CTg	$CTg = (GPCH * CuPCH) + (GD * CuD)$
Costo unitario PCH	Parámetro	$CuPCH$	Costo unitario de generación con PCH (tiene en cuenta costos de operación y mantenimiento)
Costo unitario diésel	Parámetro	CuD	Costo unitario de generación con diésel (tiene en cuenta costos de operación y mantenimiento)
Costos	Flujo	Cos_m	$Cos_m = Ir + Mantenimiento$
Beneficio	Flujo	Be_m	$Be_m = MAX(0 \ll \frac{\$}{AÑO} \gg; R_m - OPEX)$
OPEX promedio	Auxiliar	$OPEX$	Costos de operación de la red de distribución
Presupuesto disponible	Nivel	Pre_m	$\frac{dpre_m}{dt} = Be_m + ExSub_m + PreG_m - Cos_m$
Presupuesto gobernación	Flujo	$PreG_m$	Presupuesto destinado por la gobernación para el mantenimiento y operación de la red de distribución
Demanda no	Auxiliar	Dns_m	$Dns_m = MAX(Dt_m - GR_m; 0)$

satisfecha			
Generación real	Auxiliar	GR_m	$GR_m = HC - (p * HC)$
Nombre	Tipo de variable	Abreviación	Ecuación
Consumo	Auxiliar	C_m	$C_m = MIN(Dt_m; GR_m)$

*El subíndice m representa el mes en el que se calcula la variable

*El subíndice i representa la clase de usuario: residencial, comercial u oficial

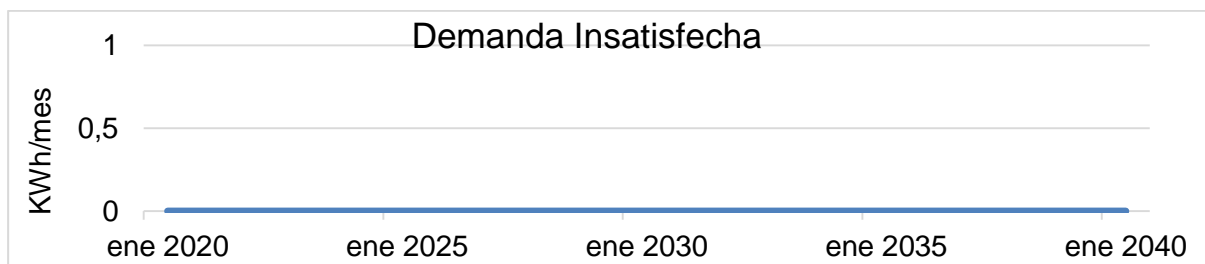
Después de la formulación matemática del modelo formal se debe realizar la evaluación del comportamiento, por esto se debe realizar la validación para evaluar la coherencia de este. Uno de los métodos de validación es la evaluación de las condiciones extremas, esta evaluación se realiza para analizar si el modelo cumple con comportamientos predecibles ante estas condiciones. Las condiciones propuestas fueron:

- Aumento 1.000% de presupuesto
- Disminución del 100% del presupuesto de la gobernación
- Capacidad de generación igual a 2 MW de PCH y 0 MW de diésel

Aumento del 1.000% de presupuesto

En el modelado con aumento de presupuesto del 1000% durante todos los años de simulación por parte de la gobernación del departamento del Vaupés se observa que no aparece demanda insatisfecha ya que el mantenimiento e inversión tienen fondos monetarios suficientes para generar un aumento de la capacidad de alojamiento de la red como se muestra en la figura 6-1.

Figura 6-1: Demanda insatisfecha para el modelo con aumento de presupuesto.



Fuente: Elaboración propia

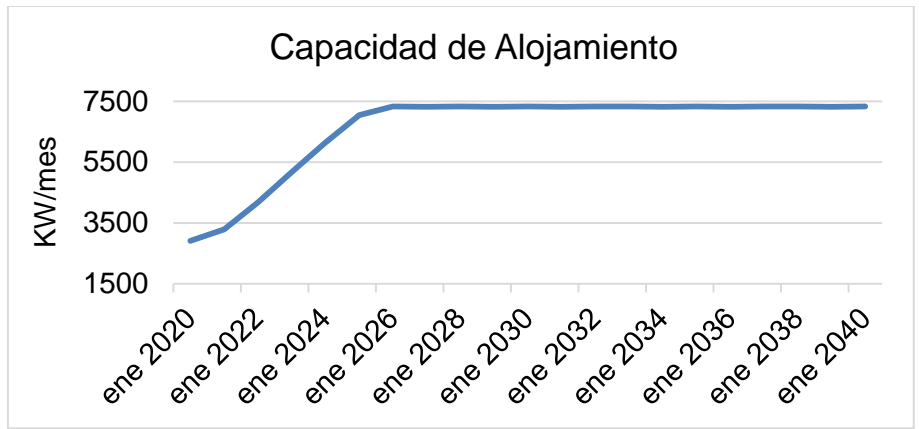
El recaudo no presenta variaciones ya que este depende del número de usuarios y no del consumo de energía eléctrica, su valor aumenta en todos los años de simulación como se evidencia en la tabla 6-3. Además, la capacidad de la red presenta aumento hasta alcanzar el valor máximo posible de potencia alojada en el sistema, este valor es igual a la capacidad de generación instalada en la localidad, es decir, la capacidad de alojamiento alcanza este valor y se mantiene constante los demás años de simulación como se ve en la figura 6-2.

Tabla 6-3: Recaudo total mensual para el modelo con aumento de presupuesto.

Tiempo	Recaudo total mensual (\$/mo)
1 de ene. de 2020	36.433.761,00
1 de ene. de 2025	44.700.982,98
1 de ene. de 2030	55.239.477,22
1 de ene. de 2035	68.706.773,61
1 de ene. de 2040	85.955.271,40

¡Uso no comercial solamente!

Figura 6-2: Capacidad de la red para el modelo con aumento de presupuesto.



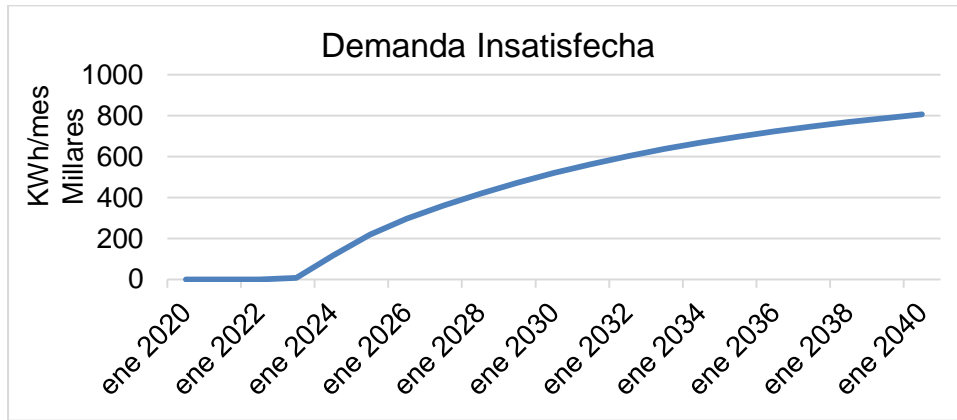
Fuente: Elaboración propia

Disminución del 100% del presupuesto de la gobernación

Con la disminución del 100% del presupuesto de la gobernación se evidencia que la demanda no satisfecha aparece en el año 2022 y aumenta exponencialmente como se evidencia en la figura 6-3, esto se da dada la usencia del dinero necesario para realizar

las actividades de inversión y mantenimiento en la red de distribución. Por lo anterior, como resultado se tiene un comportamiento constante en el recaudo ya que el número de usuarios no puede aumentar por que la demanda no puede ser cubierta, la tabla 6-4 muestra el recaudo realizado durante los años de simulación.

Figura 6-3: Demanda insatisfecha para el modelo con disminución de presupuesto.



Fuente: Elaboración propia

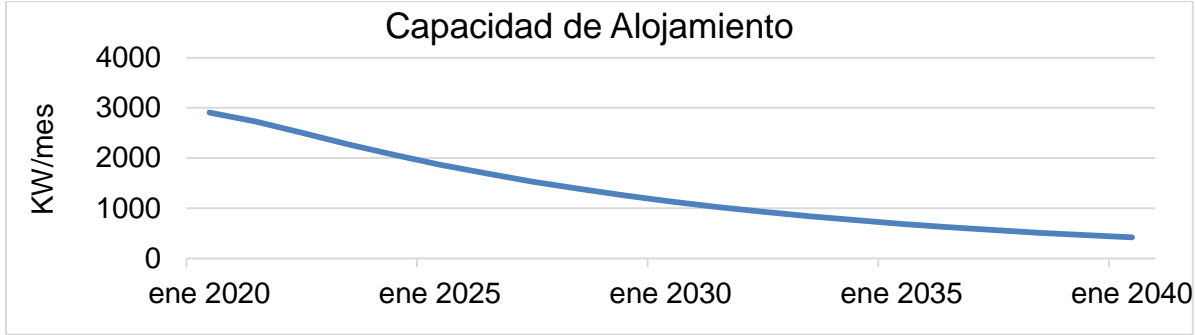
Tabla 6-4: Recaudo total mensual para el modelo con disminución de presupuesto.

Tiempo	Recaudo total mensual (\$/mo)
1 de ene. de 2020	36.433.761,00
1 de ene. de 2025	44.700.982,98
1 de ene. de 2030	45.279.236,69
1 de ene. de 2035	45.279.236,69
1 de ene. de 2040	45.279.236,69

¡Uso no comercial solamente!

Lo anterior de igual manera conlleva que el presupuesto disminuya puesto que, no hay ingreso de dinero suficiente por parte del recaudo para intervenir la red, lo que conlleva que la capacidad de la red disminuya como se muestra en la figura 6-4.

Figura 6-4: Capacidad de la red para el modelo con disminución de presupuesto.

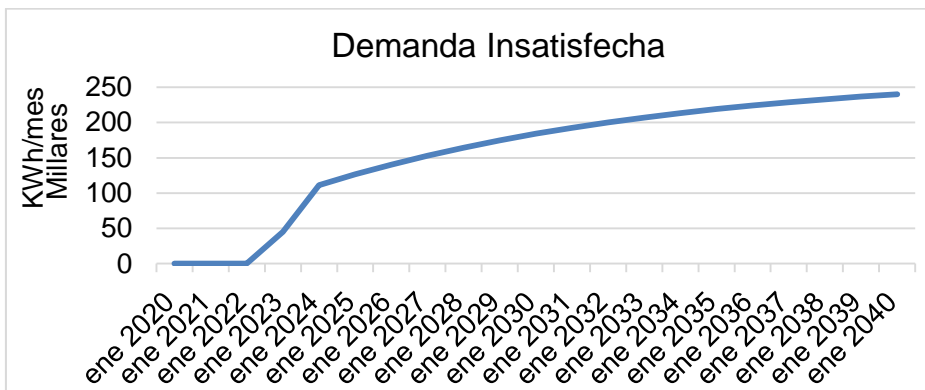


Fuente: Elaboración propia

Capacidad de generación igual a 2MW de PCH y 0 MW de diésel

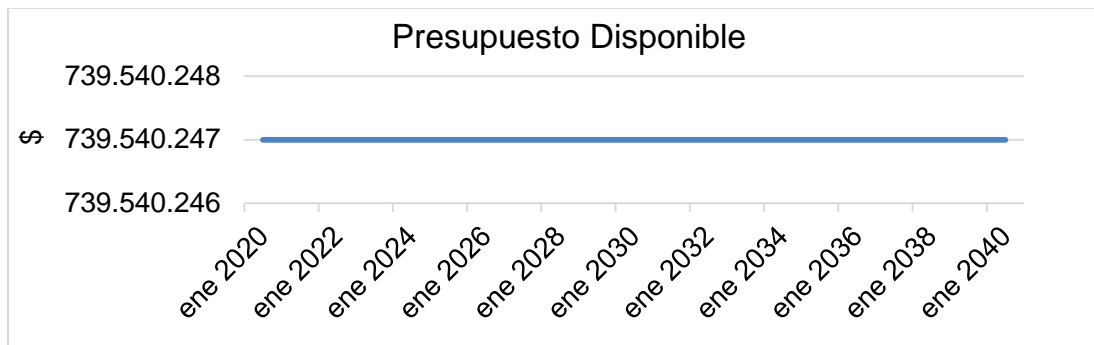
Al disminuir la capacidad de generación y contar únicamente con la generación de la PCH la demanda insatisfecha aparece en el año 2023 ya que esta capacidad de generación es insuficiente para cubrir el aumento de la demanda energética del municipio como puede apreciarse en la figura 6-5, el presupuesto se mantiene constante ya que el número de usuarios no crece y únicamente se cuenta con el dinero anual inyectado por la gobernación para mantenimiento e inversión de las redes de distribución para cada año como se muestra en la figura 6-6.

Figura 6-5: Demanda no satisfecha para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.



Fuente: Elaboración propia

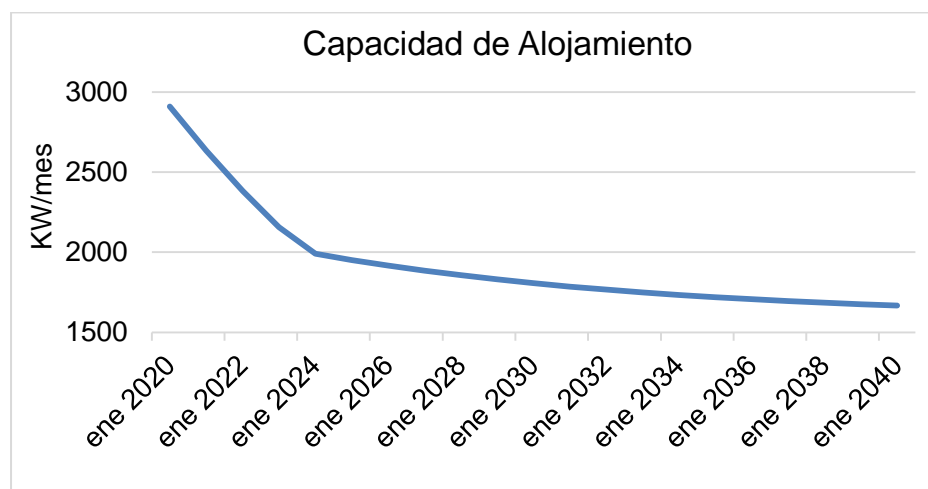
Figura 6-6: Presupuesto disponible para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.



Fuente: Elaboración propia

La capacidad de la red disminuye puesto que el presupuesto disponible no alcanza a cubrir el mantenimiento y la inversión necesaria para asegurar el correcto funcionamiento de esta, además, el desgaste de los equipos y la vida útil de la red generan una disminución mayor en KW en comparación con el aumento generado con inversión y mantenimiento. La figura 6-7 muestra el comportamiento de la capacidad de la red.

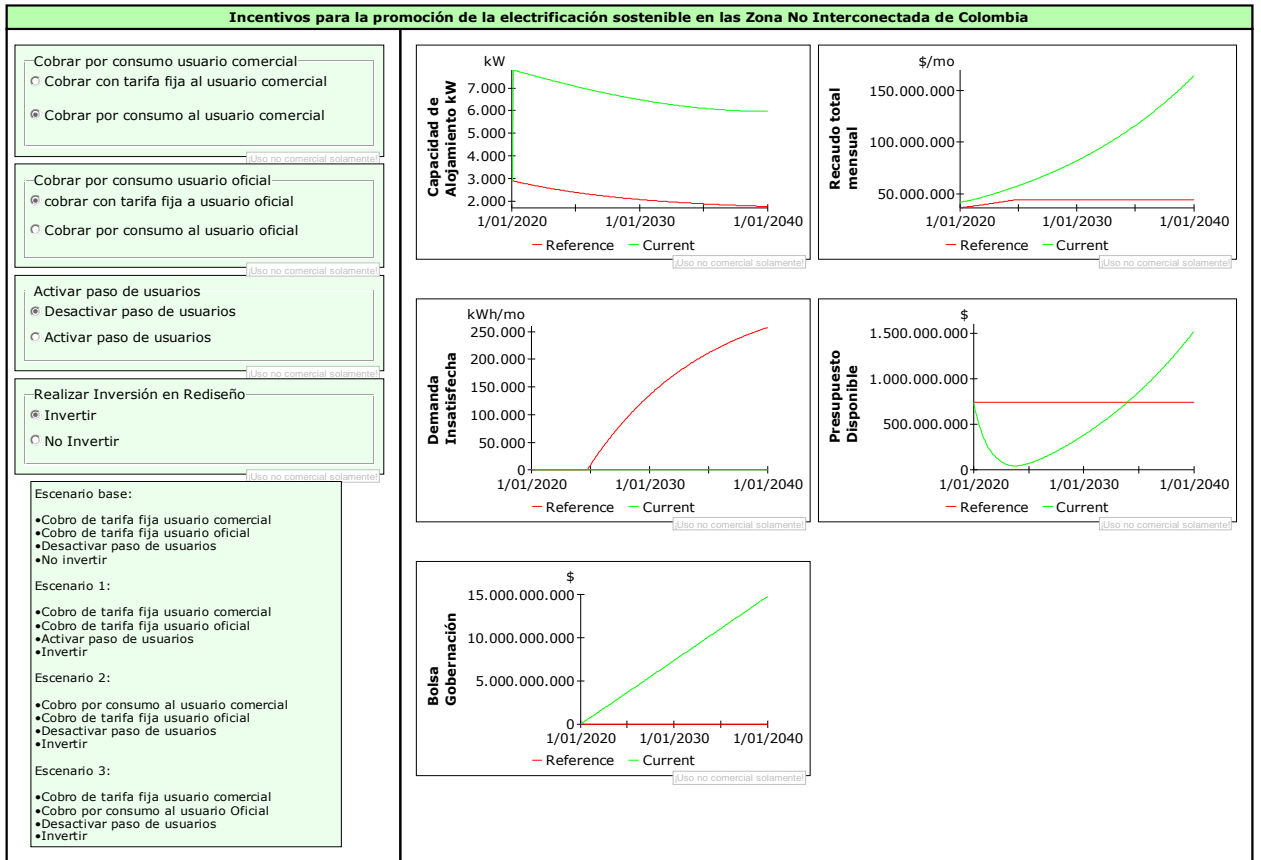
Figura 6-7: Capacidad de la red para el modelo con generación insuficiente para la demanda existente.



Fuente: Elaboración propia

La figura 6-8 muestra el inicio de la interfaz gráfica creada para la visualización de los resultados obtenidos en cada de los escenarios. Aparecen cuatro Switch Control que pueden ser modificados según el escenario que se quiera visualizar. También, aparece un cuadro de texto que explica que opciones deben ser seleccionadas para analizar los escenarios estudiados en esta tesis, si el usuario quiere realizar otras simulaciones diferentes a las planteadas puede hacerlo sin ningún inconveniente. Los resultados son cinco graficas que corresponden a la capacidad de alojamiento, el recaudo total mensual, demanda insatisfecha, presupuesto disponible y el dinero acumulado en la bolsa de ahorro de la gobernación, cada una de las gráficas muestra dos resultados el primero corresponde a los resultados del escenario base y el segundo corresponde a los valores obtenidos en cualquiera de los tres escenarios de solución propuestos, esto se hace con el fin de poder tener una comparación de los datos del escenario si no se presentan modificaciones de las condiciones actuales con el escenario con las modificaciones propuestas.

Figura 6-8: Interfaz realizada para la visualización de los resultados en el software de Powersim Studio.



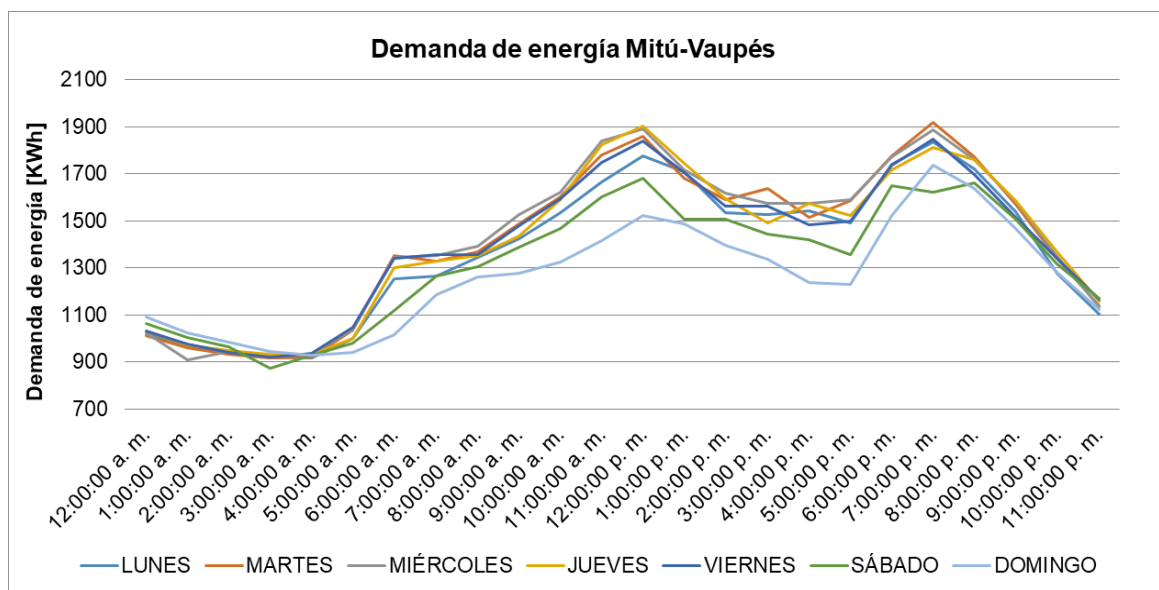
Fuente: Elaboración propia

B. Anexo: Simulación red de distribución localidad Mitú-Vaupés en el software de Digsilent

Para la simulación de la red de distribución se tuvo que diseñar el diagrama unifilar en el software de Digsilent, esto se realizó en base a estudios de campo preliminares realizados por miembros de la Universidad Nacional de Colombia que muestran la ubicación de los transformadores junto con su capacidad en MVA, el calibre de los conductores, longitud de las líneas y la carga conectada a cada uno de estos transformadores.

El software solicita ingresar los datos de la demanda energética de la localidad, diferenciando fines de semana con los días entre semana, ya que el comportamiento es diferente como se observa en la figura 6-9.

Figura 6-9: Demanda energética Mitú Vaupés.



Fuente: Elaboración propia

El software toma una curva de demanda promedio que sea similar al de la vida real. Para obtener el perfil de demanda deseado se debe calcular el porcentaje de subida o bajada (%S) de la demanda en el periodo de tiempo siguiente, este porcentaje corresponde al cambio de la demanda para formar la curva deseada, si el resultado es positivo en la gráfica se presenta una subida y si es negativo se presenta una bajada, para este cálculo es necesario escalar la demanda promedio de la localidad por medio de un factor de escala, este valor fue modificado hasta alcanzar un comportamiento similar al de la vida real y es igual a 0,64537397. La ecuación 6-1 describe el cálculo de %s y los resultados por periodo de tiempo se listan en la tabla 6-5:

$$\%S = \frac{\text{Demanda de la hora siguiente} - \text{Demanda de la hora actual}}{\text{Demanda del primer periodo}} * 100\%$$

(6.1)

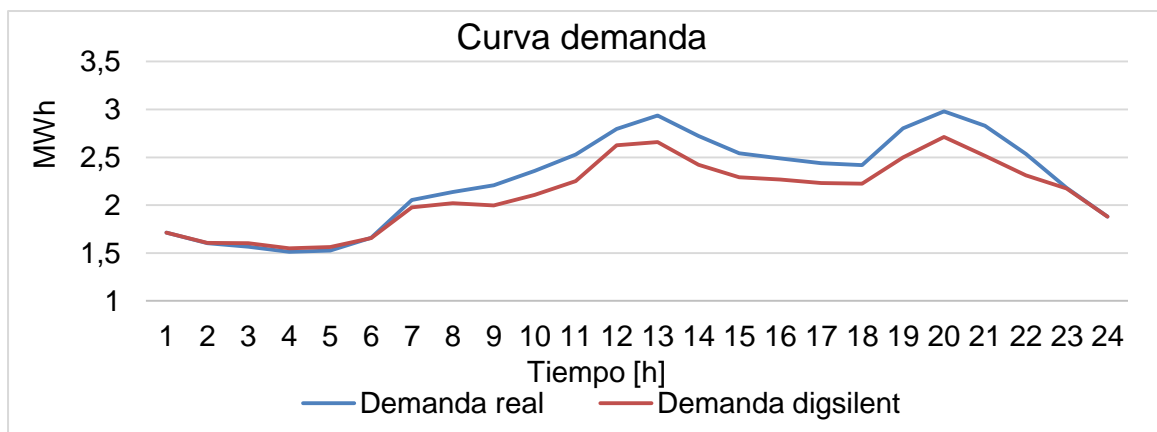
Para verificar la veracidad de la curva la comparamos con la curva real obteniendo curvas similares, pero no iguales como se observa en la figura 6-10.

Tabla 6-5: Demanda escalada ingresada a Digsilent.

HORA	PROMEDIO (MW)	Valor escalado	H	M	S	R	%S
12:00:00 a. m.	1,03867132	1,60941	0	0	0	3600	-6,42641703
1:00:00 a. m.	0,97192197	1,505982602	1	0	0	3600	-2,05804525
2:00:00 a. m.	0,950545644	1,472860216	2	0	0	3600	-3,05522175
3:00:00 a. m.	0,918811932	1,423689171	3	0	0	3600	0,78172059
4:00:00 a. m.	0,926931439	1,436270261	4	0	0	3600	7,6210288
5:00:00 a. m.	1,00608888	1,55892386	5	0	0	3600	23,1237294
6:00:00 a. m.	1,246268425	1,931079473	6	0	0	3600	4,95562669
7:00:00 a. m.	1,297741098	2,010835825	7	0	0	3600	4,09152375
8:00:00 a. m.	1,340238582	2,076685217	8	0	0	3600	8,76728073
9:00:00 a. m.	1,431301813	2,21778671	9	0	0	3600	9,81686247
10:00:00 a. m.	1,533266748	2,375780276	10	0	0	3600	15,7148118
11:00:00 a. m.	1,696491991	2,62869603	11	0	0	3600	8,21822919

12:00:00 p. m.	1,781852381	2,760961032	12	0	0	3600	-12,6004097
1:00:00 p. m.	1,650975539	2,558168778	13	0	0	3600	-10,4024943
2:00:00 p. m.	1,542927814	2,390749994	14	0	0	3600	-3,09632436
HORA	PROMEDIO (MW)	Valor escalado	H	M	S	R	%S
3:00:00 p. m.	1,510767181	2,34091744	15	0	0	3600	-3,11131031
4:00:00 p. m.	1,478450893	2,290843701	16	0	0	3600	-0,98957022
5:00:00 p. m.	1,468172511	2,274917459	17	0	0	3600	22,4487078
6:00:00 p. m.	1,701340801	2,636209208	18	0	0	3600	10,2735237
7:00:00 p. m.	1,808048945	2,801552325	19	0	0	3600	-8,88889537
8:00:00 p. m.	1,715722538	2,658493554	20	0	0	3600	-17,1012062
9:00:00 p. m.	1,538097213	2,38326503	21	0	0	3600	-20,6040528
10:00:00 p. m.	1,324088826	2,051661344	22	0	0	3600	-17,5621655
11:00:00 p. m.	1,141675649	1,769014096	23	0	0	3600	-9,91693204
Factos de Escala	0,64537397						

Figura 6-10: Comparación demanda real con demanda simulada en Digsilent.

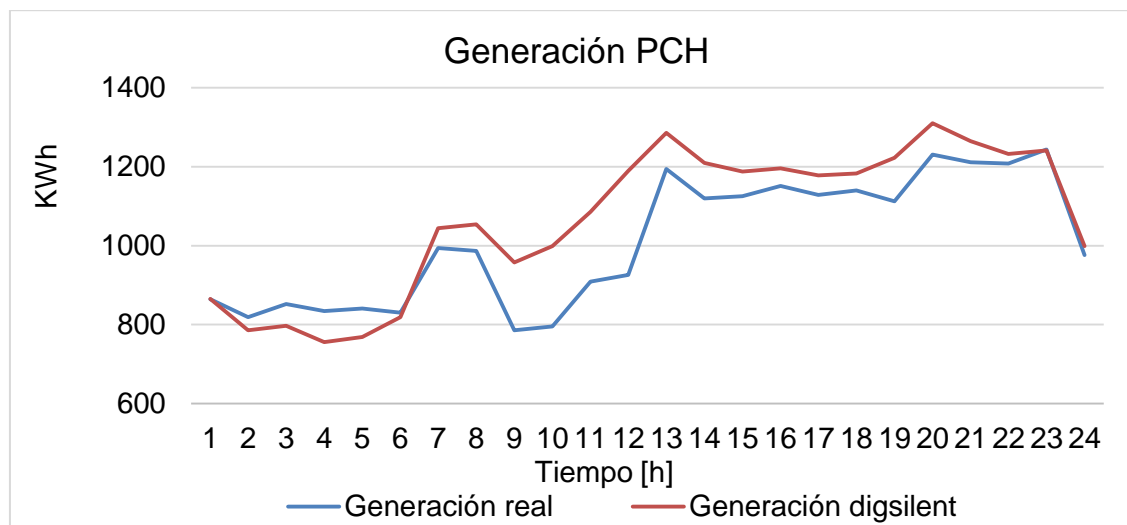


Fuente: Elaboración propia

Al simularse la red de distribución se presentaron problemas con el comportamiento de la generación proveniente de la PCH, por esto se tuvo que realizar un proceso similar al de la demanda de energía. se escaló el comportamiento real y se ingresaron los valores obtenidos al software. Para no presentar problemas se vuelven a comparar las curvas de

generación PCH real con la simulada obteniéndose un comportamiento similar, pero con valores distintos como se observa en la figura 6-11.

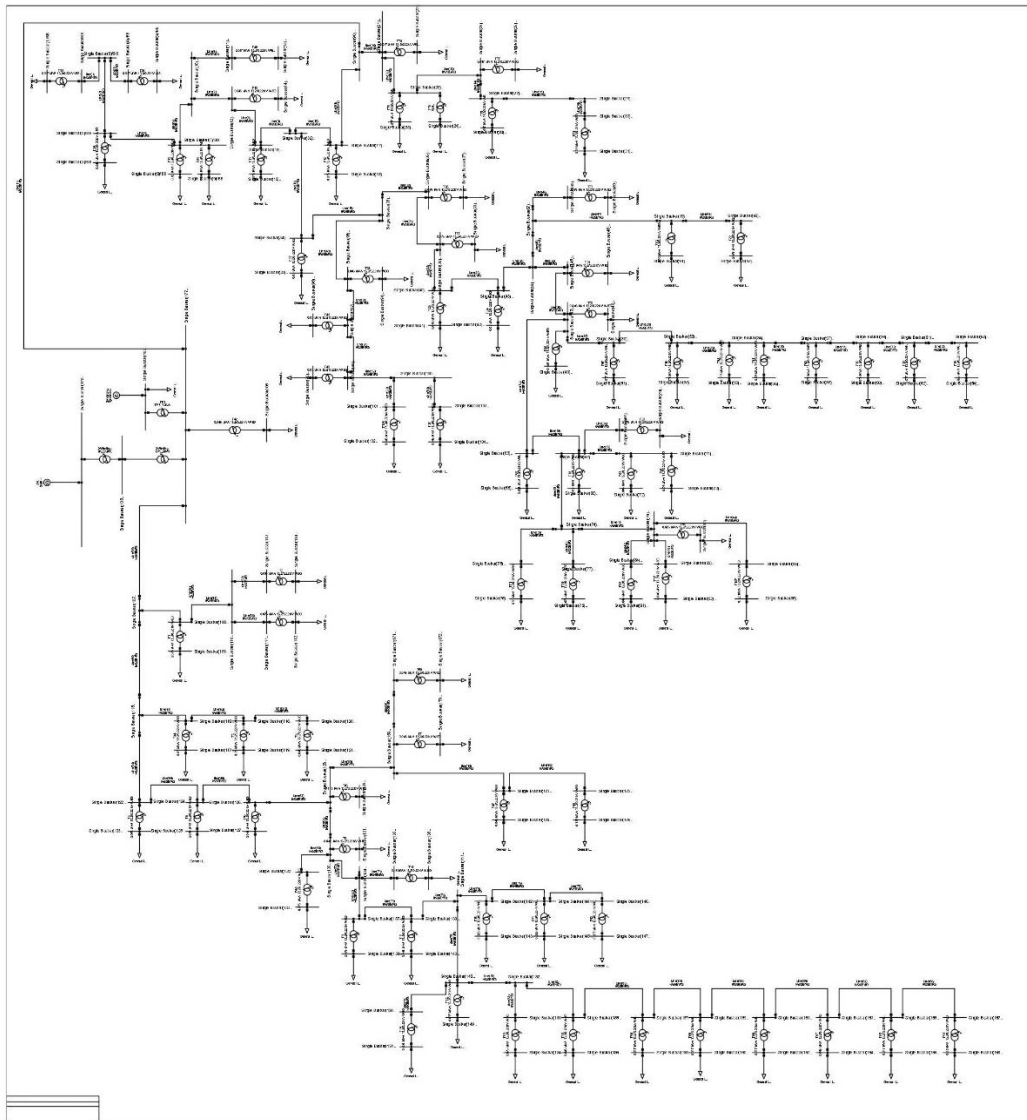
Figura 6-11: Comparación curva de generación PCH real con la simulada en Digsilent.



Fuente: Elaboración propia

El diagrama unifilar diseñado en el software de Digsilent se muestra en la figura 6-12.

Figura 6-12: Diagrama unifilar de Mitú-Vaupés en Digsilent PowerFactory.



Fuente: Elaboración propia

Bibliografía

- [1] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, and E. Colombo, “Off-grid systems for rural electrification in developing countries : Definitions , classification and a comprehensive literature review,” vol. 58, pp. 1621–1646, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [2] B. Domenech, M. Ranaboldo, L. Ferrer-Martí, R. Pastor, and D. Flynn, “Local and regional microgrid models to optimise the design of isolated electrification projects,” *Renew. Energy*, vol. 119, pp. 795–808, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.10.060.
- [3] L. Lozano and E. B. Taboada, “Demystifying the authentic attributes of electricity-poor populations: The electrification landscape of rural off-grid island communities in the Philippines,” *Energy Policy*, vol. 145, no. August, p. 111715, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111715.
- [4] B. K. Sovacool and S. E. Ryan, “The geography of energy and education: Leaders, laggards, and lessons for achieving primary and secondary school electrification,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 107–123, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.219.
- [5] N. G. Johnson and K. M. Bryden, “Energy supply and use in a rural West African village,” *Energy*, vol. 43, no. 1, pp. 283–292, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.04.028.
- [6] I. Arto, I. Capellán-pérez, R. Lago, G. Bueno, and R. Bermejo, “The energy requirements of a developed world,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 33, pp. 1–13, 2016, doi: 10.1016/j.esd.2016.04.001.
- [7] B. P. Bastakoti, “The electricity-livelihood nexus : some highlights from the Andhikhola Hydroelectric and Rural Electrification Centre (AHREC),” vol. 10, no. 3, pp. 26–35, 2006, doi: 10.1016/S0973-0826(08)60541-4.
- [8] A. López-González, B. Domenech, and L. Ferrer-Martí, “The gendered politics of rural electrification: Education, indigenous communities, and impacts for the Venezuelan Guajira,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 70, no. April, p. 101776, 2020,

- doi: 10.1016/j.erss.2020.101776.
- [9] Organización de las Naciones Unidas-ONU, “Agenda 2030: Objetivos de Desarrollo Sostenible,” *Objetivos de Desarrollo*, 2015. <https://onu.org.gt/objetivos-de-desarrollo/>.
- [10] L. Holstenkamp, “What do we know about cooperative sustainable electrification in the global South? A synthesis of the literature and refined social-ecological systems framework,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 109, no. April, pp. 307–320, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.04.047.
- [11] P. Kemeny, P. G. Munro, N. Schiavone, G. Van Der Horst, and S. Willans, “Community Charging Stations in rural sub-Saharan Africa: Commercial success, positive externalities, and growing supply chains,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 23, pp. 228–236, 2014, doi: 10.1016/j.esd.2014.09.005.
- [12] A. Chauhan and R. P. Saini, “Techno-economic feasibility study on Integrated Renewable Energy System for an isolated community of India,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 388–405, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.290.
- [13] A. G. Dagnachew, A. F. Hof, M. R. Roelfsema, and D. P. van Vuuren, “Actors and governance in the transition toward universal electricity access in Sub-Saharan Africa,” *Energy Policy*, vol. 143, no. December 2017, p. 111572, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111572.
- [14] A. Mohr and Y. Liu, “Sustainable bioenergy solutions to enable development in low- and middle-income countries beyond technology and energy access,” vol. 143, no. July, 2020, doi: 10.1016/j.biombioe.2020.105876.
- [15] S. Wang, J. Xing, Z. Jiang, and J. Li, “Decentralized economic dispatch of an isolated distributed generator network,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. June 2018, pp. 297–304, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.08.035.
- [16] F. Liévano Martínez and J. E. Londoño, “El Pensamiento Sistemico Como Herramienta Metodológica para la Resolución de Problemas,” *Soluciones Postgrado EIA*, vol. 8, pp. 43–65, 2012.
- [17] Congreso de Colombia, *Ley 143 de 1994*. 1996.
- [18] D. González-Montoya, C. A. Ramos-Paja, B. A. Potosí-Guerrero, E. E. Henao-Bravo, and A. J. Saavedra-Montes, “Análisis de factibilidad técnico-económico de microrredes que integran celdas de combustible en zonas no interconectadas de Colombia,” *TecnoLógicas*, vol. 21, no. 43, pp. 71–89, 2018, doi:

- 10.22430/22565337.1057.
- [19] J. D. Garzón-Hidalgo and A. J. Saavedra-Montes, "Una metodología de diseño de micro redes para zonas no interconectadas de Colombia," *TecnoLógicas*, vol. 20, no. 39, pp. 39–53, 2017, doi: 10.22430/22565337.687.
- [20] IPSE, "Informe telemetría mensual de diciembre 2019," 2020.
- [21] DANE, "Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), Censo Nacional de Población y Vivienda (CNPV)," 2018.
- [22] J. F. Franco García, "Diseño de Programas de Uso Racional y Eficiente de la Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas en Colombia," 2020.
- [23] S. Grisales, "Análisis de la viabilidad técnico – económica de la inclusión de energía renovable en una de las principales localidades de las ZNI," pp. 1–126, 2017.
- [24] A. Arango Manrique, "Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado," 2017.
- [25] Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015.
- [26] R. Rodríguez, G. Osma, and G. Ordóñez, "Retos de la planificación energética de micro-redes en regiones rurales remotas con cargas dispersas Energy planning challenges of microgrid in remote rural regions with scattered loads," pp. 1–8, 2017.
- [27] U. Deichmann, C. Meisner, S. Murray, and D. Wheeler, "The economics of renewable energy expansion in rural Sub-Saharan Africa," *Energy Policy*, vol. 39, no. 1, pp. 215–227, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2010.09.034.
- [28] D. López-García, A. Arango-Manrique, and S. X. Carvajal-Quintero, "Integration of distributed energy resources in isolated microgrids: the Colombian paradigm," *TecnoLógicas*, vol. 21, no. 42, pp. 13–30, May 2018, doi: 10.22430/22565337.774.
- [29] I. López, A. Arriaga, and M. Pardo, "The social dimension of sustainable development: The everlasting forgotten?," *Rev. Esp. Sociol.*, vol. 27, no. 1, pp. 25–41, 2018, doi: 10.22325/fes/res.2018.2.
- [30] I. Gunnarsdottir, B. Davidsdottir, E. Worrell, and S. Sigurgeirsdottir, "Review of indicators for sustainable energy development," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, no. July, p. 110294, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110294.

-
- [31] B. Guðlaugsson, R. Fazeli, I. Gunnarsdóttir, B. Davidsdottir, and G. Stefansson, "Classification of stakeholders of sustainable energy development in Iceland: Utilizing a power-interest matrix and fuzzy logic theory," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 57, pp. 168–188, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.06.006.
- [32] W. G. Santika, T. Urmee, Y. Simsek, P. A. Bahri, and M. Anisuzzaman, "An assessment of energy policy impacts on achieving Sustainable Development Goal 7 in Indonesia," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 59, pp. 33–48, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.08.011.
- [33] O. Dada and C. Mbohwa, "Energy from waste : A possible way of meeting goal 7 of the sustainable development goals," *Mater. Today Proc.*, vol. 5, no. 4, pp. 10577–10584, 2018, doi: 10.1016/j.matpr.2017.12.390.
- [34] United Nations, "Energía Asequible Y No Contaminante," *United Nations*, 2016, [Online]. Available: http://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/7_Spanish_Why_it_Matters.pdf.
- [35] J. Castor, K. Bacha, and F. F. Nerini, "SDGs in action : A novel framework for assessing energy projects against the sustainable development goals," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 68, no. April, p. 101556, 2020, doi: 10.1016/j.erss.2020.101556.
- [36] E. Adkins, K. Ooppelstrup, and V. Modi, "Rural household energy consumption in the millennium villages in Sub-Saharan Africa," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 3, pp. 249–259, 2012, doi: 10.1016/j.esd.2012.04.003.
- [37] D. Bahadur, B. Behera, A. Ali, and P. Marennya, "A ladder within a ladder : Understanding the factors in influencing a household ' s domestic use of electricity in four African countries," *Energy Econ.*, vol. 66, pp. 167–181, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.05.020.
- [38] R. Matsika, B. F. N. Erasmus, and W. C. Twine, "Double jeopardy : The dichotomy of fuelwood use in rural South Africa," *Energy Policy*, vol. 52, pp. 716–725, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.10.030.
- [39] H. Phong, D. Thi, and B. Van, "The energy consumption structure and African EMDEs ' sustainable development," *Heliyon*, vol. 6, no. April, p. e03822, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e03822.
- [40] Banco Mundial, "Acceso a la electricidad (% de población)," 2021. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>.

- [41] Banco Mundial, “Consumo de energía renovable (% del consumo total de energía final),” 2021. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.FEC.RNEW.ZS>.
- [42] Banco Mundial, “Producción de electricidad a partir de fuentes renovables, excluida la hidroeléctrica (% del total),” 2021. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.RNWX.ZS>.
- [43] United Nations, “PROGRESS TOWARDS GOAL 7,” 2020. <https://un-energy.org/newsdg7/>.
- [44] G. Halkos and E. C. Gkampoura, “Where do we stand on the 17 Sustainable Development Goals? An overview on progress,” *Econ. Anal. Policy*, vol. 70, pp. 94–122, 2021, doi: 10.1016/j.eap.2021.02.001.
- [45] International Energy Agency, “Covid-19 impact on electricity,” 2020, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/covid-19-impact-on-electricity>.
- [46] COCIER, “COVID-19: Recuerdos y lecciones aprendidas por el sector eléctrico español un año después,” 2021. <http://www.cocier.org/index.php/en/noticias-de-cocier/2397-covid-19-recuerdos-y-lecciones-aprendidas-por-el-sector-electrico-espanol-un-ano-despues>.
- [47] COCIER, “El aire más limpio por el COVID-19 aumentó la energía solar,” 2020, [Online]. Available: <https://www.cocier.org/index.php/es/noticias-de-cocier/covid-19/2134-el-aire-mas-limpio-por-el-covid-19-aumento-la-energia-solar>.
- [48] International Energy Agency, “the covid-19 crisis is reversing progress in access to energy in africa,” 2020. <https://www.iea.org/articles/the-covid-19-crisis-is-reversing-progress-on-energy-access-in-africa>.
- [49] International Energy Agency, “Africa and Covid-19: Economic recovery and electricity access go hand in hand,” 2020. <https://www.iea.org/commentaries/africa-and-covid-19-economic-recovery-and-electricity-access-go-hand-in-hand>.
- [50] D. Asante, Z. He, N. O. Adjei, and B. Asante, “Exploring the barriers to renewable energy adoption utilising MULTIMOORA- EDAS method,” *Energy Policy*, vol. 142, no. 2006, p. 111479, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111479.
- [51] Y. A. Solangi, C. Longsheng, S. Ahsan, and A. Shah, “Assessing and overcoming the renewable energy barriers for sustainable development in Pakistan : An integrated AHP and fuzzy TOPSIS approach,” *Renew. Energy*, vol. 173, pp. 209–222, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.03.141.
- [52] P. Durance and M. Godet, “Scenario building: Uses and abuses,” *Technol.*

- Forecast. Soc. Change*, vol. 77, no. 9, pp. 1488–1492, 2010, doi: 10.1016/j.techfore.2010.06.007.
- [53] J. Vergara Schmalbach, T. Fontalvo Herrera, and F. Maza Avila, “La planeación por escenarios: Revisión de conceptos y propuestas metodológicas,” *Prospectiva*, vol. 8, no. 2, pp. 21–29, 2010.
- [54] R. Bradfield, G. Wright, G. Burt, G. Cairns, and K. Van Der Heijden, “The origins and evolution of scenario techniques in long range business planning,” *Futures*, vol. 37, no. 8, pp. 795–812, 2005, doi: 10.1016/j.futures.2005.01.003.
- [55] M. Godet, “The Art of Scenarios and Strategic Planning: Tools and Pitfalls,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 65, no. 1, pp. 3–22, 2000, doi: 10.1016/s0040-1625(99)00120-1.
- [56] D. Carrizo and C. Moller, “Methodological structures of systematic literature review in software engineering: a systematic mapping study,” *Scielo*, 2018, [Online]. Available: [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052018000500045#:~:text=Las revisiones sistemáticas de literatura \(RSL\) también referidas como revisiones,medicina y la sociología 10.](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-33052018000500045#:~:text=Las revisiones sistemáticas de literatura (RSL) también referidas como revisiones,medicina y la sociología 10.)
- [57] Y. Parag and M. Ainspan, “Sustainable microgrids: Economic, environmental and social costs and benefits of microgrid deployment,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 52, pp. 72–81, 2019, doi: 10.1016/j.esd.2019.07.003.
- [58] J. M. Ngowi, L. Bångens, and E. O. Ahlgren, “Energy for Sustainable Development Benefits and challenges to productive use of off-grid rural electrification: The case of mini-hydropower in Bulongwa-Tanzania,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 53, pp. 97–103, 2019, doi: 10.1016/j.esd.2019.10.001.
- [59] L. Matraeva, P. Solodukha, S. Erokhin, and M. Babenko, “Improvement of Russian energy efficiency strategy within the framework of ‘green economy’ concept (based on the analysis of experience of foreign countries),” *Energy Policy*, vol. 125, no. November 2018, pp. 478–486, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2018.10.049.
- [60] B. Blankenship, R. Kennedy, A. Mahajan, J. Chun, Y. Wong, and J. Urpelainen, “Increasing rural electrification through connection campaigns ☆,” *Energy Policy*, vol. 139, no. July 2019, p. 111291, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111291.
- [61] G. R. Timilsina, G. Hochman, and I. Fedets, “Understanding energy efficiency barriers in Ukraine: Insights from a survey of commercial and industrial firms,” *Energy*, vol. 106, pp. 203–211, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.009.

- [62] O. Bamisile *et al.*, “An approach for sustainable energy planning towards 100 % electrification of Nigeria by 2030,” *Energy*, vol. 197, p. 117172, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117172.
- [63] C. L. Trujillo *et al.*, “Microrredes eléctricas,” *Microrredes Eléctricas*, vol. Primera Ed, p. 11, 2015.
- [64] Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, “Plan Energetico Nacional 2020-2050,” p. 83, 2019, [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>.
- [65] L. He, S. Zhang, Y. Chen, L. Ren, and J. Li, “Techno-economic potential of a renewable energy-based microgrid system for a sustainable large-scale residential community in Beijing, China,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, no. May, pp. 631–641, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.053.
- [66] M. Stadler *et al.*, “Value streams in microgrids: A literature review,” *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 980–989, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.081.
- [67] J. Najafi, A. Peiravi, A. Anvari-Moghaddam, and J. M. Guerrero, “An efficient interactive framework for improving resilience of power-water distribution systems with multiple privately-owned microgrids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 116, no. May 2018, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105550.
- [68] T. M. Vega, “Infraestructura de medicion avanzada para microrredes electricas,” p. 104, 2018, [Online]. Available: <https://www.semanticscholar.org/paper/Infraestructura-de-Medición-Avanzada-para-Vega/0fa3314d73abbcf587db8c210400eae447c1bbf0#paper-header>.
- [69] D. B. Rahut, B. Behera, A. Ali, and P. Marennya, “A ladder within a ladder: Understanding the factors influencing a household’s domestic use of electricity in four African countries,” *Energy Econ.*, vol. 66, pp. 167–181, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2017.05.020.
- [70] A. O. Adelaja, “Barriers to national renewable energy policy adoption: Insights from a case study of Nigeria,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 30, p. 100519, 2020, doi: 10.1016/j.esr.2020.100519.
- [71] A. Chauhan and R. P. Saini, “Renewable energy based off-grid rural electrification in Uttarakhand state of India: Technology options, modelling method, barriers and recommendations,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 662–681, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.06.043.

-
- [72] A. Rout, B. Mainali, S. Singh, C. Singh, and G. S. Bhati, "Assessing the financial sustainability of rural grid electrification pathway : A case study of India," *Sustain. Prod. Consum.*, vol. 25, pp. 27–42, 2021, doi: 10.1016/j.spc.2020.08.001.
- [73] F. Almeshqab and T. S. Ustun, "Lessons learned from rural electrification initiatives in developing countries: Insights for technical, social, financial and public policy aspects," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 102, no. December 2017, pp. 35–53, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.035.
- [74] M. Derks and H. Romijn, "Sustainable performance challenges of rural microgrids: Analysis of incentives and policy framework in Indonesia," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 53, pp. 57–70, 2019, doi: 10.1016/j.esd.2019.08.003.
- [75] A. López-González, B. Domenech, and L. Ferrer-Martí, "Formative evaluation of sustainability in rural electrification programs from a management perspective: A case study from Venezuela," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 95, no. October 2017, pp. 95–109, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.07.024.
- [76] E. Tsiaras, D. N. Papadopoulos, C. N. Antonopoulos, V. G. Papadakis, and F. A. Coutelieris, "Planning and assessment of an off-grid power supply system for small settlements," *Renew. Energy*, vol. 149, pp. 1271–1281, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.10.118.
- [77] M. I. Imam, T. Jamasb, and M. Llorca, "Sector reforms and institutional corruption: Evidence from electricity industry in Sub-Saharan Africa," *Energy Policy*, vol. 129, no. February, pp. 532–545, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.02.043.
- [78] H. Ahlborg and L. Hammar, "Drivers and barriers to rural electrification in tanzania and mozambique - grid-extension, off-grid, and renewable energy technologies," *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 117–124, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2012.09.057.
- [79] C. M. Boliko and D. S. Ialnazov, "An assessment of rural electricity projects in Kenya using a sustainability framework," *Energy Policy*, vol. 133, no. August 2018, p. 110928, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110928.
- [80] B. K. Sovacool, S. Clarke, K. Johnson, M. Crafton, J. Eidsness, and D. Zoppo, "The energy-enterprise-gender nexus: Lessons from the Multifunctional Platform (MFP) in Mali," *Renew. Energy*, vol. 50, pp. 115–125, 2013, doi: 10.1016/j.renene.2012.06.024.
- [81] N. N. Opiyo, "How basic access to electricity stimulates temporally increasing load demands by households in rural developing communities," *Energy Sustain. Dev.*,

- vol. 59, pp. 97–106, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.09.006.
- [82] M. Shahbaz, A. R. Chaudhary, and I. Ozturk, “Does urbanization cause increasing energy demand in Pakistan? Empirical evidence from STIRPAT model,” *Energy*, vol. 122, pp. 83–93, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.01.080.
- [83] Z. Wang, Q. Sun, B. Wang, and B. Zhang, “Purchasing intentions of Chinese consumers on energy-efficient appliances: Is the energy efficiency label effective?,” *J. Clean. Prod.*, vol. 238, p. 117896, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.117896.
- [84] T. Zohar, Y. Parag, and O. Ayalon, “Strategizing demand management from the middle out: Harnessing middle actors to reduce peak electricity consumption,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 61, no. September 2019, p. 101360, 2020, doi: 10.1016/j.erss.2019.101360.
- [85] Y. Lv, W. Chen, and J. Cheng, “Effects of urbanization on energy efficiency in China : New evidence from short run and long run efficiency models ☆,” *Energy Policy*, vol. 147, no. August, p. 111858, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111858.
- [86] J. P. Viteri, F. Henao, J. Cherni, and I. Dynner, “Optimizing the insertion of renewable energy in the off-grid regions of Colombia,” *J. Clean. Prod.*, vol. 235, pp. 535–548, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.06.327.
- [87] R. Bahmani, H. Karimi, and S. Jadid, “Stochastic electricity market model in networked microgrids considering demand response programs and renewable energy sources,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, no. May 2019, p. 105606, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105606.
- [88] D. E. Bedoya Bedoya, “Estudio del control de tensión en sistemas de distribución en Colombia con presencia de generación solar fotovoltaica,” 2019.
- [89] E. Mulenga, M. H. J. Bollen, and N. Etherden, “Distribution networks measured background voltage variations, probability distributions characterization and Solar PV hosting capacity estimations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, no. October 2020, p. 106979, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106979.
- [90] F. P. Sioshansi, “Smart Grid-Integrating Renewable, Distributed, & Efficient Energy,” 2012.
- [91] J. C. Piai Paiva, G. D. M. Jannuzzi, and C. A. de Melo, “Mapping electricity affordability in Brazil,” *Util. Policy*, vol. 59, no. May, p. 100926, 2019, doi: 10.1016/j.jup.2019.100926.

-
- [92] S. Fankhauser and S. Tepic, "Can poor consumers pay for energy and water ? An affordability analysis for transition countries," vol. 35, pp. 1038–1049, 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.02.003.
- [93] M. Soshinskaya, W. H. J. Crijns-Graus, J. M. Guerrero, and J. C. Vasquez, "Microgrids: Experiences, barriers and success factors," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 659–672, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.198.
- [94] K. Sato and Y. Utsugi, "Study on the operation optimization of an isolated island microgrid with renewable energy layout planning," *Energy*, vol. 161, pp. 1211–1225, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.109.
- [95] Organización Mundial de la Salud, "La OMS concluye que el humo del diésel causa cáncer de pulmón," 2012.
- [96] B. R. ESPARZA NARVAEZ, "Identificación De Las Consecuencias De Las Emisiones Nox De Los Motores Diésel En El Ambiente Y Las Personas.," 2019.
- [97] A. Mazzone, "Decentralised energy systems and sustainable livelihoods , what are the links ? Evidence from two isolated villages of the Brazilian Amazon," *Energy Build.*, vol. 186, pp. 138–146, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.01.027.
- [98] A. López-gonzález, L. Ferrer-martí, and B. Domenech, "Sustainable rural electricity planning in developing countries : A proposal for electricity of isolated communities of Venezuela," vol. 129, no. February, pp. 327–338, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.02.041.
- [99] L. Karpinska and S. Śmiech, "Breaking the cycle of energy poverty. Will Poland make it?," *Energy Econ.*, vol. 94, p. 105063, 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2020.105063.
- [100] International Energy Agency, "Defining energy access: 2020 methodology," 2020, [Online]. Available: <https://www.iea.org/articles/defining-energy-access-2020-methodology>.
- [101] Ministerio de minas y energía, *Integración de las Energías Renovables No Convencionales en Colombia*. 2015.
- [102] S. Henni, P. Staudt, B. Kandiah, and C. Weinhardt, "Infrastructural coupling of the electricity and gas distribution grid to reduce renewable energy curtailment," *Appl. Energy*, vol. 288, no. January, p. 116597, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116597.
- [103] M. T. Koecklin, G. Longoria, D. Z. Fitiwi, J. F. DeCarolis, and J. Curtis, "Public

- acceptance of renewable electricity generation and transmission network developments: Insights from Ireland,” *Energy Policy*, vol. 151, no. November 2020, p. 112185, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112185.
- [104] D. Olave-Rojas and E. Alvarez-Miranda, “Towards a complex investment evaluation framework for renewable energy systems: A 2-level heuristic approach,” *Energy*, p. 120530, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120530.
- [105] U. Bariss, G. Bazbauers, A. Blumberga, and D. Blumberga, “System Dynamics Modeling of Households’ Electricity Consumption and Cost-Income Ratio : a Case Study of Latvia,” vol. 20, pp. 36–50, 2017, doi: 10.1515/rtuct-2017-0009.
- [106] P. Benenson and C. Systematic, “Household Appliance Replacement Program - Impact and Tradeoffs.”
- [107] E. Mulenga, M. H. J. Bollen, and N. Etherden, “Distribution networks measured background voltage variations, probability distributions characterization and Solar PV hosting capacity estimations,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, no. October 2020, p. 106979, 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106979.
- [108] E. Rodriguez-Ubinas *et al.*, “Passive design strategies and performance of Net Energy Plus Houses,” *Energy Build.*, vol. 83, pp. 10–22, Nov. 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2014.03.074.
- [109] A. A. Muresan and S. Attia, “Energy efficiency in the Romanian residential building stock: A literature review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. December 2016, pp. 349–363, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.022.
- [110] S. Attia, “Roadmap for NZEB Implementation,” *Net Zero Energy Build.*, pp. 343–369, 2018, doi: 10.1016/b978-0-12-812461-1.00012-5.
- [111] Icontec Internacional, “NTC ISO 50001.” 2011.
- [112] K. Heine, A. Thatte, and P. C. Tabares-Velasco, “A simulation approach to sizing batteries for integration with net-zero energy residential buildings,” *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 176–185, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.033.
- [113] International Energy Agency, “Clean Energy Transitions in Emerging Economies,” 2021. <https://www.iea.org/programmes/clean-energy-transitions-in-emerging-economies>.
- [114] T. Beaufile and P. O. Pineau, “Assessing the impact of residential load profile changes on electricity distribution utility revenues under alternative rate structures,” *Util. Policy*, vol. 61, no. August 2018, 2019, doi: 10.1016/j.jup.2019.100959.

- [115] International Energy Agency, “Renewables 2020, Analysis and forecast to 2025,” *Plast. Eng.*, vol. 74, no. 9, pp. 56–57, 2020, doi: 10.1002/peng.20026.
- [116] COCIER, “Con alianza entre privados y Gobierno, el sector eléctrico colombiano sería carbono neutral en 2050,” 2021. <https://www.cocier.org/index.php/es/noticias-de-cocier/2398-con-alianza-entre-privados-y-gobierno-el-sector-electrico-colombiano-seria-carbono-neutral-en-2050>.
- [117] M. E. Menconi, S. dell’Anna, A. Scarlato, and D. Grohmann, “Energy sovereignty in Italian inner areas: Off-grid renewable solutions for isolated systems and rural buildings,” *Renew. Energy*, vol. 93, pp. 14–26, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.02.034.
- [118] R. Fachrizal, U. H. Ramadhani, J. Munkhammar, and J. Widén, “Combined PV-EV hosting capacity assessment for a residential LV distribution grid with smart EV charging and PV curtailment,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 26, p. 100445, 2021, doi: 10.1016/j.segan.2021.100445.
- [119] X. Luo, Y. Liu, J. Liu, and X. Liu, “Optimal design and cost allocation of a distributed energy resource (DER) system with district energy networks: A case study of an isolated island in the South China Sea,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 51, no. July, p. 101726, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101726.
- [120] International Energy Agency, “Digitalisation and Energy,” 2017, [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/digitalisation-and-energy#a-new-era-in-energy>.
- [121] T. L. Duong, P. T. Nguyen, N. D. Vo, and M. P. Le, “A newly effective method to maximize power loss reduction in distribution networks with highly penetrated distributed generations,” *Ain Shams Eng. J.*, no. xxxx, 2020, doi: 10.1016/j.asej.2020.11.003.
- [122] K. Primc and R. Slabe-erker, “Energy for Sustainable Development Social policy or energy policy ? Time to reconsider energy poverty policies,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 55, pp. 32–36, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.01.001.
- [123] S. Nižetić, N. Djilali, A. Papadopoulos, and J. J. P. C. Rodrigues, “Smart technologies for promotion of energy efficiency, utilization of sustainable resources and waste management,” *J. Clean. Prod.*, vol. 231, pp. 565–591, 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.04.397.
- [124] S. Yang and S. Park, “The effects of renewable energy financial incentive policy and democratic governance on renewable energy aid effectiveness,” *Energy*

- Policy*, vol. 145, no. May, p. 111682, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111682.
- [125] L. C. M. Blasques and J. T. Pinho, "Metering systems and demand-side management models applied to hybrid renewable energy systems in micro-grid configuration," *Energy Policy*, vol. 45, pp. 721–729, Jun. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.03.028.
- [126] T. Levin and V. M. Thomas, "Can developing countries leapfrog the centralized electrification paradigm?," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 31, pp. 97–107, 2016, doi: 10.1016/j.esd.2015.12.005.
- [127] M. Banaei and B. Rezaee, "Fuzzy scheduling of a non-isolated micro-grid with renewable resources," *Renew. Energy*, vol. 123, pp. 67–78, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.01.088.
- [128] El Congreso de Colombia, *Ley 633 Del 2000*. 2000.
- [129] El Congreso de Colombia, "Ley 1995," 2019.
- [130] Congreso de Colombia, "Ley 697 de 2001," *D. Of.*, vol. 44573, no. Octubre 3, pp. 1–4, 2001, [Online]. Available: <https://www.habitatbogota.gov.co/transparencia/normatividad/normatividad/ley-697-2001>.
- [131] J. D. Marín-Jiménez, S. X. Carvajal-Quintero, and J. M. Guerrero, "Island operation capability in the Colombian electrical market: a promising ancillary service of distributed energy resources," *TecnoLógicas*, vol. 21, no. 42, pp. 169–185, 2018.
- [132] Ministerio de Minas y Energía (MINMINAS), "Resolución del 182138," 2007.
- [133] El Congreso de Colombia, "Ley 1715," 2014, doi: 10.1038/132817a0.
- [134] Ministerio de Minas y Energía, "Resolución CREG 038." p. 20, 2018, [Online]. Available: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e/\\$FILE/Creg038-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/71e64d5b21da40e8052582830078b66e/$FILE/Creg038-2018.pdf).
- [135] S. Arango-Aramburo *et al.*, "Simulating mining policies in developing countries: The case of Colombia," *Socioecon. Plann. Sci.*, vol. 60, pp. 99–113, 2017, doi: 10.1016/j.seps.2017.04.002.
- [136] J. Arias-Gaviria, S. X. Carvajal-Quintero, and S. Arango-Aramburo, "Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia," *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 1111–1119, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.138.
- [137] S. X. Carvajal, J. Serrano, and S. Arango, "Colombian ancillary services and

- international connections: Current weaknesses and policy challenges,” *Energy Policy*, vol. 52, pp. 770–778, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.10.041.
- [138] F. M. González-Longatt, “Análisis de Sistemas de Potencia empleando DlgSILENT PowerFactory: Análisis en Estado Estacionario,” *Semin. DlgSILENT PowerFactory Anal. en Estado Estac.*, 2013.
- [139] G. Piraquive, M. Matamoros, E. Céspedes, and J. Rodríguez Chacón, “Actualización de la tasa de rendimiento del capital en Colombia bajo la metodología de Harberger,” *Arch. Econ.*, vol. 487, p. 44, 2018, [Online]. Available: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Estudios Economicos/487.pdf>.
- [140] Banco de la Republica-Colombia, “Inflación total y meta,” 2021. <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/inflacion-total-y-meta>.
- [141] Industrial Motor Power Corporation, “2017 CUMMINS KTA50G3,” 2021. <https://www.used-power-generators.com/inventory/?/listings/construction-equipment/for-sale/52686425/2017-cummins-cta50g3?dlr=1&sfc=0&ssc=0&ftr=1&crmid=9933667&sbc=0&snai=0&fdc=COP>.
- [142] USAENE LLC, “Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas No Interconectadas con Plantas Térmicas,” 2013. .
- [143] DEPCO POWER SYSTEMS, “Good Used Cummins QST30-G1 750KW Diesel Generator Set,” 2021. <https://www.depco.com/generator-sets/cummins-qst30-g1-750kw-stand-by-generator-set-item-14300/>.
- [144] Industrial Motor Power Corporation, “CUMMINS QST30G4 GENERATOR SET,” 2021. <https://www.impcorporation.com/es-es/inventory/details/14822/cummins-qst30g4-generator-set>.
- [145] L. Generator Power (Shanghai) Co., “1125kVA/900kw Open Type Electric Industrial Use Diesel Generators,” 2021. .
- [146] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “CREG 091 de 2007 - Formula tarifaria y costo unitario de prestación del servicio en ZNI.” p. 38, 2007, [Online]. Available: <http://www.upme.gov.co/zni/portals/0/resoluciones/ResCreg0912007.pdf>.
- [147] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, “Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas con plantas térmicas,” 2013.

- [148] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas - IPSE, "Informe de telemetría-agosto de 2019." 2019.
- [149] Superintendencia delegada para Energía y Gas, "Informe ejecutivo de gestión departamento del Vaupés gobernación del Vaupés," pp. 1–5, 2011, [Online]. Available: https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/Energia_y_gas_combustible/Energia/2018/Sep/2012ieg-departamentodelvaupes.pdf.
- [150] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, "Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el sin y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía," no. 72, 2008.
- [151] M. K. Kiptoo, M. E. Lofy, O. B. Adewuyi, A. Conteh, A. M. Howlader, and T. Senjyu, "Integrated approach for optimal techno-economic planning for high renewable energy-based isolated microgrid considering cost of energy storage and demand response strategies," *Energy Convers. Manag.*, vol. 215, no. May, p. 112917, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.112917.
- [152] C. M. Schmidt and G. Bensch, "Impact evaluation of productive use — An implementation guideline for electrification projects," vol. 40, pp. 186–195, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.09.034.
- [153] F. Riva, "Energy for Sustainable Development When complexity turns into local prosperity : A system dynamics approach to meeting the challenges of the rural electricity-development nexus," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 59, pp. 226–242, 2020, doi: 10.1016/j.esd.2020.10.009.
- [154] C. Kirubi, A. Jacobson, D. M. Kammen, and A. Mills, "Community-Based Electric Micro-Grids Can Contribute to Rural Development : Evidence from Kenya," *World Dev.*, vol. 37, no. 7, pp. 1208–1221, 2009, doi: 10.1016/j.worlddev.2008.11.005.
- [155] F. Riva, H. Ahlborg, E. Hartvigsson, S. Pachauri, and E. Colombo, "Energy for Sustainable Development Electricity access and rural development : Review of complex socio-economic dynamics and causal diagrams for more appropriate energy modelling," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 43, pp. 203–223, 2018, doi: 10.1016/j.esd.2018.02.003.
- [156] A. K. Jain *et al.*, "Dynamic hosting capacity analysis for distributed photovoltaic resources—Framework and case study," *Appl. Energy*, vol. 280, no. September, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115633.

- [157] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.008.
- [158] S. Abdullah and A. Markandya, "Rural electrification programmes in Kenya : Policy conclusions from a valuation study," *Energy Sustain. Dev.*, vol. 16, no. 1, pp. 103–110, 2012, doi: 10.1016/j.esd.2011.10.007.
- [159] North American Electric Reliability Corporation, "Accommodating High Levels of Variable Generation," *North Am. Electr. Reliab. Corp.*, no. April, p. 104, 2009.
- [160] H. Louie, *Off-Grid Electrical Systems in Developing Countries*. 2018.
- [161] S. Heslop, I. Macgill, J. Fletcher, and S. Lewis, "Method for determining a PV generation limit on low voltage feeders for evenly distributed PV and Load," *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 207–216, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.10.025.
- [162] Icontec Internacional, "NTC-ISO 55001," 2014.
- [163] S. E. Ahmadi, N. Rezaei, and H. Khayyam, "Energy management system of networked microgrids through optimal reliability-oriented day-ahead self-healing scheduling," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 23, p. 100387, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100387.
- [164] C. Liao and D. Fei, "Poverty reduction through photovoltaic-based development intervention in China : Potentials and constraints," *World Dev.*, vol. 122, pp. 1–10, 2019, doi: 10.1016/j.worlddev.2019.04.017.
- [165] X. Luo, J. Liu, Y. Liu, and X. Liu, "Bi-level optimization of design, operation, and subsidies for standalone solar/diesel multi-generation energy systems," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 48, no. May, p. 101592, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2019.101592.
- [166] J. C. Oviedo-Cepeda, I. Serna-Suárez, G. Osma-Pinto, C. Duarte, J. Solano, and H. A. Gabbar, "Design of tariff schemes as demand response mechanisms for stand-alone microgrids planning," *Energy*, vol. 211, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.119028.
- [167] V. António, F. José, and M. Santos, "Energy management system ISO 50001 : 2011 and energy management for sustainable development," *Energy Policy*, vol. 133, no. July, p. 110868, 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.07.004.
- [168] Y. Barlas, "Formal aspects of model validity and validation in system dynamics," *Syst. Dyn. Rev.*, pp. 183–210, 1996.

- [169] J. Sterman, "Business Dynamics, System Thinking and Modeling for a Complex World," 2000.
- [170] Banco Interamericano de Desarrollo and Departamento Nacional de Planeación, "Política Pública para Remover Obstáculos a Soluciones de Energía Renovable en ZNI," 2017.
- [171] J. Franklin *et al.*, "Sobre el uso adecuado del coeficiente de correlación de Pearson: definición, propiedades y suposiciones," *Arch. Venez. Farmacol. y Ter.*, vol. 37, no. 5, pp. 587–595, 2018.
- [172] S. Arango, J. J. Prado, and I. Dyner, "Evaluación de políticas públicas para la reducción de la criminalidad en Medellín : una aproximación con dinámica de sistemas," *Ensayos sobre Política Económica*, no. 60, pp. 80–109, 2009, doi: 10.32468/espe.6003.
- [173] H. Theil, "Applied economic forecasting," vol. 4, 1966.
- [174] S. M. Hurtado and J. G. Aguado, "Predicción de demanda de energía en Colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal," pp. 15–24, 2005.
- [175] Alcaldía de Mitú, "Información del Municipio," 2021. <https://www.mitu-vaupes.gov.co/MiMunicipio/Paginas/Informacion-del-Municipio.aspx>.
- [176] I. de P. y P. de S. E. para las zonas o I. IPSE, "Informe telemetría mensual de enero 2021," 2021, [Online]. Available: http://190.216.196.84/cnm/info_mes.php.
- [177] GENSA, "Caracterización de la demanda eléctrica en el municipio de Mitú–Vaupés zona no interconectada," 2016.
- [178] S. Martínez, "REDISEÑO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL MUNICIPIO DE MITÚ – VAUPÉS – ZONA NO INTERCONECTADA," 2017.
- [179] Grupo EPM, "Gestión de pérdidas," 2017. <https://2017.sostenibilidadgrupoepm.com.co/gestion-social-y-ambiental/nuestra-gestion/temas-materiales/calidad-y-seguridad-de-los-productos-y-servicios/gestion-de-perdidas/>.
- [180] UPME, "Determinación del Consumo Básico de Subsistencia en los Sectores Residencial, Comercial y Hotelero en el Departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina," pp. 1–34, 2010.
- [181] Superservicios, *Diagnóstico Anual de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en las Zonas no Interconectadas*, no. September. 2017.
- [182] Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios, "Consolidado

de información comercial ZNI,” 2017.

<http://www.sui.gov.co/web/energia/reportes/comerciales/consolidado-de-informacion-comercial-zni>.

- [183] S. Martinez, “Rediseño de la red de distribución del municipio de Mitú – Vaupés – zona no interconectada,” 2017.
- [184] Gobernación Departamental del Vaupés, “Decreto Número 000332 de 2020,” 2019.