

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA
MÁS ADECUADA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED EN
CENTROS POBLADOS CON VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS
(ZNI).**

CESAR RICARDO DURAN SANTOS

JOSE FERNANDO FORERO QUINTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

BUCARAMANGA

2014

**PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA
MÁS ADECUADA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED EN
CENTROS POBLADOS CON VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS
(ZNI).**

CESAR RICARDO DURAN SANTOS

JOSE FERNANDO FORERO QUINTERO

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

Director:

Ingeniero Electricista PhD. Gabriel Ordóñez Plata

Co-director:

Ingeniero Electricista PhD. Johann Farith Petit Suarez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA
2014**

A mi papá, por enseñarme con mucho amor la pasión por la materia y la energía.

A mi mamá, por ser el apoyo incondicional con entrega y valentía.

A mis hermanos, María Camila y Oscar por acompañarme fielmente en todo momento.

A mi niña hermosa, por impulsarme con amor a lograr mis metas.

A beneficio por su energía solar en momentos difíciles.

A todas las personas que me han rodeado en el camino hacia mis sueños.

Y para todos aquellos humildes que esperan con esperanza que se encienda una luz de cambio en el mundo.

José Fernando Forero Quintero

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	19
OBJETIVOS	21
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 MICRORREDES	22
1.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UNA MICRORRED	24
1.3 TOPOLOGIAS DE MICRORREDES	25
1.4 RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES	28
1.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)	33
1.5.1 Caracterización de las zonas no interconectadas	33
1.5.2 Clasificación de las zonas no interconectadas.	34
1.5.3 Factor de carga y demanda de energía	36
1.5.4 Disposiciones generales de calidad del servicio en ZNI.	38
1.5.5 Situación actual de las ZNI	39
1.5.6 Costos de la prestación del servicio de energía	43
1.6 PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	44
1.6.1 Métodos analíticos	44
2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	50
2.1 MODELO DE SUMINISTRO ENERGÉTICO	51
2.1.1 Área de Influencia preliminar	52
2.2 SELECCIÓN DE LA ZONA OBJETIVO	52

2.2.1 Información básica de la zona objetivo	54
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	55
2.4 REQUISITOS DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN ZNI.....	56
2.5 ZONAS EXCLUIDAS	57
2.6 ENFOQUE DE OPTIMIZACIÓN PARA LA SITUACIÓN ACTUAL.....	57
2.7 OFERTA NATURAL.....	58
2.8 ANÁLISIS SOLUCIÓN ENERGÉTICA AISLADA.....	58
2.8.1 Consideraciones preliminares	59
2.8.2 Matrices de costos.....	59
2.8.3 Simulación de la solución aislada HOMER.....	61
2.9 ANÁLISIS DE LA SOLUCIÓN INTEGRADA HOMER.	64
2.9.1 Objetivos.....	64
2.9.2 Consideraciones preliminares	65
2.9.3 Matrices de costos.....	65
2.9.4 Simulación de la solución Integrada PSO-HOMER	66
2.9.5 Simulación Sistema de Transmisión – Distribución (PSO).	69
2.10 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN	77
3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA.....	80
3.1 REGIÓN OBJETIVO	80
3.1.1 Municipio de Acandí	83
3.1.2 Municipio de Unguía	83
3.2 DEMANDA DE ENERGÍA.....	84
3.2.2 Calculo de la demanda de energía	86

3.3 REQUISITOS DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA.....	88
3.4 ZONAS EXCLUIDAS.....	89
3.4.1 Zona de reserva forestal del Pacifico.....	90
3.4.2 Suelos urbanos.....	91
3.5 INFRESTRUCTURA ELECTRICA ACTUAL.....	91
3.6 OFERTA NATURAL	93
3.6.1 Potencia hidroenergetico	94
3.7 ANALISIS SOLUCION ENERGETICA AISLADA.....	98
3.7.1 Matrices de costos.....	99
3.7.2 Datos de entrada simulación solución aislada.....	103
3.8 ANALISIS SOLUCION ENERGETICA INTEGRADA.....	119
3.8.1 Disponibilidad de compra y venta de energía por parte de las microrredes	120
3.8.2 Determinación de la Arquitectura Óptima de la Red.....	125
3.9 ANALISIS DE RESULTADOS	133
4 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	137
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	144
BIBLIOGRAFÍA	148
ANEXOS.....	151

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema configuración en Serie de una microrred.	25
Figura 2. Esquema configuración conmutada de una microrred.....	26
Figura 3. Esquema configuración en paralelo de una microrred.....	27
Figura 4. Esquema configuración en paralelo con suministro en AC de una microrred.....	28
Figura 5. Mapa grupos territoriales dentro de las ZNI.....	35
Figura 6. Curva promedio de demanda típica usuarios ZNI.....	37
Figura 7. Horas de servicio por capacidad de potencia de las plantas diésel instaladas en ZNI.....	41
Figura 8. Parámetros generales PSO.....	46
Figura 9. Infraestructura eléctrica del modelo de suministro energético para ZNI planteado en este trabajo.	54
Figura 10. Vocación de uso del suelo y municipios del golfo de Urabá chocoano.	81
Figura 11. Corregimientos del municipio de Acandí.....	84
Figura 12. Ubicación Geográfica de las localidades dentro de la región objetivo. .	85
Figura 13. Áreas de Influencia Acandi y Unguía.	86
Figura 14. Zonas habilitadas para proyectos energéticos.....	90
Figura 15. Promedios históricos de precipitación – Estación Acandi.....	95
Figura 16. Costos módulos solares Si cristalino.	101
Figura 17. Costos componentes sistema SFV referencia 100 W.....	101
Figura 18. Resultado de la simulación de Acandí.....	105
Figura 19. Resultado de la simulación Acandí.....	106
Figura 20. Flujo de potencia de la microrred de Acandí.....	107
Figura 21. Resultado de la simulación Capurganá	108

Figura 22. Resultado de la simulación Sapzurro.....	109
Figura 23. Resultado de la simulación Balboa.....	110
Figura 24. Flujo de potencia de microrred	110
Figura 25. Resultado de la simulación Gilgal.....	112
Figura 26. Comportamiento de la microrred.	113
Figura 27. Resultado de la simulación Titumate.	114
Figura 28. Comportamiento de potencia en la microrred.	114
Figura 29 . Resultado de la simulación Unguía.....	115
Figura 30. Flujo de potencia de PCH resultante en Unguía.....	116
Figura 31. Flujo de caja.	117
Figura 32. Valores sensibles de Titumate.....	118
Figura 33. recorrido de la partícula en la simulación.....	131
Figura 34. Arquitectura de la red obtenida.....	133
Figura A. 1.Radiación Solar, Promedio Multianual.....	160
Figura A. 2 Velocidad del viento en superficie, Promedio Multianual.....	164
Figura A. 3 Curvas de duración de caudal característica.....	166
Figura B. 1.Mapa de zonas excluidas para proyectos de energización.	172
Figura B. 2. Mapa de zonas habilitadas para proyectos de energización.	173
Figura D. 1 Estructura general costos de generación para ZNI.	193

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Matriz Resumen del estado actual de las FER.	30
Tabla 2. Características principales de las ZNI.....	33
Tabla 3. Días de indisponibilidad del servicio para ZNI.	39
Tabla 4. Número de plantas instaladas en ZNI.	41
Tabla 5. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en ZNI.	42
Tabla 6. Reglamentación relacionada con costos prestación de servicio de energía en ZNI.	43
Tabla 7. Criterios de Calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico ZNI.	56
Tabla 8. Resumen Datos supuestos para la matriz de costos para las tecnologías de las fuentes renovables.	60
Tabla 9. Datos de salida de la simulación. Criterios de decisión y análisis. Solución aislada.	62
Tabla 10. Datos de entrada para la simulación integrada.....	67
Tabla 11. Datos de salida de la simulación. Criterios de decisión y análisis. Solución integrada.	68
Tabla 12. Resultados diseño de la red de Distribución/transmisión.....	77
Tabla 13. Indicadores socioeconómicos Región del Urabá Chocoano.....	82
Tabla 14. Demanda máxima localidades seleccionadas.	87
Tabla 15. Serie de curva de carga diaria mensual Acandi.....	88
Tabla 16. Requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad localidades seleccionadas.	89
Tabla 17. Potencial energético.....	94
Tabla 18. Datos recopilados para la estimación del potencial hidroenergetico.....	96

Tabla 19. Datos recopilados potencia energético de la biomasa.	98
Tabla 20. Datos supuestos matriz de costos tecnologías renovables.....	98
Tabla 21. Costos plantas diésel en la zona de estudio.	99
Tabla 22. Matriz de costos proyectos PCH.	100
Tabla 23. Matriz costos plantas de biogás.	102
Tabla 24. Costos Sistema SMA de transferencia de potencia.	103
Tabla 25. Datos de entrada simulación de la solución aislada.	104
Tabla 26. Matriz de costos preliminar.	121
Tabla 27. Resultados de la simulación de solución integrada.	123
Tabla 28. Resultados de Simulación, precio de mayor equilibrio de potencia.	124
Tabla 29. Equilibrio de potencia con precio de energía indicado.	124
Tabla 30 Condición energética de las microrredes.	126
Tabla 31 . Tabla 30 actualizada.	127
Tabla 32. Costos y sobrecostos de las líneas entre localidades.....	128
Tabla 33. Posiciones de la partícula 11 durante la simulación	130
Tabla 34 Numero y probabilidad de ocurrencia de las contingencias del sistema.	132
Tabla 35 Costos de la red.....	132
Tabla 36. Precios de la energía de las microrredes.....	134
Tabla 37. Costos unitario de prestación del servicio de energía en los departamentos del país.....	136
Tabla A. 1 Clasificación de PCH según potencia instalada y caída.	156
Tabla A. 2. Promedio de energía solar multianual por regiones.	161
Tabla A. 3 Especificaciones turbinas utilizadas para PCH.....	167
Tabla A. 4 Procesos de conversión de la biomasa en energía eléctrica.	169
Tabla B. 1. Criterios de Zonas Excluidas	171
Tabla C. 1 Sobre costos por pendiente. Costos 2012.....	175
Tabla C. 2 Sobrecostos por cruce de ríos. Costos 2012.....	175
Tabla C. 3 Sobrecostos Cruce de vías. Costos 2012.	175
Tabla C. 4 Recursos disponibles en los fondos.	176

Tabla C. 5 UC de transformación.....	177
Tabla C. 6 UC de equipos de subestación nivel 2 y nivel 3.	178
Tabla C. 7 Criterios selección UC de línea.	179
Tabla C. 8 UC de líneas para ZNI.....	179
Tabla C. 9 Costos AOM para nivel 2 y 3.....	180
Tabla C. 10 Componentes de costos sistemas de distribución ZNI.	181
Tabla D. 1 Consumo de combustible plantas diésel ZNI.	183
Tabla D. 2 Consumo de lubricante plantas diésel ZNI.	183
Tabla D. 3 Valores recomendados matriz de costos PCH.	185
Tabla D. 4 Costos de inversión Sistemas fotovoltaicos.	186
Tabla D. 5 Valores recomendados matriz de costos sistemas fotovoltaicos.....	187
Tabla D. 6 Valores recomendados matriz de costos de sistemas eólicos.	188
Tabla D. 7 Valores recomendados matriz de costos tecnología con biomasa residual.	189
Tabla D. 8 . Elementos que conforman el componente de costos pre operativos.	191
Tabla D. 9 Elementos que conforman el componente de costos operativos.	192
Tabla E. 1 Datos de entrada para la simulación: Recursos energéticos disponibles.	194
Tabla E. 2 Datos de entrada para la simulación: Tecnologías energéticas	195

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Principales energías renovables en colombia.	152
ANEXO B. Criterio de zonas excluidas.....	171
ANEXO C. Costos de la interconexión de microrredes eléctricas en zni .	174
ANEXO D. Matriz de costos para las tecnologías de las energías renovables.	182
ANEXO E. Datos de simulaciones.....	194
ANEXO F. Productos del trabajo de investigación.....	200

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LA TOPOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED EN CENTROS POBLADOS CON VIVIENDAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI).¹

AUTORES: JOSE FERNANDO FORERO QUINTERO, CESAR RICARDO DURAN SANTOS.²

PALABRAS CLAVES: Micro redes, topología, confiabilidad, PSO, ZNI.

DESCRIPCIÓN: Las microrredes eléctricas son esquemas de suministro eléctrico, que interconecta generadores distribuidos, elementos de almacenamiento de energía, sistemas de medición, transmisión y control inteligente, y cargas eléctricas, abasteciendo de electricidad de forma confiable y de calidad, con la posibilidad de conectarse o no a una red eléctrica local o existente. Una de las mayores aplicaciones de las microrredes tiene que ver con el incremento de la cobertura de energía eléctrica, expandiendo los sistemas actuales a través de energías renovables del entorno, suministrando energía eléctrica a zonas no interconectadas [ZNI].

Las Zonas No Interconectadas abarcan más de la mitad del territorio nacional, donde cerca de 1900 localidades presentan un suministro parcial, fundamentado principalmente por unidades generadoras a base de combustible fósil (diésel). Esta situación, reflejada en los altos índices de desigualdad, de necesidades básicas insatisfechas y de bajo desarrollo económico, hace imperativo el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y su uso en microrredes. Las microrredes no han alcanzado un uso generalizado en ZNI, ya que entre otras causas, la falta de modelos, análisis, y en general de conocimientos específicos, han incrementado la incertidumbre que rodea a un nuevo enfoque de los sistemas eléctricos con respecto al tradicional.

En este trabajo de grado se realiza una propuesta metodológica que permita seleccionar dentro de las topologías de una microrred, la configuración más adecuada para suministrar energía eléctrica a viviendas en las ZNI de Colombia, definiendo los sistemas de generación distribuidos utilizados, los esquemas de distribución y de conexión, la definición de los puntos de carga y el sistema de almacenamiento. Además, se realiza un ejemplo práctico, utilizando los datos existentes de los municipios de Acandí y Ungía, en el departamento del Chocó. Para confirmar que la metodología propuesta efectivamente produce la solución más adecuada y óptima a instalarse.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Ph.D. Gabriel Ordoñez, Ingeniero Electricista.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSED METHODOLOGY FOR SELECTION OF THE MOST SUITABLE TOPOLOGY FOR THE IMPLEMENTATION OF A MICROGRID IN POPULATION CENTERS WITH NO HOMES IN AREAS INTERCONNECTED (ZNI).¹

AUTHORS: JOSE FERNANDO QUINTERO, CESAR RICARDO DURAN SANTOS.²

KEYWORDS: Microgrids, topology, reliability, PSO, ZNI.

DESCRIPTION: Microgrids are electrical power schemes, interconnecting distributed generators, energy storage elements, measurement, transmission and intelligent control, and electrical loads, providing electricity reliably and quality, with the ability to connect or not to local or existing mains. One of the major applications of Microgrids has to do with the increased coverage of electric power, expanding existing or entirely by renewable energy systems supply electric energy environment in isolated or interconnected [ZNI] areas.

In Colombia , non-interconnected areas covering more than half of the country, where over 1900 villages have no electric service or a partial delivery , based mainly generating units based on fossil fuel (diesel) . This situation, as reflected in the high levels of inequality, UBN and low economic development makes it imperative to develop non-conventional energy sources and their use in MicroGrids. Microgrids have not achieved widespread use in ZNI because among other reasons, lack of modeling, analysis, and overall expertise, has increased the uncertainty surrounding a new approach to electrical systems from the traditional.

In this bachelor thesis a methodological proposal for selecting topologies within a MicroGrids , the most suitable configuration for supplying electric power to homes in areas not interconnected Colombia , defining distributed generation systems used schemes is performed distribution and connection , the definition of the loading points and storage system. Moreover, a practical example is performed, using existing data from municipalities Acandí and Unguis, in the department of Chocó, to confirm that the methodology proposal actually produce the most suitable and optimal solution to install.

¹ Bachelor Thesis

² Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: PhD. Gabriel Ordoñez Plata, Electrical Engineer.

INTRODUCCIÓN

Las energías renovables, en los últimos años han surgido como una fuente inagotable de energía, que soluciona los problemas de impacto ambiental, centralización, confiabilidad, calidad y cobertura de los sistemas eléctricos actuales. Estas energías limpias de la mano con la evolución de sus tecnologías, han permitido alcanzar niveles de eficiencia y de capacidad de generación que las convierten en una opción competitiva y fiable.

Alrededor del mundo encontramos diferentes casos, donde la aplicación de fuentes distribuidas de energía renovable, han coadyudado a mejorar los índices de confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos, transformándolos en sistemas sustentables, eficientes y viables en el largo tiempo, y adicionalmente ampliando la cobertura del servicio energético a zonas aisladas no interconectadas, donde debido a condiciones de poco acceso, baja capacidad de pago y alta desagregación poblacional, conforman un territorio poco rentable para las empresas de energía.

Para que las energías renovables, puedan incorporarse a los esquemas actuales, es necesaria la utilización de modernos sistemas de comunicación, control y medición; nuevos modelos de concepción de los sistemas energéticos; y avanzados equipos de generación y almacenamiento de energía. Esto crea nuevos retos a los grupos de investigación, universidades, instituciones científicas y tecnológicas, y en general a las entidades encargadas de profundizar en los conocimientos de estas nuevas formas de suministro energético.

Para responder a todos estos nuevos retos y futuros requerimientos, se ha conformado a nivel mundial, el concepto de microrred eléctrica, una red donde se interconectan fuentes de generación distribuida, equipos de control, medición y

comunicación de alta tecnología, sistemas de almacenamiento de energía de última generación y cargas eléctricas de diferente naturaleza, donde se suministra energía eléctrica a las cargas, aprovechando eficientemente los potenciales energéticos disponibles en el terreno, satisfaciendo estándares de confiabilidad, calidad y seguridad.

En el campo de la cobertura de los sistemas eléctricos, las microrredes son elementos primordiales en su crecimiento, ya que mediante inversiones económicas se presta el servicio de energía con calidad y confiabilidad, aprovechando las energías renovables de la zona de influencia. Existen centros de innovación tecnológica liderados por el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), donde se está estudiando el comportamiento a fondo de diferentes fuentes energéticas y su integración como fuentes de energía alternativas; a la vez que suministra energía eléctrica a Zonas No interconectadas (ZNI), definidas por este mismo organismo para nuestro país.

Correspondiendo a la necesidad de profundizar en los conocimientos acerca de las microrredes, el presente trabajo plantea una metodología integrada de selección dentro de las diferentes topologías de microrred existente, la más eficiente, adecuada y económica de acuerdo a los requerimientos energéticos de una determinada zona o población objetivo. La metodología proporciona como respuesta las diferentes unidades energéticas a utilizar en la microrred, la selección de las cargas eléctricas a alimentar por medio a criterios poblacionales y de prioridad, y el esquema de distribución de la energía generada hacia las cargas.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una metodología que permita la selección de la topología más adecuada para la implementación de una microrred en centros poblados para el suministro de la energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar la información nacional e internacional sobre el estado actual y antecedentes, acerca de las propuestas de suministro energético para viviendas en zonas aisladas del sistema eléctrico no interconectado que involucren la implementación de microrredes en sus diferentes topologías, los criterios de selección aplicados y los diferentes estudios técnicos y de caracterización de las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia empleados en la planeación y formulación de estos proyectos.
- Identificar las diferentes variables trascendentes y escenarios relevantes a que tengan lugar en el proceso de selección de la topología más adecuada de una microrred a hacer implementada en una zona no interconectada con cargas residenciales como una solución de electrificación.
- Plantear nuevos esquemas, criterios de evaluación y topologías de microrredes que fruto de la aplicación de la metodología contemplada en este trabajo sean los más adecuados, pertinentes y necesarios.
- Determinar sectores en las zonas no interconectadas de Colombia en los que la implementación de microrredes, en alguna determinada topología de acuerdo a la metodología propuesta en este trabajo de grado, sea la más adecuada a llevar a cabo.

1. MARCO TEÓRICO

En las últimas décadas los sistemas de potencia evidencian cambios a nivel de distribución, debido a la presencia de la generación distribuida y al creciente interés de implementación de sistemas eléctricos inteligentes (“redes inteligentes”). En este nuevo escenario, entre las diversas opciones (energías renovables) relacionadas con el uso de la generación distribuida, existe la oportunidad de la transformación de las redes de distribución de pasivas a redes activas y la partición de la red en microrredes. Para que un sistema eléctrico sea considerado como una microrred, debe cumplir con ciertas especificaciones técnicas [1]. En este capítulo, se especifica el concepto de microrred, sus características de operación, una breve descripción de los componentes que la conforman y de las características de diferentes fuentes de generación que se asocian a esta; de igual forma se describe la herramienta de simulación HOMER la cual permite realizar un estimado de costos en una solución aislada, también se describe la técnica de simulación; “Particle Swarm optimization (PSO)” con la cual se selecciona la mejor configuración entre diferentes combinaciones de microrredes, para poder satisfacer la demanda de una Zona No Interconectada (ZNI) en Colombia.

1.1 MICRORREDES

Con base en lo expuesto anteriormente, la verticalidad del sistema eléctrico y la integración de nuevas tecnologías, han abierto la posibilidad de seccionar este desde el punto de vista de su generación; en donde la toma de decisiones y el control sea distribuido entre todos los elementos que conforman el sistema. De aquí surge el concepto de microrred, la cual se define como la red eléctrica formada a partir de recursos energéticos distribuidos y equipos de almacenamiento para satisfacer determinadas cargas locales, además tiene la

capacidad de controlar el flujo de potencia activa y reactiva para poder cumplir con los requisitos de calidad exigidos por los usuarios que soporta [2].

Una microrred puede ser en AC, DC o incluso mixta y puede trabajar interconectada a la red eléctrica o de forma aislada, en casos de corte de energía de la red principal, lo mismo sucede cuando hay huecos de tensión, variaciones de frecuencia, la microrred se puede aislar para que las cargas no se vean afectadas por este tipo de problemas de esta forma se puede garantizar la continuidad del servicio. Todo esto es posible siempre y cuando se cuente con la disponibilidad de los recursos energéticos cerca de la ubicación de esta; los cuales junto con su aplicación y la demanda a satisfacer especifican su nivel de tensión y sus límites de potencia, lo cual contribuye a mantener una buena calidad del sistema.

Dentro de las muchas ventajas de las microrredes se encuentran [3]:

- **Eficiencia energética.** Con una adecuada planificación y operación de los sistemas de generación y almacenamiento de la microrred, se puede conjugar la generación eléctrica y térmica para aumentar la eficiencia energética.
- **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.** La elección de las fuentes de generación y sistemas de almacenamiento eléctrico más idóneos contribuyen a la reducción de este tipo de emisiones.
- **Reducción del costo energético.** Una microrred puede participar en el mercado eléctrico y vender el exceso de generación hacia la red eléctrica, lo que reduciría el precio de generación del recurso energético, característica clave para el desarrollo de un sistema más incluyente.
- **Incremento de la seguridad del suministro.** En la actualidad, las redes eléctricas ofrecen un nivel de seguridad adecuado para el funcionamiento de las cargas eléctricas. Sin embargo, en el caso de perturbaciones en el sistema de distribución, la microrred puede desconectarse del sistema y operar de forma autónoma hasta que se realice el mantenimiento adecuado.

- **Minimización de las pérdidas eléctricas.** En las microrredes las fuentes de generación se ubican cerca de los centros de consumo, por lo que se reducen pérdidas de potencia por distribución y transporte, lo cual puede reducir el costo de la energía en un porcentaje significativo.

1.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UNA MICRORRED

Una microrred no solo proporciona continuidad en el servicio y calidad en este, también brinda una flexibilidad importante entre la empresa suministradora de la energía eléctrica y el usuario, es por eso que el corazón de la microrred está basado en una interfaz que permita el control entre estos dos lados, basado en tecnologías de comunicación e información el cual brinda un manejo de la red mediante un sistema de medición avanzado para la gestión de la generación y su consumo interno.

Aparte de este sistema, la microrred está conformada por los micro-fuentes que hacen parte de la generación distribuida mayormente empleando energías renovables. Las fuentes de generación de principal interés para las microrredes son las de menor generación (< 100kW) con interfaz electrónica. Estas fuentes (generalmente micro turbinas, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, celdas de combustible) están localizadas cerca del consumidor [4].

La configuración de la microrred también cuenta con sistema de almacenamiento o baterías, reguladores de carga, inversores de tensión que permiten la conversión de DC en AC, un sistema de transferencia de potencia y las protecciones primordiales para garantizar seguridad a la red ante cualquier anomalía que se presente en el sistema. En la referencia [1] se describen los diferentes dispositivos que conforman una microrred, y se realiza un análisis financiero de los mismos.

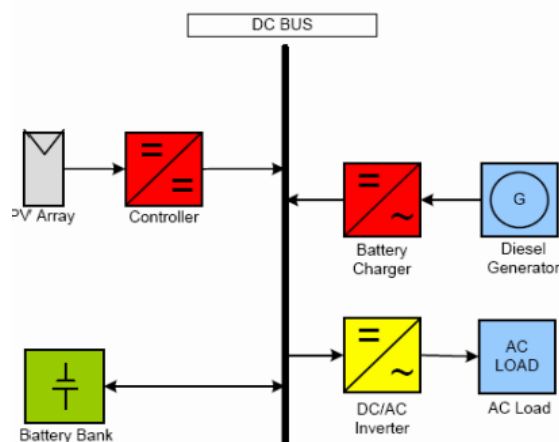
1.3 TOPOLOGIAS DE MICRORREDES

Las microrredes se clasifican de acuerdo a su topología de tres formas [5]:

1.3.1 Configuración en serie. En esta configuración toda la energía disponible es entregada y distribuida en un sistema de distribución de DC, la cual se almacena en un banco de baterías. Utiliza mayor cantidad de equipos de conversión, inversión y control de potencia, lo que hace que su eficiencia sea menor con respecto a otras configuraciones. El principio de funcionamiento para esta configuración se define de la siguiente manera:

- Cuando la demanda de energía sea menor a la producción de energía por fuentes renovables, existen excedentes de energía los cuales recargaran las baterías, en caso contrario las baterías suplen la insuficiencia de energía en eventos en que la demanda es mayor.
- En momentos críticos cuando las baterías se agoten a un valor determinado y la demanda es superior a la producción de energía por fuentes renovables, la generación de respaldo suministra la energía requerida.

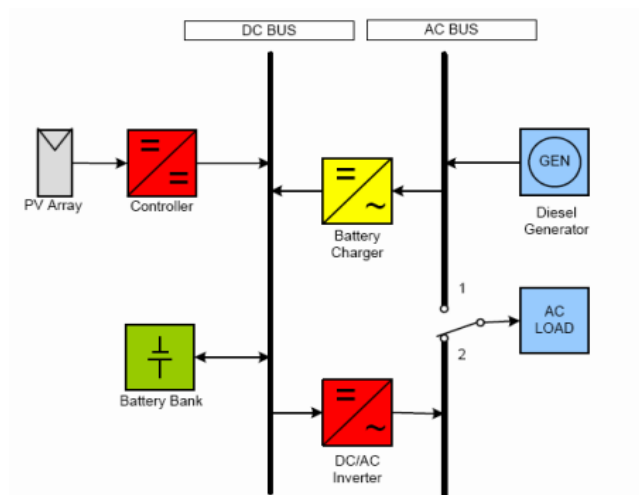
Figura 1. Esquema configuración en Serie de una microrred.



Fuente: Tomado de Centro Nacional de energías renovables CENER.

1.3.2.2 Configuración conmutada. Para reducir el uso de elementos de conversión, inversión y control de potencia en la configuración serie, se establecen dos sistemas para suministro de energía eléctrica uno en DC y otro en AC. Al sistema DC se conectan las fuentes renovables y al sistema AC se conectan fuentes energéticas con funciones de respaldo de potencia y los generadores de respaldo propios. El funcionamiento es similar al de la configuración híbrida en serie con la diferencia de suministrar energía en corriente alterna directamente a la carga. En la figura 2 se observa un ejemplo de esta configuración.

Figura 2. Esquema configuración conmutada de una microrred.



Fuente: Tomado de Centro Nacional de energías renovables CENER.

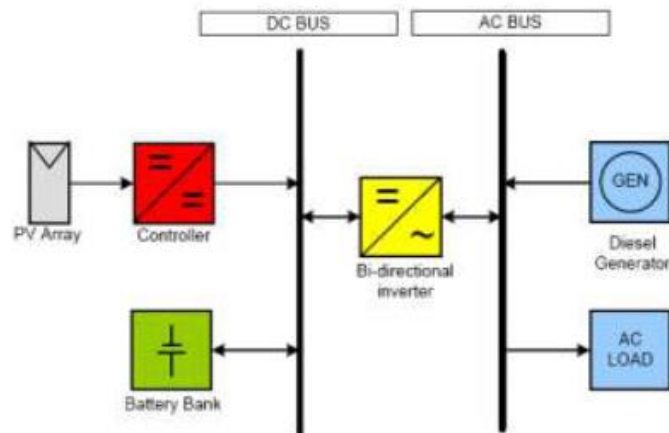
1.3.2.3 Configuración en paralelo. La configuración en paralelo implementa el mecanismo de dos sistemas de distribución: AC y DC, respectivamente, con la característica de suministrar energía independientemente de demanda baja, intermedia o alta por medio de la sincronización de un inversor bidireccional. Esta configuración permite una gran flexibilidad en cuanto a la administración de la energía producida, debido a que las baterías pueden cargarse por medio de cualquier fuente energética. La distribución de las fuentes de energía conectada a

los sistemas de distribución es idéntica a la configuración híbrida conmutada. El modo de operación se describe a continuación:

- Se programa el suministro energético considerando los recursos energéticos disponibles, destinando las fuentes de energía más confiables y suficientes, para periodos de demanda máxima o intermedia, y las fuentes más limitadas para demandas menores.
- En cualquier momento donde se presenten excesos de energía con respecto a la demanda de energía, se almacena en las baterías u otro sistema de almacenamiento.

En la figura 3 se muestra un esquema de la configuración en paralelo.

Figura 3. Esquema configuración en paralelo de una microrred.

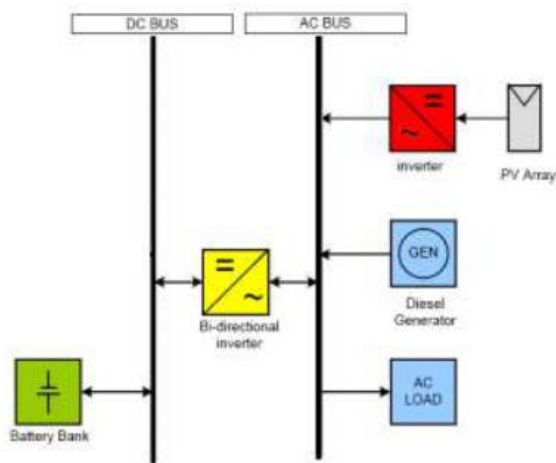


Fuente: Tomado de Centro Nacional de energías renovables CENER.

1.3.2.4 Configuración híbrida en paralelo por suministro en AC. En esta disposición, las fuentes suministran la energía eléctrica directamente a la carga por medio de un sistema de suministro en AC, coordinados por un robusto sistema de control de potencia para un despacho óptimo. Al sistema de continua se conectan las baterías que son cargadas o descargadas de acuerdo al comportamiento de la diferencia entre energía producida y consumida, todo esto

por medio de un inversor bidireccional ubicado como puente entre los dos sistemas de distribución de la configuración. Esta configuración es considerada óptima y la más avanzada tecnológicamente ya que reduce al máximo el número de convertidores/inversores, optimiza los recursos energéticos y amplía la capacidad de energía del sistema.

Figura 4. Esquema configuración en paralelo con suministro en AC de una microrred.



Fuente: Tomado de Centro Nacional de energías renovables CENER.

1.4 RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES

En los últimos años, debido a los incrementos de la demanda de energía, la creciente preocupación por el impacto ambiental y la cada vez más escasas de recursos fósiles, han llevado al surgimiento de fuentes de energía alternativas que han tenido un gran desarrollo y aplicabilidad en diferentes ramas de la red eléctrica. Diferentes investigaciones y desarrollos tecnológicos han convertido estas formas de energía alternativas en verdaderas formas viables y fiables de suministro energético y que por tanto requieren aún más profundidad y

compresión por las instituciones, usuarios y en general todo el sector de la energía.

Como recursos energéticos renovables se define como el proceso de conversión de energía eléctrica desde una energía primaria sea solar, eólica, potencial, entre otras que se regenera en gran medida y que su conversión no implica impactos ambientales considerables. Dentro de los recursos energéticos más conocidos y desarrollados se encuentran la energía solar, eólica, a partir de la degradación o combustión de biomasa, geotérmica, mareomotriz y pequeños aprovechamientos hidroenergéticos. En el anexo A, se pueden apreciar detalladamente los procesos de conversión de energía, su funcionamiento y su desarrollo en Colombia.

A continuación, en la tabla 1 se muestra una matriz resumen de los diferentes recursos energéticos disponibles, la información disponible, el potencial energético estimado, la normatividad vigente y el impacto ambiental esperado en cada una de las formas de energía.

Como se puede evidenciar en la Tabla 1, las fuentes de energía renovables que cuentan con un mayor apogeo y una mayor investigación en Colombia, para su implementación para la solución del problema de energía eléctrica en las ZNI, son la energía eólica, solar, la biomasa y las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), y es por esta razón por la cual se va a profundizar sobre su actual condición en el país (ver ANEXO 1).

Tabla 1. Matriz resumen del estado actual de las FER.

Fuente: Modificado de [15].

ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACION	POTENCIAL	REGULACION Y NORMA TECNICA	IMPACTO AMBIENTAL
SOLAR	Varios mapas de radiación solar en el país indican un excelente potencial entre el 58 y 85% del máximo mundial.	El país dispone entre 2200 kWh/m ² /año (Guajira) y 1300 kWh/m ² /año (costa pacífica).	No hay una regulación específica para la energía solar. - hay normas ICONTEC para las tecnologías empleadas en la energía solar.	Bajo impacto ambiental, genera molestias optico-estéticas.
ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACION	POTENCIAL	REGULACION Y NORMA TECNICA	IMPACTO AMBIENTAL
BIOMASA	Existe información fragmentada en la UPME y Ministerio de Minas y Energías, atlas de biomasa en el país.	UPME identificó potencial energético de 331,64 Pj/año de residuos agrícolas e industriales. Los residuos pecuarios 117,55 Pj/año. Residuos sólidos urbanos de 12 ciudades principales: 192 Tj/año.	No hay regulación específica. No existen Normas Técnicas ICONTEC para la biomasa pero para los equipos se aplican normas técnicas específicas.	Se liberan diferentes compuestos contaminantes en el proceso de combustión, de los diversos tipos de biomasa.

Tabla 1. Matriz resumen del estado actual de las FER (Continuación).

ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN	POTENCIAL	REGULACIÓN Y NORMA TÉCNICA	IMPACTO AMBIENTAL
EÓLICA	Existen varios mapas de velocidad del viento en el país, pero aun la información es insuficiente para cualquier propósito de simulación.	Potencial para generación al SIN en la costa Atlántica, San Andrés y Providencia. Hay indicios de otros lugares al interior del país.	No hay una regulación específica para la energía eólica. Hay 2 normas ICONTEC para la generación de electricidad con aerogeneradores.	Baja contaminación ambiental, genera ruidos, degradación del aspecto paisajístico y el impacto sobre cierto tipo de fauna (aves).
ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN	POTENCIAL	REGULACIÓN Y NORMA TÉCNICA	IMPACTO AMBIENTAL
GEOTERMIA	Existen estudios realizados en 1981, sobre reconocimiento de áreas, se identificaron tres, Zufra, Chile Cerro Negro y Paipa. Es preciso realizar los estudios de prefactibilidad de las áreas promisorias.	El potencial no se ha evaluado, se estima el potencial del Nevado del Ruiz en unidades de prueba desde 10 MW, el potencial se desarrolla en forma progresiva, de tal forma que no se puede hablar de potencial.	Lo existente en torno a propiedad de terrenos petroleros, mineros etc. No existen ninguna norma técnica relacionada.	Poca contaminación ambiental, el impacto visual suele ser considerable, deterioro del terreno donde se instala la planta.

Tabla 1. Matriz resumen del estado actual de las FER (Continuación).

ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN	POTENCIAL	REGULACIÓN Y NORMA TÉCNICA	IMPACTO AMBIENTAL
PCH	Existen estudios realizados en 1981, sobre reconocimientos de áreas, realizados por el ICEL, en el INEA en los años, 1996, 1999 se realizo investigación de PCH, en donde se realizaron comites nacionales recogiendo información de los departamentos, también se encuentra proyecto PESECA. Desde 1997 el IPSE tiene información de territorios nacionales y el sector privado inicia diseños y construcción en diferentes partes del país.	El potencial se ha evaluado preliminarmente en el INEA teniendo una cifra general de 25000 MW. En los años 2008 y 2010 se inicio una actividad para determinar potencial en PCH, utilizando mapas digitales y rendimientos en cuencas hidrográficas.	Existe una regulación para centrales hidroeléctricas, la cual debe ser aplicada para las PCH.No existen normas técnicas ICONTEC pero se aplican normas técnicas específicas para cada componente en OBRAS civiles,mecanicas y electricas.	Baja contaminación ambiental, puede llegar a alterar el ecosistema donde queda la central.
ENERGÍA	DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN	POTENCIAL	REGULACIÓN Y NORMA TÉCNICA	IMPACTO AMBIENTAL
MARES	Limitada a estudios de entidades privadas, de carácter muy preliminar	indeterminado.	No existe ninguna regulación ni normas técnicas al respecto.	Poca contaminación ambiental, el impacto visual suele ser considerable, impacto sobre la avifauna y un gran impacto sonoro.

1.5 ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)

En Colombia las zonas no interconectadas son territorios alejados, con situaciones geográficas características que no permiten su conexión al sistema interconectado nacional (SIN), y por ende con servicio de energía eléctrica limitado y en ocasiones ausente en su totalidad, y que por tal razón requiere de soluciones energéticas especiales, de acuerdo a sus condiciones particulares. El Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE, es la entidad encargada de formular y viabilizar proyectos de electrificación para las ZNI, profundizando en sus necesidades energéticas, planes de desarrollo energético, ampliaciones de cobertura del SIN y la ejecución de recursos destinados a proyectos de energización en ZNI.

1.5.1 Caracterización de las zonas no interconectadas. Según la base de datos del Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE, en la Tabla 2 se resumen las características generales de las zonas no interconectadas en Colombia:

Tabla 2. Características principales de las ZNI.

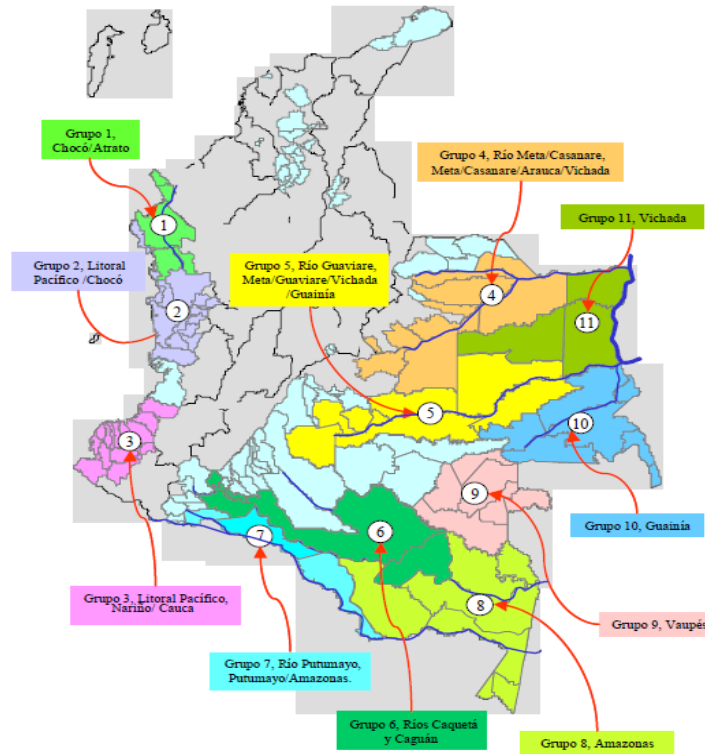
Característica	Descripción
Ubicación	En 32 departamentos, con prioridad en 17 con mayor problemática
Área total	52% del Territorio Nacional
Localidades	1448
Municipios	90
Cabeceras municipales	54
Capitales departamento	5
NIB	>77%
Capacidad instalada	165 MW

Parques de generación	373
Horas promedio prestación del servicio	4 - 8 horas
Costo kWh	1200 (8 horas de servicio)
Habitantes	1500000 aprox
Usuarios	419789 aprox

Las ZNI también se caracterizan por su baja densidad población, consumos promedios menores, bajo nivel de recaudo y capacidad de pago, además de los altos costos de prestación de servicio y de nivel de pérdidas, así como ausencia de sistemas de medida de energía.

1.5.2 Clasificación de las zonas no interconectadas. . En el estudio de las zonas no interconectadas, se ha establecido diferentes clasificaciones que permite conocer y profundizar en las características de los usuarios que habitan en estos sitios. En el CONPES 3108 de 2001, se establecen 12 grupos territoriales dentro de las zonas no interconectadas, buscando la forma más eficiente y apropiada para la prestación del servicio de energía, por medio de proyectos de electrificación rural, administrados localmente o por medio de empresas de energía regionales. Esta clasificación atiende criterios como: La accesibilidad, la caracterización económica, los recursos energéticos disponibles y la infraestructura eléctrica existente. En la figura 5, se muestran los grupos territoriales contemplados en el Conpes 3108 de 2001.

Figura 5. Mapa grupos territoriales dentro de las ZNI.



Fuente: CONPES 2001.

A su vez también dentro de las diferentes políticas energéticas ejecutadas por las instituciones del sector, en el marco de los planes de desarrollo, entre otros; se ha establecido alternativas energéticas para las ZNI tales como soluciones aisladas, plantas diésel, microrredes, interconexión al SIN, etcétera. Un punto inicial para formular políticas para estas zonas, es determinar la viabilidad de conexión con el SIN, esto permite clasificar a los centros poblados en ZNI entre interconectables y no interconectables.

- Centro poblado interconectable: Población donde se ha proyectado su interconexión eléctrica al SIN dentro de los próximos 5 años, de acuerdo a los planes de inversión y energización de los entes territoriales y nacionales para la energización de ZNI.
- Centro poblado no interconectable: Población donde en el corto plazo no está proyectado o no es viable su conexión al SIN, por tanto es oportuno evaluar

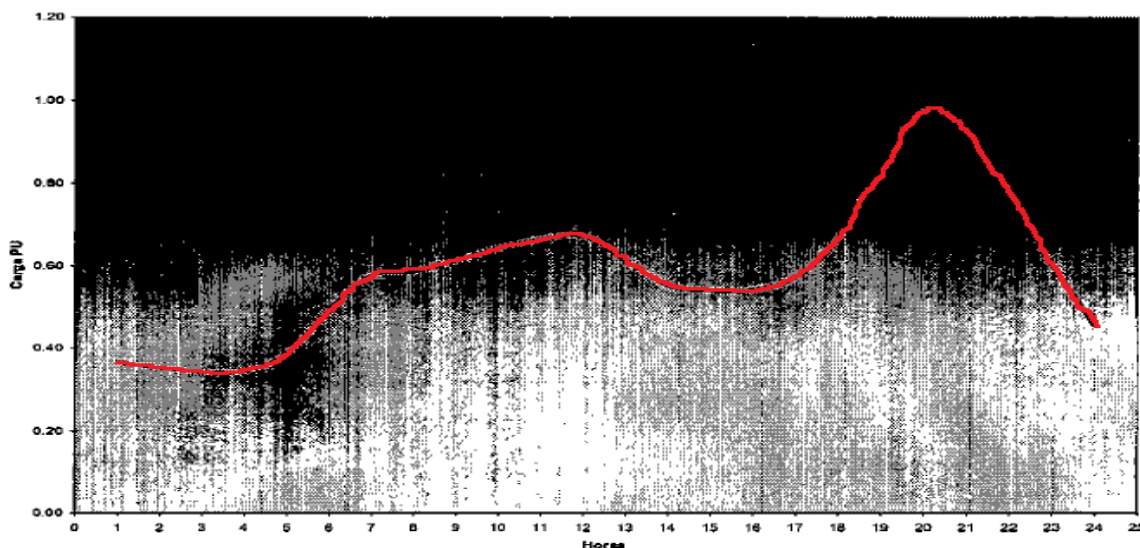
alternativas de solución energéticas aisladas preferiblemente por medio de fuentes no convencionales de energía (FNCE).

1.5.3 Factor de carga y demanda de energía. Para determinar la demanda de energía presente en las ZNI, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establece un marco regulatorio para la demanda unitaria y el factor de carga característico de estas zonas, teniendo en cuenta que existen actualmente dos rangos de prestación del servicio de energía:

- Poblaciones con tiempo de demanda de energía menor o igual a 12 horas diarias.
- Poblaciones con tiempo de demanda de energía mayor a 12 horas diarias.

Para determinar el factor de demanda, se consultaron los datos pertenecientes a empresas pertenecientes a las ZNI pero que se encuentran interconectados al SIN, y que posean un patrón de consumo semejante. Se utilizaron las curvas de carga típica de un día normal en un circuito puramente residencial, resaltando que en las ZNI, la industria y el comercio son menores y no representa un efecto considerable en la curva de demanda típica residencial. En la Figura 6 se muestra la curva promedio de carga calculada.

Figura 6. Curva promedio de demanda típica usuarios ZNI.



Fuente: Tomado de CREG.

De la anterior curva se define el factor de carga para poblaciones con 12 horas y 24 horas de servicio de 0,32 y 0,6 respectivamente.

La CREG, teniendo en cuenta los registros de las empresas de energía incorporadas en el estudio de la demanda, encontró una energía y potencia promedio de 98,67 kWh y de 0,23 kW por usuario residencial, respectivamente, para poblaciones con servicio de energía por 2 horas, se encontró una demanda de 0,19 kW por usuario. Así pues se definió la demanda por usuario en las ZNI de 0,23 kW.

Por otra parte, debido a la poca información disponible y baja confiabilidad, el IPSE desarrolló un proyecto de tele medición, en 3 fases, en poblaciones principales dentro de las ZNI, conformándose así el Centro Nacional de Monitoreo (CNM). En el CNM se encuentran datos de centros poblados en cuanto a la capacidad de generación instalada, potencia máxima, demanda acumulada mensual y horas de prestación del servicio promedio diario. En [17] se puede

observar las localidades con servicio de monitorización por parte del CNM del IPSE.

1.5.4 Disposiciones generales de calidad del servicio en ZNI.

A continuación se describen los aspectos relacionados con la calidad de la energía eléctrica a tener en cuenta en las ZNI.

- **Disponibilidad de planta**

La comisión establece para las unidades de generación y empresas de energía con actividades en el sector de generación en las ZNI, un factor de planta de 98% durante todo el año.

- **Calidad de la tensión**

La tensión para el sector de generación debe mantenerse dentro de un intervalo de 1% con respecto al valor nominal de la tensión en bornes del generador.

Para sistemas de potencia en las ZNI, se consideran los mismos criterios de calidad del servicio que en las instalaciones con conexión al SIN. Tensiones en un rango de 5% en las barras en operación normal y 10% en contingencias n-1.

Mantener la tensión en todo punto del sistema, en un rango de más o menos 10% de la tensión nominal o asignada.

- **Frecuencia**

La frecuencia de la tensión, se recomienda permanecer en un rango de 0,5% con relación a la frecuencia nominal en bornes del generador.

- **Regulación de tensión**

Según criterio definido por el IPSE, la regulación entre los transformadores y los postes terminales secundarios no debe sobrepasar el 6%.

- **Angulo de potencia**

El criterio de calidad para el ángulo de potencia se establece el mismo que para el SIN. Debe permanecer en un rango de más o menos 30 grados.

- **Continuidad prestación del servicio**

En las ZNI se encuentran centros poblados con 2 a 24 horas de servicio,

dependiendo de la capacidad instalada y demanda de energías propias del lugar. Se propone en el menor tiempo posible lograr la universalización del servicio de energía en todo el territorio nacional. Se deben formular criterios para definir un horario de prestación del servicio obligatorio para las Empresas de Servicio Público, ESP, dependiendo de la infraestructura eléctrica existente, subsidios, precios del combustible, precios y formas de transporte del combustible, entre otros factores. La no prestación en el horario definido deberá ocasionar compensación a los usuarios.

Para ZNI con 24 horas de prestación de servicio el índice de desconexiones del servicio (DES) no superara los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN.

- **Indisponibilidad permitida**

Según Hagler-Bally - Aene (2001), se recomiendan establecer límites máximos de disponibilidad de servicio de energía en las instalaciones que sirven a los usuarios, está distribuida por una franja horaria de servicios y de años de puesta en servicio de la solución energética particular del usuario o centro poblado. En la Tabla 3 se muestran los límites propuestos:

Tabla 3. Días de indisponibilidad del servicio para ZNI.

Servicio No horas –día	Días de indisponibilidad del servicio permitidas por semestre		
	1er año	2do año	3er año
24	12	6	3
18	15	7	3
12	20	10	5
6	30	15	10

Fuente: Hagler-Bally - Aene

1.5.5 Situación actual de las ZNI. En las Zonas No Interconectadas, se han desarrollado múltiples proyectos de electrificación de diferente naturaleza e impacto, en el marco de políticas energéticas concebidas por las instituciones del sector y los planes establecidos por las entidades de gobierno. En esta sección se mencionan los aspectos más relevantes de estas experiencias, los proyectos

desarrollados, los resultados y las problemáticas que se presentan, y una visión general del servicio de energía actual en las ZNI.

Para el año 2012, en el PIEC 2013-2017, se observa la situación actual de cobertura de energía por departamento, reflejando en casos críticos como los departamentos de Putumayo, Amazonas, Vaupés y Vichada con coberturas menores al 70%. En Zonas No Interconectadas la cobertura se ha venido aumentando desde el año 2001, cuando se establecieron los principales esfuerzos para llevar energía eléctrica a estas regiones.

Otro importante insumo para dar solución a las necesidades energéticas de las diferentes regiones y departamentos en Colombia tiene que ver con el índice VSS (viviendas sin servicio de energía), este índice calcula la demanda local de energía y dimensiona los proyectos de solución energética que respondan suficientemente a la demanda actual como su crecimiento en un periodo de tiempo futuro. Para las ZNI, se encuentran aproximadamente 419789 viviendas, de las cuales cerca de 120000 se encuentran en los departamentos de Cauca, Putumayo y La Guajira, además de que, gracias a los esfuerzos realizados por el IPSE y las autoridades locales ha disminuido el número de VSS para el año 2012, con excepción del departamento de Antioquia. En [18] se presenta la distribución de viviendas sin servicio eléctrico para el año 2012 para todos los departamentos.

1.5.5.1 Características del parque de generación. Generalmente, los proyectos de electrificación en zonas aisladas en Colombia se llevan a cabo principalmente por medio de tecnología diésel, complementado con pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) y sistemas solares fotovoltaicos, en menor proporción. Con relación a las plantas diésel, actualmente en las ZNI, se encuentran instaladas 1075 plantas de generación diésel, con un total de 199629,3 kW de capacidad, distribuidas en un rango de potencias como se muestran en la Tabla 4. A su vez en [18] se muestran los sitios donde se encuentran instaladas estas plantas diésel.

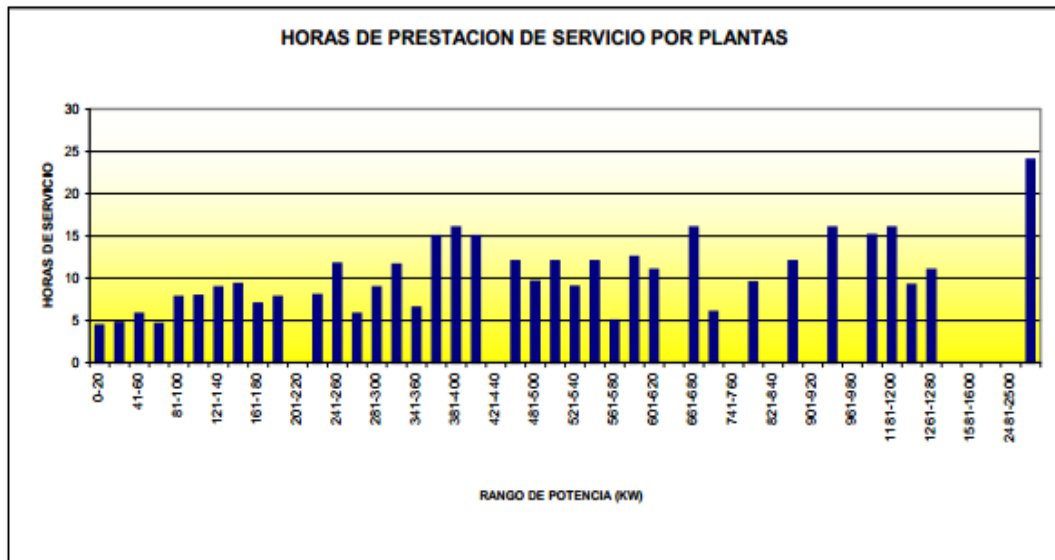
Tabla 4. Número de plantas instaladas en ZNI.

RANGO DE POTENCIA (kW)	No.DE PLANTAS
0-60 kW	772
60-100 kW	90
100-200 kW	93
200-500 kW	71
500-1000 kW	36
>1000 kW	13
Total	1075

FUENTE: Hagler-Bailly-Aene (2001)

Se aprecia que el 80% de la capacidad instalada total se concentra en 860 plantas diésel menores de 100 kW, con pocas horas de servicio diario. Resaltando que a mayor potencia de generación de la planta diésel mayor es el número de horas de prestación del servicio. En la Figura 7 se muestra la cantidad de horas de prestación de servicio por capacidad de potencia de las plantas diésel en ZNI.

Figura 7. Horas de servicio por capacidad de potencia de las plantas diésel instaladas en ZNI.



Fuente: Tomado de UPME

Con relación a las pequeñas centrales hidroeléctricas, existen solo 3 en todo el país, con un total de capacidad instalada de 2584 kW. Esto debido a la baja incorporación y desarrollo de tecnologías que permitan utilizar las bajas caídas de agua y los poderosos caudales de los ríos, como por ejemplo las turbinas sumergibles Michell-Banki, para proyectos energéticos para poblaciones en las orillas de las vías fluviales, asentamientos poblacionales que abundan en el país. En la Tabla 5 se resumen los aspectos más importantes de las PCH instaladas en Colombia:

Tabla 5. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en ZNI.

PCH	Capacidad [kW]	Usuarios
López de Micay (Cauca)	1970	443
Bahía Solano (Choco)	11600	1660
Caracolí (Costa Atlántica)	64	138

Se estima además que actualmente hay 52 sistemas fotovoltaicos instalados en Colombia, totalizando una capacidad de generación de 148,48 kVA.

1.5.5.2 Sistema de distribución. Según [19], se han registrado cerca de 65 MW de capacidad de transformación de equipos instalados en centros poblados dentro de las ZNI. Se cuentan con más de 1000 transformadores con una relación generalmente de 13200/220 V, distribuidos teniendo en cuenta una agrupación por región global: región amazonia, Orinoquia y pacífica. Para la distribución de energía, se cuenta con redes de media tensión, 13,2 kV y 7,5 kV y baja tensión 440 V y 220 V, con una longitud total de líneas en media tensión de 304,5 km. Se estima que en promedio por cada kilómetro de red primaria se encuentran 138 usuarios de energía eléctrica.

1.5.6 Costos de la prestación del servicio de energía. Para el cálculo de los costos y las tarifas establecidas para la prestación del servicio de energía eléctrica, se debe tener en cuenta las resoluciones presentadas en la Tabla 11.

Tabla 6. Reglamentación relacionada con costos prestación de servicio de energía en ZNI.

Resolución	Modificación	Referencia
Resolución CREG 091 de 2007	CREG 161 de 2008, 057, 059, 074 y 097 de 2009	Propuesta metodológica para remunerar actividades del sector
Resolución CREG 093 de 2003	-----	Bases tarifarias
Resolución CREG 033 de 2005	-----	Propuesta metodológica

1.5.6.1 Costos de las unidades de generación. Para determinar los costos y por ende los cargos reconocidos para la actividad de generación dentro de las ZNI, se deben clasificar en dos clases: los costos pre operativos y los costos operativos. Los primeros tienen relación con las inversiones iniciales a que tienen lugar en el proceso de instalación de cualquier tecnología energética, se realizan una única vez y antes de que entre en operación la planta. Los costos operativos son generalmente pagos periódicos por diferentes conceptos que permiten el correcto funcionamiento del equipo. En el anexo D “Matriz de costos para tecnologías de energías renovables” se encuentran desmenuzados los diferentes ítems que componen los costos operativos y pre operativos para la actividad de generación y para los sistemas de transmisión y distribución, constituyendo las matrices de costos para cada una de las tecnologías utilizadas en las zonas no interconectadas ZNI.

1.6 PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN

Los recursos energéticos distribuidos (DER) han tenido un gran auge, como alternativa importante para las necesidades cada vez más apremiantes de energía eléctrica, de calidad, fiabilidad y seguridad de las instalaciones y como medio para un desarrollo económico y social, sostenible con el medio ambiente. Adicionalmente, los DER se están imponiendo como una variante al tradicional esquema de generación centralizada de energía, debido a sus múltiples beneficios que los caracteriza: Su modularidad, su tamaño compacto, la portabilidad, la reducción de costos y pérdidas en transmisión, las menores emisiones contaminantes e incluso mejores eficiencias, son un ejemplo de los avances de la implementación de tecnologías DER.

Del aprovechamiento de los recursos energéticos distribuidos (DER) posiblemente se evolucione a los sistemas eléctricos actuales, a esquemas donde se conecten en red múltiples microrredes eléctricas implementados en los sistemas de distribuidos en forma red reemplazando su diseño radial actual. Teniendo presente este panorama futuro se han adelantado investigaciones diversas enfocadas a la ubicación y colocación óptima de los recursos distribuidos dentro de una zona o región determinada, dejando la estructura radial de las redes de distribución actuales. Por otro lado, en este trabajo se propondrán configuraciones óptimas de interconexión de los DER por medio de microrredes en red, que pueden funcionar de forma aislada o conectadas a la red local, todo esto tomando como criterios base la fiabilidad, continuidad y calidad de la ampliación de cobertura de servicio de energía eléctrica en zonas apartadas.

1.6.1 Métodos analíticos. Existen múltiples métodos de abordar el problema de optimización descrito en este trabajo por medio de diferentes herramientas informáticas, estadísticas y analíticas. La programación dinámica (DP) es un

método computacional riguroso que permite proporcionar la arquitectura óptima de una microrred, interconectando los nodos de carga y generación en una red de distribución. El método basado en DP incorpora el concepto de “unidad de enlace” como base fundamental de análisis para resolver el problema de optimización. Debido a su rigurosidad el DP se convierte en un método computacionalmente intensivo, incapacitándolo para aplicaciones de gran envergadura. Por tal razón se han desarrollado métodos heurísticos más sencillos, tales como los algoritmos genéticos (GA), recocido simulado (SA), de búsqueda armónica (HSA) y optimización por enjambre de partículas (PSO), que resuelven el problema con operaciones sencillas, en un tiempo favorable y con errores permisibles.

Soluciones energéticas integradas. Una solución energética integrada es una alternativa de suministro de energía para los centros poblados en ZNI, que por medio de la interconexión de los nodos del sistema de distribución propuesta para la zona objetivo, satisface la demanda energética y permite la interacción y el flujo de potencia entre las diferentes poblaciones, mejorando la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio. Para analizar esta alternativa se puede resaltar dos métodos analíticos, la programación dinámica (DP) y la optimización por enjambre de partículas (PSO), método que presenta menores tiempos de simulación, mayor flexibilidad, aproximaciones a resultados confiables con mínimos de errores y adaptabilidad a las diferentes situaciones presentes en el problema de encontrar arquitecturas óptimas en redes eléctricas. Adicionalmente, el PSO permite incorporar diferentes elementos de optimización como por ejemplo la confiabilidad de la red, la regulación y pérdidas, líneas eléctricas no admisibles, entre otros que benefician el proceso de selección de la alternativa más adecuada.

- Optimización por enjambre de partículas (PSO)

La optimización por nube o enjambre de partículas es un conjunto de métodos heurísticos, que permiten resolver un problema de optimización utilizando un

conjunto de soluciones posibles o llamadas partículas, moviéndose en el espacio de solución con una velocidad y una orientación establecida por matrices matemáticas. El movimiento de una partícula está influido por la mejor posición propia, encontrada hasta el momento y la mejor posición encontrada para el grupo total de partículas a medida que recorren el espacio de solución.

Existen dos tipos de PSO desarrollados actualmente, el primero es un PSO normal en el que las partículas pueden tomar valores reales en cada una de las dimensiones del problema de optimización, por otro lado en la versión de PSO binaria, las partículas solo pueden tomar valores entre 0 y 1. En la Figura 9 se muestra una definición de los elementos generales de un algoritmo basado en PSO.

Figura 8. Parámetros generales PSO.

R^D	↔	El espacio de búsqueda designado, con D la cantidad de dimensiones que cuenta dicho espacio
$X_i = (x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, \dots, x_{iD})$	↔	La posición de la i-ésima partícula en R^D
$P_i = (p_{i1}, p_{i2}, p_{i3}, \dots, p_{iD})$	↔	La mejor posición anterior (la posición que dio el mejor resultado) de la partícula i-ésima.
$V_i = (v_{i1}, v_{i2}, v_{i3}, \dots, v_{iD})$	↔	La velocidad de la partícula i-ésima en R^D
Pbest	↔	El valor del mejor fitness hasta este momento encontrado. Es el valor que se obtiene al aplicar la función de fitness a cada partícula
p_{id}	↔	Es la mejor posición que ha obtenido la partícula i-ésima en la dimensión d
p_{gd}	↔	Es la mejor posición del grupo de partículas en la dimensión d
$v_{id}(t)$	↔	Velocidad de la i-ésima partícula en la dimensión d para un tiempo t
$x_{id}(t)$	↔	Posición actual de la partícula i-ésima en la dimensión d
φ_1	↔	Es un número aleatorio que se encuentra en el rango $[0, Q_{max}]$
φ_2	↔	Es un número aleatorio que se encuentra en el rango $[0, Q_{max}]$
Vmax	↔	Velocidad máxima que puede alcanzar una partícula
-Vmax	↔	Velocidad mínima que puede tener una partícula
ω	↔	Coefficiente de inercia : valor aleatorio en el rango $[0.5, 1]$

Fuente: Tomado de en.wikipedia.org/wiki/Particle_swarm_optimization

A continuación se enumeran los principales pasos a seguir para implementar un algoritmo de PSO a un problema de optimización dado:

1. Inicializar aleatoriamente las partículas asignándole una posición y una velocidad dentro de un espacio de solución con N-dimensiones. Definir los criterios de detención o de solución satisfactoria.
2. Evaluar la función objetivo para cada una de las partículas definidas y sus

valores iniciales.

3. Comparar los resultados de la función objetivo, atribuidos a la posición actual de la partícula con los resultados de las iteraciones anteriores. Si el valor actual es mejor que el valor encontrado históricamente, este se reemplaza; si no es así, se calcula la posición y la velocidad de la siguiente iteración manteniendo siempre el mejor valor encontrado hasta el momento.
4. Calcular la mejor posición encontrada por una partícula dentro del grupo total o parcial de partículas y por cada iteración comparar su valor con el mejor resultado encontrado hasta el momento.
5. Ajustar la posición y la velocidad de la partícula siguiendo las siguientes ecuaciones generales:

Para la velocidad:

$$v_{id}(t) = \omega * v_{id}(t-1) + \varphi_1(p_{id} - x_{id}(t-1)) + \varphi_2(p_{gd} - x_{id}(t-1)) \quad (1)$$

Para la posición:

$$x_{id}(t) = x_{id}(t-1) + v_{id}(t) \quad (2)$$

6. Comprobar que se ha cumplido los criterios de detención (máximo número de iteraciones o porcentaje de movimiento de partícula), si no continuar con el paso 2, recursivamente.

La velocidad de una partícula en el algoritmo PSO, está compuesta por 3 elementos. La inercia es la componente expresada por la velocidad que posee la partícula en la iteración anterior. El aprendizaje de su propia experiencia plasmado en la diferencia entre la mejor posición encontrada hasta el momento y la posición actual. Y por último el aprendizaje de grupo planteado en la diferencia entre la mejor posición del grupo y la actual de la partícula en cuestión.

Soluciones energéticas aisladas. Debido a condiciones geográficas y económicas especiales, existen algunas ZNI donde la solución energética más favorable para el suministro de energía eléctrica es de forma aislada. Para estas soluciones energéticas aisladas existen métodos analíticos para determinar la configuración más óptima de una microrred a instalarse en este tipo de localidades.

- HOMER: Modelo de optimización de sistemas de potencia distribuida

El modelo de simulación de HOMER opera mediante un cálculo horario de balances de energía, comparando para cada hora, la demanda eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede generar, calculando además el flujo de energía en todos los puntos del sistema. El software se basa en datos de entrada como las especificaciones técnicas de las tecnologías aplicadas, los costos de su implementación y la disponibilidad del recursos energético en el sitio del proyecto, para evaluar las diferentes configuraciones y combinaciones de elementos que satisfagan la demanda de energía puntual, al menor coste cumpliendo requisitos mínimos de calidad y confiabilidad del suministro. Los resultados obtenidos son desplegados en una gran variedad de tablas y figuras para el análisis de sus características, ventajas económicas y técnicas, así como sus costos totales.

Como aspectos generales, el algoritmo de simulación de HOMER¹ se concentra en las variables más sensibles dentro de la configuración planteada de tecnologías de generación, así pues, una configuración PV-Diésel, presenta variables sensibles diferentes a una configuración WIND-PV-Diésel, donde el recurso eólico incluye una alta variabilidad en su estimación. El objetivo fundamental de la optimización busca que el diseñador posea múltiples valores de las variables de decisión propias para ayudarlo a inclinarse por una configuración más adecuada a estos criterios.

¹ HOMER es un software avanzado de simulación desarrollado por NREL (National Renewable Energy Lab), Golden, Co, USA.

Para cada variable de decisión definida, el usuario o diseñador describe los rangos de valores para cada una de estas, para así construirle al algoritmo de optimización de HOMER un espacio de búsqueda que permita simular cada una de las combinaciones posibles. Al realizar una simulación a cada una de las alternativas y organizar sus resultados de acuerdo a las condiciones establecidas por el usuario, muestra la configuración con menor costo total presente (NPE), con la posibilidad de ordenar también de acuerdo a otras variables de decisión como por ejemplo, cantidad de emisiones de CO₂, número de horas de funcionamiento del generador, cantidad de combustible requerida, entre otros. Cabe resaltar que HOMER no realiza cálculos minuciosos en cuanto a la compatibilidad eléctrica, sistemas de control, entre otros que requieren análisis inferiores al balance de energía hora que maneja el programa.

Por último, como herramienta adicional a la optimización, se resalta la posibilidad de realizar múltiples optimizaciones de acuerdo a un rango valores de las variables sensibles que definen el estado de la configuración obtenida como la mejor posible. Así pues, con esta opción se pueden realizar análisis de diferentes escenarios y su influencia en la solución más adecuada, como por ejemplo, los efectos que puedan tener los precios de los combustibles, la mejora en las eficiencias energéticas de las tecnologías aplicadas, el decrecimiento de los costos de adquisición de las tecnologías, etc.

2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

En este capítulo se describirán los pasos a seguir de la metodología propuesta para la selección de la configuración óptima de microrredes para el suministro de energía eléctrica en zonas no interconectadas de Colombia. La metodología está compuesta por etapas sucesivas con un orden determinado, en busca de la solución óptima y adecuada. Estas decisiones se toman en base al problema de optimización que relaciona directamente los costos de una determinada solución al cumplimiento de los requerimientos de calidad, continuidad y confiabilidad de la instalación, abriendo la posibilidad de integrar parámetros de comparación entre alternativas, así como la ponderación de costos-beneficios de diversos escenarios presentes a la hora de evaluar la alternativa más adecuada, como por ejemplo flexibilidad, seguridad, modularidad, entre otras.

Como etapa inicial, se encuentra una fase de recolección, organización y filtrado de la información base necesaria para una buena implementación de la metodología. Posteriormente, se realiza una etapa de análisis por medio de los algoritmos y los métodos de análisis definidos en el capítulo anterior, para las diferentes alternativas de configuración de microrredes, unidades de generación disponibles y sistema de distribución. Seguido a esto, se lleva a cabo un análisis de los resultados modificando las variables de entrada y los requerimientos de calidad, continuidad y confiabilidad de la instalación, así como las restricciones y los escenarios planteados, para así establecer conclusiones importantes sobre el modelado, comportamiento, rendimiento y viabilidad de este tipo de aprovechamiento energético en zonas apartadas. Por último, se organizan los resultados obtenidos, planteando la arquitectura óptima definitiva de microrred, y se comprueba el cumplimiento de los requerimientos de calidad, continuidad y confiabilidad de la solución energética encontrada.

En la siguiente sección se menciona a grandes rasgos las características principales del modelo de suministro energético concebido para las zonas no interconectadas, llevado a cabo por medio de la implementación de la metodología planteada en este trabajo. Posteriormente, a partir de la sección 2.2, se detalla cada uno de los pasos a seguir en la metodología propuesta.

2.1 MODELO DE SUMINISTRO ENERGÉTICO

La metodología propuesta en este trabajo responde también a una visión, una concepción de modelo de suministro energético para las ZNI, que tenga la capacidad para satisfacer de energía eléctrica estas poblaciones, con los mínimos costos posibles y cumpliendo con los requisitos mínimos de calidad, continuidad y confiabilidad de la instalación, aprovechando los recursos energéticos renovables de la zona.

Se propone como modelo de suministro energético que utiliza un sistema de transmisión de potencia centralizado en las principales cabeceras municipales (Tipo 1 y 2, según lo establecido por el CONPES 3108 de 2001), donde la demanda de poblaciones menores cercanas se trasladan a la cabecera municipal sumándose a la demanda propia de estas. Esta característica permite diferenciar en la confiabilidad y calidad del servicio para poblaciones grandes y pequeñas, también permite llevar a cabo recursivamente la presente metodología en cada cabecera municipal o centro poblado para el diseño del sistema de distribución local

El modelo de suministro además, tiene como característica el uso de las plantas diésel actualmente instalados, así como su consumo mínimo e incluso desconexión a mediano plazo, como un elemento que incrementa los costos de la energía de las instalaciones, contamina el medio ambiente y no hace parte de una solución estable y duradera para la región. En el dimensionamiento de la demanda de energía se considera un servicio de energía para todas las localidades ZNI de

24 horas, cumpliendo requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio, establecidas por la normatividad vigente para las ZNI.

2.1.1 Área de Influencia preliminar

El área de influencia preliminar de las microrredes eléctricas que se proponen como fruto de la aplicación de la presente metodología, corresponde a un área necesaria para calcular la demanda de energía que debe suplir las unidades de generación que componen la microrred. Para la definición de esta área de influencia preliminar se proponen los siguientes criterios:

- Distancia entre las localidades menores hacia las localidades mayores.
- Geografía y topografía del terreno
- División político-administrativa del territorio
- Ubicación geográfica de las localidades
- Densidad de demanda de energía

Para efectos prácticos de este trabajo, no se calcula ostensiblemente el área de influencia de cada una de las microrredes sino por medio de un análisis superficial de los criterios mencionados anteriormente, dejando este tema para un trabajo de investigación mucho más profundo, estipulando el método óptimo para microrredes eléctricas.

2.2 SELECCIÓN DE LA ZONA OBJETIVO

La metodología propuesta en este trabajo funciona como una de las herramientas útiles a la hora de evaluar y diseñar alternativas energéticas para determinados lugares o zonas apartadas, estableciendo para estas, requerimientos mínimos de calidad, continuidad y confiabilidad de la instalación. Estas funciones de evaluación y diseño, la realizan en su mayoría instituciones del sector eléctrico, dedicadas a la planeación y administración del servicio de energía en ZNI, teniendo una mayor utilidad en temas como la ampliación de cobertura, formulación de proyectos de energización y en planes de implementación energética con fuentes no convencionales de energía (FNCE). Adicionalmente, a

nivel local, las empresas de servicios públicos o las gobernaciones y alcaldías tienen interés en el desarrollo eléctrico de sus localidades, así que esta metodología facilitaría la construcción de propuestas o proyectos de energía dentro de sus planes de desarrollo. Por último, cualquier institución o persona interesada en el estudio de formas alternativas de suministro energético en zonas aisladas encuentra en este documento una guía preliminar para adentrarse en el campo de las energías renovables y su implementación en zonas apartadas.

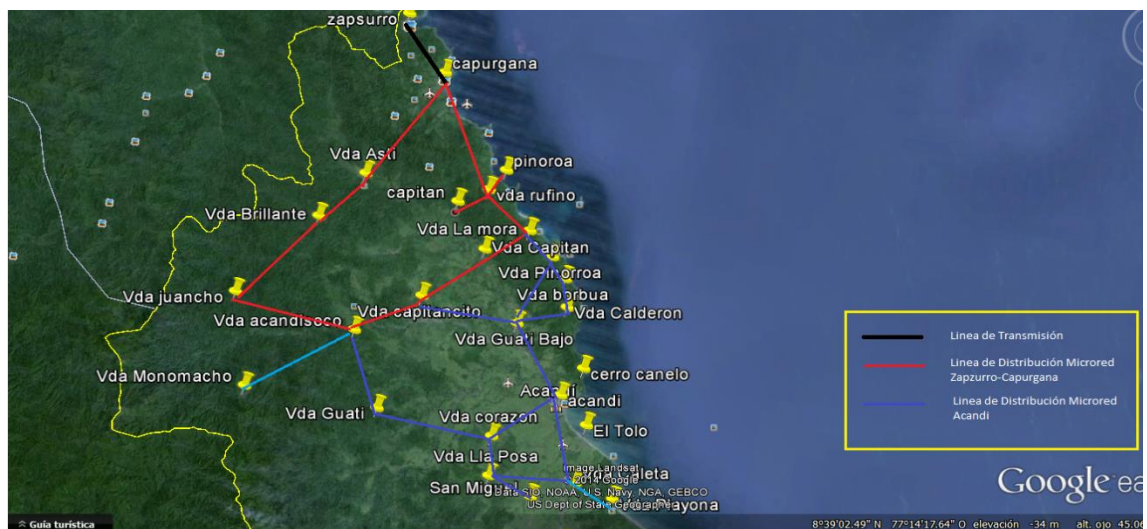
Toda la metodología gira entorno a un objetivo fundamental, el suministro energético de las demandas locales dentro de una región apartada, es decir dentro de una zona objetivo. Esta zona objetivo es el fin y la causa para la implementación de la metodología propuesta. Esta depende principalmente de los objetivos planteados por la persona y/o institución interesada en la implementación de lo planteado en este trabajo. Generalmente, la elección de la zona objetivo es una variable de entrada independiente para la metodología, por tanto se nombran a continuación algunas recomendaciones para su adaptación hacia condiciones favorables de análisis y tratamiento de información:

- Hacer parte de planes de desarrollo local, regional y nacional, así como de los diferentes planes del sector eléctrico.
- Seguir las recomendaciones y disposiciones desarrolladas por las instituciones del sector eléctrico encargadas del suministro en zonas no interconectadas por medio de sus resoluciones y/o documentos.
- Ir en consonancia con criterios como la accesibilidad, proximidad, jurisdicción administrativa, demandas fiables, semejanzas culturales y socio-económicos, tamaños poblacionales, recursos de inversión y entidades administradores de la infraestructura eléctrica.
- A mayor capacidad de generación disponible implica una reducción de la inversión por unidad de potencia dado el importante factor de escala en el mercado de las unidades de generación alternativa.

- Suficiencia y fiabilidad en la información disponible necesaria para la implementación de la metodología.

En la figura 9 se muestran los centros poblados circundantes de Acandi, cabecera municipal, a la cual se le adicionaría a su demanda la de las poblaciones cercanas:

Figura 9. Infraestructura eléctrica del modelo de suministro energético para ZNI planteado en este trabajo.



Fuente: www.maps.google.com

2.2.1 Información básica de la zona objetivo. Para el desarrollo de la metodología propuesta, se requiere de la siguiente información de la zona objetivo:

- Ubicación geográfica de los centros poblados, caseríos, inspecciones de policía y en general, los posibles usuarios de la solución energética local.
- Distancia aproximada entre localidades.
- Viviendas con o sin servicio de energía eléctrica, número de habitantes.
- Vías de acceso terrestre, fluvial o aéreo a la región y/o poblaciones.
- Actividades económicas y usos de la energía.

- Planes de desarrollo local, regional y nacional, así como proyectos de influencia local por parte del sector eléctrico.
- Niveles de calidad de vida y de necesidades básicas insatisfechas.

2.3 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Un aspecto de vital importancia para el diseño de soluciones energéticas en ZNI, es la demanda presente en las localidades ubicadas dentro de la zona objetivo. La demanda de energía es una variable sensible para el diseño de la arquitectura de microrredes apropiada para una aplicación dada, ya que determina la capacidad de generación necesaria, el flujo de potencia de la red y los elementos que la componen, influyendo directamente en la función objetivo de optimización de la metodología.

La demanda de energía eléctrica en ZNI se caracteriza por tener un comportamiento vegetativo y en algunos casos decreciente en el tiempo, esto debido a la migración y desplazamiento hacia las cabeceras principales. Por tanto la demanda calculada por población se estima como el valor máximo de acuerdo a la información existente, siendo un valor adecuado de proyección de demanda por un periodo de tiempo medio. Además, el sector residencia abarca cerca del 85% de la demanda de energía total en la zona objetivo, disminuyendo esta proporción en las cabeceras municipales principales donde se convierte incidente la carga comercial e industrial.

Para el cálculo de las demandas de energía en las localidades de las ZNI se utilizan las disposiciones definidas por la CREG-037 de 2005, así como las mediciones de las estaciones de telemedición del Centro Nacional de Monitorio del IPSE, las cuales se pueden ver el procedimiento aplicado con más detalle en la sección 1.8.3 “Factor de carga y demanda de energía”.

2.4 REQUISITOS DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN ZNI.

La metodología propuesta en este trabajo, plantea el cumplimiento, por parte de la arquitectura óptima de microrred diseñada para ZNI, de unos criterios mínimos de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio de energía prestado a los usuarios en las localidades de estudio. Debido a las diferencias entre los tipos de localidades definidas por la CREG y como estrategia para optimizar los recursos disponibles para este tipo de proyectos, se establecen criterios de calidad, continuidad y confiabilidad diferenciados relacionados con el tamaño de la población, desarrollo estratégico regional y nacional, y localización geográfica e índice.

En la Tabla 15 se establecen los requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad para la metodología propuesta.

Tabla 7. Criterios de Calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico ZNI.

Requisitos	Calidad			continuidad	Confiabilidad	
Localidades	Variación de la tensión nominal normal	Variación de la tensión Nominal contingencia	Variación de la frecuencia	Horas servicio	DES	EPNS
tipo 1	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	200	4%
tipo 2	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	200	4%
tipo 3	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	400	10%
tipo 4	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	400	20%

2.5 ZONAS EXCLUIDAS

Una de las consideraciones iniciales principales de cualquier diseño de proyectos de electrificación, tiene que ver con la selección de una zona donde sea posible la ejecución de este tipo de proyectos; esto obliga a establecer unos criterios de exclusión de zonas donde por restricciones de tipo ambiental, geográfico, cultural y social no es viable ni aconsejable realizar proyectos energéticos. En el anexo B, se especifican estos criterios, mostrando información geográfica de cada uno de los criterios de exclusión y mostrando un mapa con las zonas del territorio nacional habilitadas para la ejecución de proyectos de electrificación.

2.6 ENFOQUE DE OPTIMIZACIÓN PARA LA SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente, en las ZNI existen diferentes soluciones energéticas transitorias llevadas a cabo por múltiples organismos preocupados por el suministro energético para estas poblaciones. El servicio se presta generalmente por medio de plantas de generación diésel, algunas pequeñas centrales hidroeléctricas y aplicaciones puntuales de aerogeneradores, sistemas fotovoltaicos y aprovechamientos energéticos de biomasa, entre otras. Además existen alguna infraestructura eléctrica primaria para la transmisión y distribución de la energía generada por las plantas instaladas.

Esta inversión en infraestructura eléctrica no presenta un buen funcionamiento, ni responde a un diseño óptimo, ya que no ha demostrado ser una solución sostenible, permanente y definitiva al problema energético de las zonas no interconectadas. Por tal razón, la metodología adopta la infraestructura eléctrica actual, enfocada en utilizarla si es necesario para construir un suministro energético óptimo, más adecuado a las condiciones propias de la zona objetivo y que incorpore los recursos energéticos distribuidos disponibles en la zona. En

cuanto a los generadores diésel, existentes y la posibilidad de instalar baterías u otro sistema de almacenamiento, se considerara su viabilidad de acuerdo a los resultados de optimización, con el objetivo de reducir a su mínima expresión la utilización de estos elementos.

2.7 OFERTA NATURAL

La oferta natural de recursos energéticos es la base fundamental de cualquier proyecto con fuentes renovables, en la medición y localización apropiada de estos recursos, yace el éxito o el fracaso. Existen múltiples análisis y metodologías construidas para este fin, que sirven como insumo para la metodología presente, pero que no hacen parte de ella, ya que en este trabajo no se ahondará rigurosamente en este tema y por tanto se asume que el dimensionamiento de los diversos potenciales energéticos fue hallado de la forma más confiable y rigurosa posible.

Teniendo en cuenta que para zonas apartadas, la información concerniente a la oferta natural es escasa y poco confiable, por lo tanto, para efectos de la implementación de la presente metodología, se utilizaran los datos de los potenciales energéticos publicados en los atlas de radiación solar, de vientos, de biomasa residual e hidrológica, que se encuentran con más detalle en las secciones del Anexo A.

2.8 ANÁLISIS SOLUCIÓN ENERGÉTICA AISLADA

Como parte de la metodología, las soluciones energéticas aisladas son una posibilidad para el abastecimiento de energía eléctrica para cada una de las localidades de las ZNI, y necesariamente deben contrastarse con las demás

opciones disponibles, sean soluciones energéticas a base de plantas diésel, Interconexión a la red o soluciones por medio de microrredes en red. Para el análisis de las soluciones energéticas aisladas se tienen en cuenta en primer lugar, algunas consideraciones preliminares que describen más detalladamente el análisis actual, además de la matriz de costos para la implementación de cada una de las alternativas energéticas y por último la herramienta informática de optimización a utilizarse en este trabajo.

2.8.1 Consideraciones preliminares. De acuerdo al análisis y al modelo planteado en este trabajo, se resaltan las siguientes consideraciones preliminares:

- La generación resultante de la simulación en HOMER, corresponde a generación IN SITU, producida por unidades de generación cercanas a la población en cuestión.
- La demanda estipulada está relacionada con el modelo de suministro planteado en este trabajo.

2.8.2 Matrices de costos. Una de las características principales de esta metodología, tiene que ver en que todas las variables que confluyen en la selección, implementación y caracterización de una solución energética particular, puede ser expresada en una matriz de costos, donde se exprese su peso monetariamente en la función objetivo del problema de optimización y así, posibilitar la elección más económica de acuerdo a la minimización de la función objetivo. Para cada una de las tecnologías de generación y su conjunto inherente de variables, se establecen la totalidad de costos a evaluar. Al realizar la revisión de la documentación y normatividad existente sobre costos de generación de energía por tecnologías alternativas, se resalta la poca información y regulación al respecto por parte de las instituciones involucradas (CREG, UPME, MME), por lo tanto, se toma como referencia las disposiciones propuestas para las plantas diésel, sus metodologías de obtención de costos, para encontrar los costos de las demás tecnologías aplicables a zonas no interconectadas.

2.8.2.1 Datos supuestos. Como primera medida, se deben establecer unos datos supuestos iniciales, que permiten estimar la matriz de costos de cada una de las tecnologías energéticas aplicables a ZNI. Estos datos son supuestos por parte de los autores del proyecto, basados en la experiencia, estudios económicos, de entidades expertas en el tema como lo son el IPSE y el grupo CORPOEMA [15], y situación actual del mercado de energía, productos y servicios. En la Tabla 8 se muestra un resumen de los datos supuestos para cada una de las tecnologías abordadas en este trabajo.

Tabla 8. Resumen de datos supuestos para la matriz de costos para las tecnologías de las fuentes renovables.

Datos Supuestos	Plantas Diésel	PCH's	Solar Fotovoltaica	Eólica	Biomasa
Tasa de retorno	X	X	X	X	
Tasa de cambio	X	X	X	X	
Horas de prestación del servicio	X	X	X	X	
Factor de carga	X	X	X	X	
Disponibilidad de la Planta	X	X	X	X	
Vida útil	X				X
Precio del combustible (biomasa)	X				X
Precio del lubricante	X				
Periodo de recuperación de la inversión		X	X	X	
Costos AOM		X	X	X	
kg/Día Biomasa para conversión de energía					X
Poder calorífico Inferior PCI					X
Eficiencia turbina de vapor					X
Eficiencia generador biomasa					X
Eficiencia caldera de vapor					X

Teniendo en cuenta los datos de la tabla anterior se realiza el cálculo de la matriz de costo en las tecnologías a utilizar en las diferentes energías, procedimiento que se describe con más detalle en el Anexo D, y se utiliza para calcular un estimado del precio de las tecnologías el cual se tendrá en cuenta en el siguiente capítulo.

2.8.3 Simulación de la solución aislada HOMER. La metodología propuesta en este trabajo busca seleccionar la configuración más adecuada de microrredes eléctricas aplicadas a las ZNI, como una de las soluciones energéticas más propicias teniendo en cuenta las condiciones especiales que se presentan en estos lugares. Para encontrar la configuración más adecuada, se requiere evaluar las demás alternativas energéticas disponibles para estas zonas, una de estas corresponde a una solución totalmente aislada, utilizando los recursos energéticos disponibles en las localidades seleccionadas pertenecientes a las ZNI.

2.8.3.1 Objetivos.

Los objetivos de esta simulación son:

- Encontrar las fuentes renovables más adecuadas para satisfacer la demanda de la localidad de forma aislada.
- Hallar el costo total para una aplicación aislada de suministro energético.
- Visualizar posibles potenciales energéticos excepcionales presentes en localidades puntuales, que el diseñador las considere para posibles configuraciones óptimas de microrredes y ubicación de recursos energéticos distribuidos.
- Reafirmar o reevaluar la definición de zona objetivo para la metodología propuesta.
- Acondicionar adecuadamente los equipos utilizados en la metodología, por parte de cada una de las fuentes energéticas involucradas.

2.8.3.2 Datos de entrada para la simulación. Para la simulación de la solución aislada para cada una de las localidades seleccionadas dentro de la zona objetivo,

se deben tener los datos mostrados en las Tablas E.1 y E.2 del anexo E, teniendo en cuenta que dependiendo de los recursos energéticos encontrados en la zona, se establecen las tecnologías aplicadas.

2.8.3.3 Resultados de la simulación. Al realizar la simulación de la solución aislada para todos los centros poblados incluidos en este estudio, con los datos de entrada anteriormente mencionados, HOMER brinda múltiples herramientas de análisis y de resultados que permiten al diseñador tomar decisiones en cuanto a la configuración que más satisfaga los objetivos y requerimientos de la instalación.

Para el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo se deben tener en cuenta los resultados que se muestran en la Tabla 9, suministrados por el software HOMER:

Tabla 9. Datos de salida de la simulación. Criterios de decisión y análisis. Solución aislada.

Resultados Simulación	Consideraciones
Potencia generada por tecnología	Potencia máxima suministrada y producción de energía anual por cada una de las tecnologías energéticas para satisfacer la demanda del centro poblado
NPC	Costos presentes netos. Valor presente de todos los costos descontando los valores presentes de los ingresos del sistema. Se calcula mediante los flujos de caja para cada uno de los años de duración del proyecto.
COE	Costo de la energía producida por el sistema en \$/kWh. Se calcula dividiendo el costo anualizado de la producción de energía dividido por la carga eléctrica total
Matriz de costos del sistema	Matriz donde se muestra discriminadamente todos los costos de la configuración seleccionada, allí se puede analizar el peso de cada uno de los costos estipulados en relación al costo total.
Carga eléctrica insatisfecha	Porción de la demanda anual que no fue atendida por falta de capacidad de generación de la configuración, cumpliendo con los requerimientos iniciales de simulación
Escases de capacidad	Porcentaje de capacidad no generada con respecto a la capacidad requerida del sistema
Fracción de energía renovable	Fracción de la demanda de energía que es cubierta por fuentes renovables incorporadas en la configuración del sistema.

Emisiones	Cantidad de emisiones contaminantes generadas por el sistema seleccionado: <ul style="list-style-type: none"> • Dióxido de carbono • Monóxido de carbono • Óxido de azufre y óxido de nitrógeno
Configuración del banco de baterías	Número de baterías conectadas en serie y número de cadenas en serie conectadas en paralelo. Total de baterías utilizadas.
Autonomía de las baterías	Tiempo en que las baterías pueden suplir la demanda de energía cuando se presenta una falla total o parcial de las unidades de generación o cuando se presente escases de capacidad.
Capacidad del inversor y del rectificador	Capacidad de potencia convertida por el inversor y rectificador dentro de la operación de la microrred.
Fracción de energía renovable	Porcentaje de demanda de energía total que fue suministrada por fuentes renovables de energía

Es importante resaltar que, el diseñador puede perseguir un objetivo de optimización, como por ejemplo el menor COE o menor NPC, a su vez puede buscar una optimización multiobjetivo que involucre otras características inherentes a las configuraciones de microrred, ya sea por reducción de emisiones contaminantes, fracción de energía renovable utilizada o carga eléctrica insatisfecha.

La metodología propuesta, se ha decidido concentrarla en dos objetivos de optimización para la selección de la generación óptima; dado que debido a las características propias de las ZNI, son los que mayor influyen a la hora de la implementación de una solución energética para una determinada zona. Estos son la carga eléctrica insatisfecha, como requerimiento inicial del diseño y el indicador de los costos presentes netos como un indicador pertinente para medir la viabilidad económica y los costos asociados con la implementación de la microrred seleccionada en el centro poblado.

Luego de varias simulaciones con HOMER, adecuando las cantidades y producción de energía de cada una de las tecnologías, de acuerdo al comportamiento del costo de producción de energía o el costo neto presente de

energía, se selecciona la configuración más óptima y adecuada para la localidad en estudio.

2.9 ANÁLISIS DE LA SOLUCIÓN INTEGRADA HOMER.

Una solución energética integrada significa la interconexión adecuada de las microrredes eléctricas planteadas en los centros poblados y demás puntos de generación importantes dentro de una zona objetivo, con el fin de suministrar energía eléctrica a todas las cargas presentes, cumpliendo con los estándares de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio. Esta solución energética pretende interconectando las microrredes con una red de transmisión y distribución, disminuir los costos totales de la energía consumida, reducir los impactos medioambientales que trae el uso de baterías y generadores diésel, garantizar la calidad, confiabilidad y continuidad de todo el sistema eléctrico diseñado, e implementar una solución energética sostenible y que contribuya al desarrollo social, económico y cultural de la región.

2.9.1 Objetivos.

Los objetivos buscados con la simulación de la solución energética integrada son:

- Encontrar los costos totales netos presentes para una solución energética integrada dentro de la zona objetivo
- Hallar la fuentes de generación necesarias para satisfacer la demanda con un suministro energético integrado
- Seleccionar adecuadamente los equipos utilizados para cada una de las tecnologías energéticas vinculadas
- Determinar la energía excedente e insuficiente en cada una de las localidades.
- Establecer un precio de compra y venta de energía dentro de la red de microrredes eléctricas que puedan surgir de la aplicación de la metodología en la ZNI.

2.9.2 Consideraciones preliminares. La solución integrada busca reducir el costo de la energía eléctrica producida en las microrredes eléctricas por medio de la interconexión de éstas en una red de transmisión y distribución, mejorando además la confiabilidad y calidad del servicio de electricidad. Para conocer cómo se comporta este tipo de configuraciones energéticas se deben considerar los siguientes aspectos:

- El precio de venta de electricidad de cada microrred corresponde al precio marginal de producción de energía calculado en la solución energética aislada.
- El precio de electricidad de la red se supone equivalente al precio de venta o precio marginal más bajo de todas las microrredes interconectadas, adicionándole los costos asociados con la transmisión, distribución, comercialización y uso de la energía como respaldo.
- La configuración base para la simulación corresponde a la resultante del diseño para una solución aislada, adoptando los criterios y datos de entrada señalados para este caso. Al incorporar la conexión a la red, esta configuración se rediseña para cumplir con los requerimientos establecidos, seleccionando la alternativa óptima de acuerdo a las nuevas condiciones de prestación del servicio.

2.9.3 Matrices de costos. Los costos asociados a las tecnologías implementadas en la solución energética integrada son los mencionados igualmente en la evaluación de la alternativa aislada. Adicionalmente, para involucrar los costos debidos a la conexión y establecimiento de una red entre microrredes, se deben tener en cuenta los siguientes costos asociados:

- Costo de inversión en transformación
- Costo de inversión en nivel 2 y nivel 3 (en caso de requerirse)
- Costo de inversión en líneas de nivel 2 y nivel 3
- Costo AOM para nivel 2 y nivel 3

Los anteriores costos, están influenciados por las diferentes restricciones geográficas, ambientales, técnicas y económicas que generan sobrecostos a los establecidos por la normatividad existente. En el Anexo C se encuentran desarrollados detalladamente cada uno de los costos y sobrecostos a tener en cuenta a la hora de la interconexión de centros poblados y sus microrredes instaladas.

2.9.4 Simulación de la solución Integrada PSO-HOMER. Uno de los factores que incrementan en gran medida la calidad y confiabilidad de las instalaciones eléctricas, además de disminuir los costos asociados a su prestación es la posibilidad de interconectar diferentes fuentes de energía y puntos de carga para el suministro de electricidad por diferentes alternativas o caminos. Esto flexibiliza la instalación y mejora la seguridad de la instalación al responder en mejor forma ante una falla o contingencia.

La interconexión de microrredes eléctricas en una ZNI es un proceso complejo en el cual la compatibilidad, control y aplicación de la tecnología de punta tiene gran importancia en el diseño y puesta en servicio exitosa. Por medio de HOMER se puede simular y conocer el funcionamiento óptimo de cada una de las microrredes conectadas a la mini red, estableciendo los costos asociados (Anexo C) y los precios de venta y compra de energía en que tendrían lugar. En esta metodología no se profundizará en el funcionamiento detallado, ni el despacho óptimo horario o diario de la microrred y de las interacciones de potencia que se desarrollen en la mini red, ya que este proceso normalmente se lleva a cabo en etapas posteriores.

2.9.4.1 Datos de entrada simulación. La simulación de una solución energética integrada para una ZNI, se manifiesta por medio de la interconexión de las microrredes diseñadas en las localidades de estudio. Cada una de las microrredes están diseñadas teniendo en cuenta el recurso energético disponible, además de la optimización de las plantas diésel existentes. Se considera que las plantas diésel son fuentes de energía de respaldo del sistema cuando las fuentes

energéticas renovables no satisfagan la demanda existente en esos momentos, por tanto se establecen unos horarios de funcionamiento para estas plantas.

También al establecerse una red de microrredes, interconectadas, desarrollando un flujo de potencia bidireccional es necesario establecer los precios de compra y venta de energía, ya que estas determinan en cada una de las microrredes su configuración adecuada, además de establecer la cantidad de energía destinada a la venta y la energía adquirida de la red.

Para la simulación de la solución energética integrada se quieren los datos establecidos en las Tablas 8 y 9, además los mencionados en la tabla 10.

Tabla 10. Datos de entrada para la simulación integrada.

Datos de entrada	Consideraciones
Precio de la energía de la red de microrredes	<p>Es el precio establecido para la compra de energía por parte de las microrredes eléctricas de cada una de las localidades a la red establecida por sus interconexiones.</p> <p>Se define inicialmente como el precio de venta de energía más bajo de las microrredes interconectadas más el costo de transmisión y comercialización.</p>
Precio de la energía de venta en la microrred	<p>Precio de la energía destinada a la venta por parte de las microrredes de cada localidad.</p> <p>Se define un valor inicial igual al precio marginal de generación de la microrred o COE</p>
Horarios ON/OFF de las plantas diésel	<p>Horario en que las plantas funcionan y se apagan de acuerdo al comportamiento de la demanda de energía.</p>
Emisiones contaminantes de la red de microrredes	<p>Emisiones asociadas al transporte de la energía por la red establecida entre microrredes.</p>
Cargo adicionales interconexión a la red	<ul style="list-style-type: none"> • Costos fijos asociados a la conexión a la red. • Costos anuales de la prestación del servicio de energía de respaldo para la microrred.
Capacidad de compra y venta de energía	<p>Límite máximo de energía comprada o vendida por parte de la microrred.</p>

2.9.4.2 Resultados de la simulación. La simulación de la solución integrada gira en torno a 2 puntos principales: la estimación de las tecnologías aplicadas en la configuración de red de microrredes dentro de la cual se destaca su producción de energía eléctrica y las características técnicas y eléctricas. A su vez la estimación de la energía disponible para venta o requerida para ser comprada a la red por parte de las microrredes eléctricas de las localidades. En las Tablas 11 se presentan los datos de salida relevantes para el diseño de la configuración integrada.

Tabla 11. Datos de salida de la simulación. Criterios de decisión y análisis. Solución integrada.

Resultados de la simulación	Consideraciones
COE	Costo de la energía producida por la microrred de acuerdo a la configuración seleccionada. Precio marginal de la energía generada.
Energía comprada	Cantidad de energía que la microrred ha comprado de la red de interconexiones establecida.
Energía vendida	Cantidad de energía mensual y anual que la microrred ha proporcionado a la red al precio marginal propio.
NPC	Costos presentes netos. Valor presente de todos los costos descontando los valores presentes de los ingresos del sistema. Se calcula mediante los flujos de caja para cada uno de los años de duración del proyecto.

En la presente metodología, se adoptan algunos datos supuestos tales como:

- La cantidad de energía vendida representa la capacidad de generación de electricidad de la microrred dentro de un análisis de flujo de carga de la red.

- La cantidad de energía comprada representa el consumo de energía eléctrica de la microrred con respecto a la red integrada desde el punto de vista de flujo de potencia.
- Tanto la energía vendida o generada como la comprada o consumida hacia y desde la red integrada tiene sus costos característicos.
- La solución energética integrada cumple los mismos requerimientos de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico establecidos para la solución aislada, adicionándole los beneficios en cuanto a flexibilidad, modularidad y seguridad de la instalación, además de los recortes en emisiones contaminantes y la posible disminución del precio marginal de energía (\$/kWh).

2.9.5 Simulación Sistema de Transmisión – Distribución (PSO). Dentro de la solución integrada, las microrredes diseñadas deben estar interconectadas en una red que permita el flujo y transporte de potencia hacia lugares donde existen deficiencias de potencia o donde el precio marginal de producción de energía es muy alto, desde centros poblados donde la energía es más abundante y su precio de producción es menor. Teniendo en cuenta los datos de salida de la simulación en HOMER de la solución integrada, se da inicio a la selección óptima de la red de distribución o interconexión de microrredes por medio de la herramienta de optimización por enjambre de partículas (PSO).

2.9.5.1 Consideraciones preliminares. Para establecer una red con las diferentes microrredes, cada una con sus condiciones particulares de recursos energéticos disponibles, demanda de energía, precios marginales de generación, entre otras, se debe tener presente como objetivo fundamental para la implementación de dicha red, la reducción de los costos de energía generales en cada una de las microrredes, además de aprovechar los beneficios de una red, tales como el mejoramiento de la calidad y continuidad del servicio eléctrico en general. A continuación se muestran algunas consideraciones preliminares para la simulación de la red de microrredes:

- El precio de la energía de la red se debe ajustar a una regulación por parte de los organismos pertinentes para este fin, basados en estudios de mercados de energía para las ZNI, teniendo en cuenta que este precio debe equilibrar la energía requerida por las microrredes con escasos recursos distribuidos y/o con precio marginal elevado, con la energía generada disponible de microrredes con abundancia de recursos distribuidos y/o precio marginal menor.
- El precio de la energía de la red también debe ajustarse en relación a los resultados individuales de los precios marginales de cada una de las microrredes, tratando de buscar con este ajuste, que el precio marginal sea el menor posible para así optimizar los recursos energéticos disponibles además de beneficiar a los usuarios del sistema y la viabilidad técnica y económica de los proyectos.
- Las redes de distribución seleccionadas corresponden a la ruta óptima resultante de la optimización del trayecto de las líneas de acuerdo a las condiciones geográficas dadas entre los dos puntos interconectados.
- El análisis realizado por el PSO en esta sección corresponde al dimensionamiento del comportamiento de la red, cuando la demanda es máxima y en el pico coincidente, el análisis de despacho óptimo horario entre uno y otra microrred se propone como estudio para un próximo trabajo de investigación.

2.9.5.2 Modelación del sistema. La Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), ha tenido un auge importante en los últimos años, en la solución del problema de definir una arquitectura óptima de microrredes, ya que como método heurístico, reduce los tiempos de simulación con respecto a otros mecanismos más robustos, simplifica los algoritmos utilizados y mantiene la fiabilidad de los resultados. El PSO ha sido utilizado con éxito en diferentes campos de los sistemas energéticos, como por ejemplo en la estimación de las redes de distribución y en los análisis de seguridad dinámica de sistemas.

- **Unidades de Generación:** Para el sistema de suministro propuesto en este trabajo, las unidades de generación corresponden a microrredes situadas en los centros poblados, cada una de estas, de acuerdo a los costos propios marginales de energía y el precio de la energía de la red, con capacidades propias de generación. El PSO modela estas unidades de acuerdo a dos criterios fundamentales, la capacidad de generación, ya expresada anteriormente y la Tasa de Paro Forzado (FOR), que de acuerdo a una microrred eléctrica se estima muy cercano a cero.
- **Cargas:** La demanda de energía corresponde a la energía requerida de la red por cada una de las microrredes calculada en la simulación de la solución de suministro integrada. Esta demanda se asume como la máxima permanente, constante y en el pico coincidente.
- **Redes de distribución:** Corresponde a la unidad base para el PSO. La red se describe con capacidades de transporte fijas de acuerdo a las unidades constructivas (Anexo C), costo e impedancia fijos por unidad de longitud y longitud correspondiente a la ruta óptima encontrada entre puntos interconectados. Pueden establecerse redes en paralelo entre dos puntos, si es necesario y manteniendo los costos proporcionales a las redes empleadas.
- **Modelo de red:** La red primaria diseñada en este trabajo, es una red de corriente alterna, proyectada con un flujo bidireccional de potencia y de acuerdo a lo estipulado en la sección 2.1 (modelo de suministro).

2.9.5.3 Formulación PSO. La formulación del problema de optimización para el uso de PSO, en la búsqueda de la arquitectura de microrredes más adecuada, parte de expresar todos los aspectos del proyecto por medio de costos, que puedan cuantificarse y compararse para que el algoritmo seleccione la menos costosa, cumpliendo requerimientos ya expresados anteriormente en cuanto a calidad, continuidad y confiabilidad del servicio.

2.9.5.3.1 Función objetivo. La función objetivo del PSO es una expresión de los costos de las líneas de transmisión que conforman la red interconectada de microrredes, Dentro del estudio de la solución integrada y su arquitectura de red, cobra importancia la definición de una confiabilidad global (EIR) que debe ser superior o igual a la confiabilidad mínima requerida localmente (EIRo). Se tiene la siguiente expresión de costos a minimizar:

$$Ct = \sum_{i=1}^{Nl} Ci * ni + \emptyset(X) \quad (3)$$

$$EIR = EIRo \quad (4)$$

- Ct = Costo total de las redes de transmision (distribucion)*
Ci = Costo de la linea i – esima
ni = Numero de lineas i – esima en paralelo
Nl = Numero de lineas de la red de transmision (distribucion)
∅(X) = Funcion de penalizacion
X = Soluciones encontradas al problema de optimizacion
EIR = Indice de Confiabilidad Global
EIRo = Indice de Confiabilidad Minimo requerido localmente

En la anterior expresión se supone que no todas las líneas de transmisión posibles entre nodos de la red, sean viables de acuerdo a los costos elevados o a restricciones insalvables entre otros factores. Estas líneas de transmisión pueden no contemplarse dentro de las posibilidades de análisis en el algoritmo PSO. Los costos de una línea de transmisión están dados en el anexo C, aplicando las Unidades Constructivas allí expuestas, teniendo en cuenta los criterios de distancia y capacidad de potencia.

2.9.5.3.2 Función de penalización. La función de penalización tiene el objetivo de incrementar la función objetivo con valores adecuados de acuerdo a las soluciones inviables que puedan encontrarse y que alteran el resultado final del algoritmo, ayudando a simplificar su formulación. Se conoce como solución inviable el resultado que no cumple con la confiabilidad mínima requerida

localmente (EIRo). Los valores de penalización se calculan teniendo en cuenta dos factores:

- Distancia entre la solución inviable encontrada y la solución viable encontrada más reciente
- Distancia desde la confiabilidad propia de la solución inviable (EIRj) con respecto a la confiabilidad mínima requerida localmente (EIRo)

La siguiente ecuación describe como calcular la función de penalización recursivamente:

$$\phi(x_2/x_1) = 2 * \left(\frac{EIRo - EIR2}{EIR1 - EIR2} \right) * |Ct1 - Ct2| \quad (5)$$

x2 = Solucion inviable

x1 = Solucion viable recientemente encontrada

EIR1, EIR2 = indice de confiabilidad global solucion viable e inviable

Ct1, Ct2 = Costos totales de la red propuesta en la solucion viable e inviable

2.9.5.3.3 Velocidad y posición de las partículas. Como ya fue expresado en la sección 1.7.1.1, el PSO es un algoritmo que utiliza el movimiento y la posición de las partículas dentro de un espacio de solución, modificando la orientación y la velocidad en relación a los mejores resultados obtenidos individualmente como colectivamente, hasta que se cumpla los criterios mínimos de optimización. La velocidad y la posición de cada una de las partículas tienen los siguientes componentes:

- Inercia: componente que direcciona a las partículas por los caminos que recorren históricamente.
- Mejor posición personal: toda partícula se mueve en dirección a su mejor posición encontrada hasta el momento
- Mejor posición grupal: dentro del conjunto de partículas, cada una se guía de acuerdo a la mejor posición encontrada hasta ahora por todo el conjunto de partículas hermanas.

En cada iteración, se evalúa la dirección de cada partícula de acuerdo a sus 3 componentes y se mueve un valor constante o variable dependiendo de las disposiciones de su velocidad. La velocidad se define con la siguiente expresión:

$$v(j) = \alpha * v(j) + b1 * c1 * [mppx(j) - ppx(j)] + b2 * c2 * [mppx(mpgx) - ppx(j)]$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, n \quad (6)$$

v(j) = velocidad de la partícula j
α = Coeficiente de amortiguamiento de la inercia, 0 ≤ α ≤ 1
b1 = constante aleatoria dependiente del sistema en estudio, 0 ≤ b1 ≤ 1
b2 = constante aleatoria dependiente del sistema en estudio, 0 ≤ b2 ≤ 1
c1 y c2 = parametros escogidos de acuerdo a prueba y error, 0 ≤ b1 ≤ 1
mppx(j) = mejor posición personal de la partícula j
ppx(j) = posición presente de la partícula j
mpgx = mejor posición grupo de partículas
j = partícula
n = número total de partículas

Las constantes b1 y b2, expresan la aleatoriedad que existen en el comportamiento de sistemas con individuos vivos que responden a un sin número de variables que elevan la incertidumbre de su conducta. Para sistemas de potencia eléctrica se asumen valores unitarios. Las constantes c1 y c2, se han determinado del ajuste de acuerdo a prueba y error, buscando que el sistema converja en soluciones viables y consistentes dentro del espacio de solución. El coeficiente de amortiguamiento de la inercia, expresa la intensidad de la inercia durante el transcurso de las iteraciones, donde disminuye debido a la obtención de nuevos valores más apropiados desde los otros 2 componentes de la velocidad.

En cada iteración se actualizan los valores de velocidad y posición de las partículas de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ppx(j) = ppx(j) + v(j) \quad (7)$$

ppx(j) = posición presente de la partícula j
v(j) = velocidad de la partícula j

2.9.5.3.4 Evaluación de la confiabilidad. El índice de confiabilidad global (EIR) basado en la energía suministrada, es un índice apropiado para describir una red de distribución y su correcto diseño y funcionamiento. Este se calcula por medio del recorte esperado de demanda debido a las contingencias de generación de primer orden. Por cada falla presentada en las fuentes de generación, ocasiona una demanda no satisfecha en los buses de la red, expresado en una vector C. Las soluciones de optimización o posibles arquitecturas de red, deben minimizar la suma de estas cargas no satisfechas en sus buses para cumplir el requerimiento de confiabilidad mínima local, EIRo.

$$PCT = \text{minimizar } \sum_{i=1}^{Nb} Ci \quad (8)$$

Nb = Numero de buses

Un aspecto importante, que permite minimizar las pérdidas de carga totales en cada contingencia, tiene que ver con los precios establecidos de compra y venta de energía, para elevar la producción de energía en el momento de falla, se debe incrementar el precio de venta de la energía de los generadores en funcionamiento, para así mejorar en el EIR de cada solución posible y encontrar más fácilmente un resultado viable, satisfactorio y adecuado en relaciones a las condiciones dadas. La suma total de cada PCT de acuerdo a todas las contingencias de la red multiplicada por la probabilidad de ocurrencia de cada una, se conoce como la energía total esperada de no servicio, EPNS.

$$EPNS = \sum_{i=1}^{Nc} PCTi * probi \quad (9)$$

Nc = Numero de contingencias

El índice de confiabilidad global (EIR) de la red se define como:

$$EIR = 1 - \frac{EPNS}{Dt} \quad (10)$$

Dt = Demanda Total

En cada posición de la partícula o solución posible se evalúa el índice de confiabilidad global (EIR) y se definen como soluciones viables las que estén igual o menor con respecto al índice de confiabilidad mínima local (EIRo). Hay que tener en cuenta que en cada iteración en cada partícula, se deben realizar flujos de carga definiendo un ángulo de referencia en alguno de los nodos disponibles en la red, además de que, dependiendo de la arquitectura de microrred resultante, cabe la posibilidad de surgir islas dentro de las microrred, por tanto es importante definir también este ángulo de referencia en cada una de estas islas.

2.9.5.4 Espacio de soluciones. El espacio de solución del problema de optimización es discreto con unas dimensiones cuadradas ($N_b \times N_b$). Cada posición representa el número de líneas de transmisión conectadas entre los buses, que de acuerdo a facilidades computacionales y de configuración se definen como múltiplos de 2 en paralelo. El espacio de soluciones debe tener en cuenta las condiciones de contorno o límite para que las partículas del PSO no tomen posiciones erradas, esto se hace teniendo en cuenta que:

- Físicamente, el número de líneas de transmisión entre dos puntos no puede ser negativo, por tanto se debe establecer una “pared” ficticia para que las partículas en movimiento reboten y permanezcan en el espacio de solución admisible
- Dentro del espacio de solución, hay soluciones inviables ($EIR > EIR_o$), por tanto se observa que dentro de los enfoques existentes para solucionar este problema se elige la aplicación de una función de penalización, definida anteriormente.

2.9.5.5 Resultados simulación red de distribución/transmisión PSO. Como fruto del diseño óptimo de la arquitectura de microrred, se tienen como datos de salida útiles para la metodología propuesta en este trabajo las variables que se especifican en la Tabla 12.

Tabla 12. Resultados diseño de la red de Distribución/transmisión.

Variable	Nombre	Observaciones
EIR	Índice de confiabilidad global	Índice resultante de la arquitectura resultante del PSO
Red Distribución/transmisión	Líneas eléctricas empleadas en la red	Unidad constructivas de línea utilizadas en la interconexión de los buses de la red
Cp	Capacidad de potencia líneas	Capacidad de transporte de potencia de las líneas de la red propuesta
Ct	Costos totales de la red	Costos totales de la red de distribución/transmisión para una solución energética integrada
Pp	Pérdidas de potencia	Pérdidas de energía en las líneas de transmisión

2.10 ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN

Al comienzo de la metodología, se define una región objetivo y su demanda energética característica de acuerdo a los planes, proyectos y documentos relacionados con la planeación y expansión del STN, así como el tipo de población, los censos disponibles, las actividades económicas y el modelo de suministro propuesto para este trabajo. Posteriormente se establecen los criterios de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico para estas regiones, resaltando el carácter diferenciador de estos criterios dependiendo de la demanda eléctrica y sus características; estos criterios son la base en al cual se diseñan los proyectos de energización y por ende las topologías de microrredes a utilizarse para tal fin.

Luego de excluir dentro de la región objetivo las zonas donde no es posible realizar proyectos energéticos e incluir los proyectos e infraestructura energética existente, se realiza el dimensionamiento de los recursos energéticos disponibles en la zona. Para esto se seleccionaron cuatro principales formas de energía más

comúnmente utilizadas en Colombia y donde se reúnen ciertas características favorables para su implementación en zonas no interconectadas: la energía solar, eólica, hidráulica y a base de biomasa residual. Con esta importante información, más una completa información de los costos de cada una de las tecnologías necesarias para la conversión de esta en energía, se realizan los análisis de las diferentes topologías de microrredes, enmarcadas dentro de dos grandes grupos, las soluciones energéticas aisladas y las integradas.

Para seleccionar la solución energética más favorable para la región y demanda objetivo elegidas, se considera que la mejor elección corresponde con la que cumpla con los requerimientos mínimos de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico al menor coste posible, considerando en un segundo plano los índices de uso de energía renovable y la reducción de emisiones contaminantes. Por tal razón, es necesario evaluar en condiciones semejantes las dos principales alternativas energéticas y tener una base común de variables que permitan su comparación con el fin de escoger la más adecuada. En primera instancia se evalúa la solución energética aislada por medio del programa HOMER, insertando toda la información señalada anteriormente, buscando como resultado la combinación de fuentes de generación eléctrica más adecuada necesarias para suplir la demanda de energía con el menor costo de forma aislada. Esta combinación también hace parte de la base para evaluar la solución energética integrada, que es mucho más compleja y que busca reducir los costos netos de producción de la energía integrando los recursos energéticos de otras latitudes y la configuración de una red de distribución/transmisión que adicionalmente mejora las condiciones de continuidad y confiabilidad del servicio de electricidad.

Luego de tener los costos asociados a una solución aislada, se evalúa una solución integrada, por medio del programa HOMER y el método de optimización PSO, para diseñar adecuadamente la red de distribución/transmisión de energía. En este punto es necesario ajustar, de acuerdo al desarrollo de la simulación, los precios de compra y venta de energía por medio de las microrredes eléctricas en

cada población, así como métodos para definir el precio de la energía en la red de distribución/transmisión. Luego de definir los precios y evaluar por medio de HOMER la combinación más adecuada de fuentes de generación y la energía entregada y requerida de la red de distribución/transmisión en las localidades de la región objetivo, se utiliza el método de optimización por enjambre de partículas (PSO), para diseñar las líneas de transmisión necesarias para transportar la energía eléctrica en la arquitectura de microrred. Gracias al HOMER y el PSO, se puede estimar el costo total de la implementación de una solución energética integrada, además de garantizar que se cumplan los requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad, contemplados desde el comienzo de la metodología. Por último de acuerdo a los costos de las dos alternativas y las características que en cada caso puedan generarse se elige la opción con el menor costo neto de energía y las mejores condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica.

Al diseñar la microrred más adecuada para una región objetivo se puede aplicar consecutivamente en cada uno de los municipios, cabeceras municipales, corregimientos para así aplicar nuevamente la metodología propuesta para seleccionar la topología más adecuada de microrred para alimentar estas localidades menores.

3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA

La metodología propuesta en este trabajo se ha aplicado a la región del caribe chocoano, en la parte chocoana de la región del Urabá (por su gran influencia antioqueña), comprendido por los municipios de Acandí y Unguía, importantes por su riqueza ecológica, localización estratégica y sus actividades económicas significativas para la región y el departamento.

3.1 REGIÓN OBJETIVO

La región del Urabá chocoano, comprendida por los municipios de Acandí y Unguía, al extremo noroccidente de Colombia, es una región importante por su cobertura de influencia en el departamento del Choco. Sus costas con el mar caribe, su conexión con Centroamérica, su inmensa riqueza ecológica y sus condiciones favorables para el desarrollo comercial y agropecuario, la convierten en una zona protagonista en el desarrollo departamental e incluso nacional. Esta región, dentro del Plan GT 2013-2027¹ de la UPME², es estratégica para la exportación y transmisión de energía eléctrica hacia Panamá, ya que está proyectado la implementación de líneas de transmisión en corriente continua a alta tensión HVDC a 220 kV con este país, entre las subestaciones Panamá II (Panamá) y Cerromatoso (Colombia) pasando por toda la región del Urabá antioqueño y chocoano.

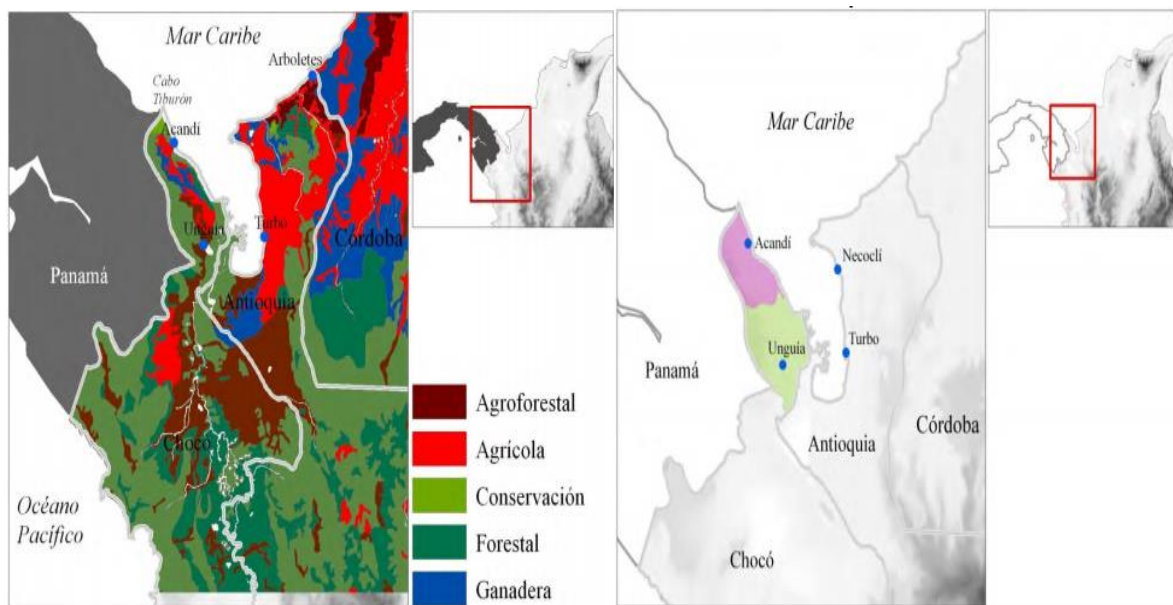
La serranía del Darién, sobresale en el Urabá chocoano, por la riqueza natural del bosque tropical formado entre estas y la costa caribe; límite entre Colombia y Panamá, habitada por indígenas Kuna y Embera y hogar de múltiples especies en especial animales en vías de extinción. El golfo del Urabá recibe tres vertientes de

¹ Plan Generación-Transmisión 2013-2027

² Unidad de Planeación Minero Energética

cuerpos de agua del país, la vertiente del río Atrato, del mar caribe y la del propio golfo. Debido a estas características físicas e hidrológicas las actividades económicas más desarrolladas en esta región son la agricultura primaria, la ganadería, el turismo y las actividades agroforestales, en la Figura 10 se aprecia la vocación de uso del suelo en estas zonas.

Figura 10. Vocación de uso del suelo y municipios del golfo de Urabá chocoano.



Fuente: Tomado de UPME

Debido a su gran población de afrodescendientes e indígenas, la región del Urabá chocoano se perfila como el epicentro de las políticas sociales para estas comunidades por parte de los gobiernos nacionales y territoriales, reconocidas así en los planes de desarrollo, esquemas de ordenamiento territorial, plan de etnodesarrollo y documentos como los objetivos del milenio de la ONU, como lugares que impulsan el cumplimiento de las metas a nivel internacional en cuanto al impacto medioambiental de las actividades humanas.

En contraste con su riqueza y posibilidades de desarrollo, se observa en esta región, un gran deterioro en la calidad de vida de sus habitantes debido a las consecuencias del conflicto armado que vive el país, de la mano de la escasa prestación de servicios públicos, la pobreza generalizada del departamento, la precaria infraestructura vial, el trabajo agropecuario y minero sin gran valor agregado y pobre capital humano. Esta región presenta índices menores con respecto al promedio departamental pero sigue siendo incomparablemente mayor que el valor a nivel nacional. En cuanto a la cobertura del servicio de energía, esta región pertenece a las ZNI por tanto recibe energía eléctrica por medio de plantas diésel generalmente 18 horas en las poblaciones más grande y 6 a 8 horas en localidades menores. El suministro de combustible fósil, se realiza desde el puerto de Mamonal por vía terrestre hasta Turbo (Antioquia) y se distribuye por vía marítima a través del golfo de Urabá y las costas del mar caribe. En la Tabla 13 se resumen los principales indicadores socioeconómicos de la región.

Tabla 13. Indicadores socioeconómicos Región del urabá chocono.

Municipio	Indicador	Cabecera	Resto	Total	Año
Acandi	NBI	33,01 %	65,07 %	----	2011
	Hogares	1220	1267	2487	2011
	Viviendas	----	----	2821	2005
		SI	NO		
	Energía Eléctrica	1634	853	2487	2005
Unguía	NBI	42,18 %	68,67 %	----	2011
	Hogares	796	1758	2554	2011
	Viviendas	----	----	2962	2005
		SI	NO		
	Energía Eléctrica	1005	1549	2554	2005

3.1.1 Municipio de Acandí. El municipio de Acandí está ubicado en el noroccidente y norte del departamento del Choco, con una extensión de 1 551 km², con una población proyectada de 9 756¹ habitantes de los cuales 5 224 están ubicados en la cabecera municipal y 4 532 en las áreas rurales del municipio [24], siendo el decimocuarto con mayor población en el departamento. El municipio está conformado por 10 corregimientos y sus respectivas veredas, sectores y caseríos: Sapzurro, Capurganá, Rufino, Capitán, San Miguel, Peñalosa, Santa Cruz de Chugandí, Titiza y Villa Claret.

El municipio cuenta con diferentes medios de transporte y comunicación. Por vía fluvial se comunica por medio del río Atrato con la capital del departamento, Quibdó, y por el mar caribe con el golfo del Urabá y las poblaciones antioqueñas del noroccidente. El municipio no está conectado a la Red Vial Nacional y cuenta con vías terrestres deterioradas y trochas que comunican con diferentes veredas. Su principal vía es la que comunica a su cabecera municipal Acandí con la población de Unguía con 53 km. En cuanto a aeropuertos, Acandí y Capurganá reciben vuelos casi todos los días desde Medellín, siendo las únicas poblaciones con este servicio. La figura 11 muestra estos corregimientos.

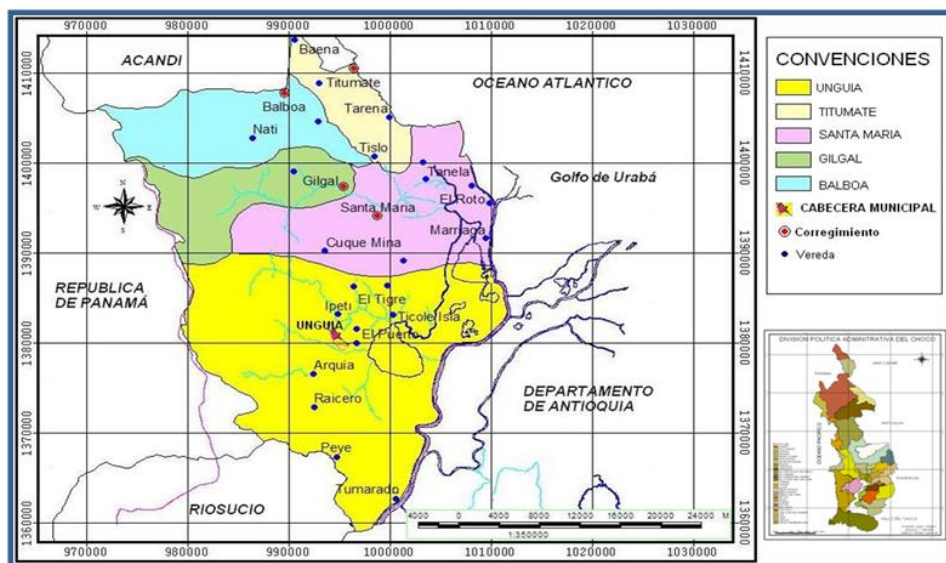
3.1.2 Municipio de Unguía. Unguía es un municipio al norte del Choco con una extensión de 1 179 km² donde habita una población de 14 910 personas de los cuales 4 532 están ubicados en la cabecera municipal y 10 378 en las áreas rurales del municipio [24], correspondiendo al octavo municipio con la mayor población del departamento. Balboa, Gilgal, Santa María del Darién, Titumate y Unguía son los cinco corregimientos que componen el municipio, además de sus veredas y caseríos existentes.

Es posible arribar al municipio de Unguía por medio de las carreteras internas entre la cabecera municipal de Unguía y los corregimiento de Santa María y Gilgal, y de Gilgal a las localidades de Balboa y Titumate, vías en mal estado y

¹ Según censo DANE de 2005 y su proyección para el año 2013

que sumado a que este municipio no está conectado a la Red Vial Nacional, aíslan el municipio de las grandes ciudades y hacen que el transporte a estas localidades sea costoso. Existen además aeropuertos en las localidades de Gilgal, Santa María, Balboa y Unguía en mal estado y con vuelos poco frecuentes. El transporte más frecuentado en el municipio de Unguía es el fluvial, ya que por medio de la costa caribe y el río Atrato se comunica con las poblaciones de Turbo, Acandí, Rio Sucio, Vigía del Fuerte, Bojaya y municipios a orillas del río Atrato hasta la capital, Quibdó.

Figura 11. Corregimientos del municipio de Acandí.



Fuente: Tomado de espanol.mapsofworld.com/continentes/mapa-de-sur-america/colombia/choco

3.2 DEMANDA DE ENERGÍA.

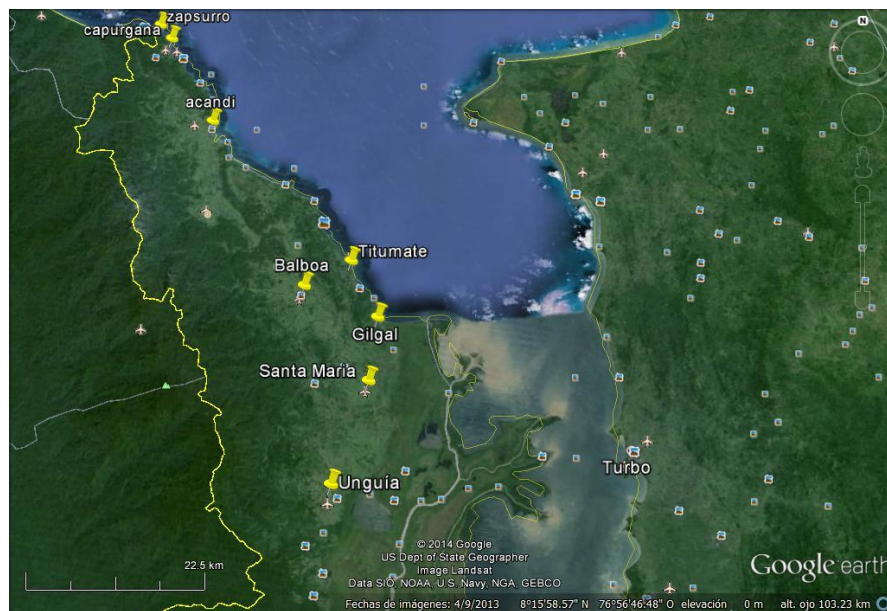
Siguiendo el modelo de suministro de energía eléctrica propuesto en la Sección 2.1, dentro de la región objetivo se establecen unos rangos de influencia con epicentro en las poblaciones clasificadas por la Conpes y la UPME tipo 1 y/o 2, diferenciando los criterios de calidad, continuidad y confiabilidad (Tabla 15) que se deben cumplir. Aplicando estas directrices a la región del Urabá Chocoano se

tienen las siguientes localidades tipo 1 y 2 seleccionadas para la aplicación de la metodología y el cálculo de la demanda de energía:

- Municipio de Acandí: Acandí, Capurganá y Sapzurro
- Municipio de Unguía: Unguía, Gilgal, Balboa, Titumate y Santa María.

En la Figura 12, se muestra la ubicación geográfica de las poblaciones seleccionadas en esta aplicación:

Figura 12. Ubicación Geográfica de las localidades dentro de la región objetivo.

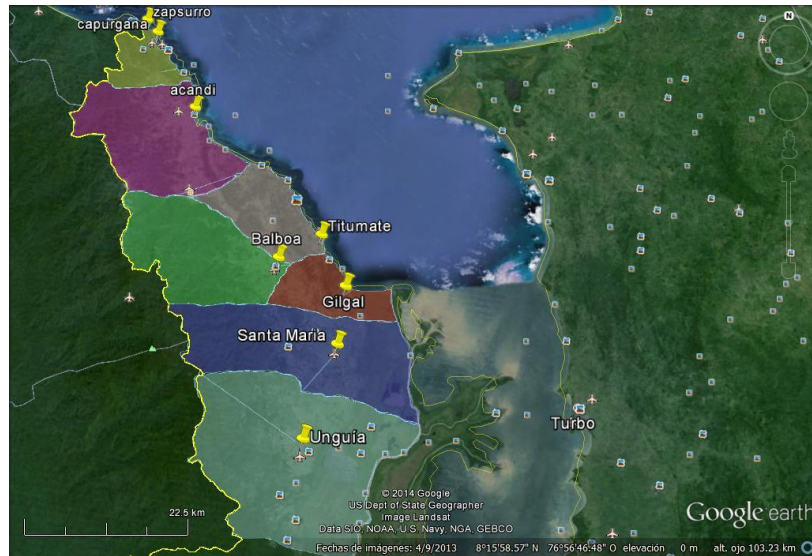


Fuente: www.maps.google.com

3.2.1 Área de influencia

Según los criterios recomendados en la Sección 2.1.1, se establecen las áreas de influencia para cada uno de los centros poblados seleccionados y sus microrredes planteadas. Como se aprecia en la Figura 13.

Figura 13. Áreas de Influencia Acandi y Unguía.



Fuente: www.maps.google.com

El cálculo aproximado del total de kilómetros cuadrados del área de influencia de cada una de los centros poblados, se encontró por medio del uso de los mapas disponibles de Google Earth, además de las herramientas de cálculo en [28].

3.2.2 Calculo de la demanda de energía. La demanda de energía de las localidades seleccionadas se estima por medio de las mediciones del CNM del IPSE y la estimación de la carga de las poblaciones existentes dentro del área de influencia. Como se mencionó en la Sección 1.6.3 un usuario residencial en ZNI consume 0,23 kW como demanda máxima, por tanto la demanda total de viviendas en el área rural dispersa es igual al número de dichas viviendas en el área de influencia multiplicado por este valor. Las poblaciones con componente de carga distinto del tipo residencial se contemplan en las mediciones del CNM, para pequeñas localidades esta componente es despreciable. El número de viviendas se tomaron del Censo DANE 2005 y no se actualizaron debido a la falta

de información y ya que observando la tendencia decreciente de la proyección de población, el número de viviendas se estaría reduciendo en los últimos años.

Luego de realizar los cálculos para cada una de las localidades, se determina la curva característica de carga diaria o mensual para así poder ser utilizada posteriormente para cálculos de balance de energía en las herramientas informáticas como evaluación de las soluciones aisladas e integradas.

En las Tablas 14 y 15 se muestran los cálculos de la demanda máxima de energía en cada una de las localidades y las series de curva de demanda diaria mensual de la población de Acandi, como ejemplo de ilustración, fruto del cálculo expuesto en las Secciones 1.6.3 y 2.3 Todo manteniendo las disposiciones del modelo de suministro de energía eléctrica para ZNI.

Tabla 14. Demanda máxima localidades seleccionadas.

CP	A.I ¹ (Km2)	% Área Total	No. Vivienda CP ²	No. Vivienda RD	No. Vivienda Total	Dmáx CP (kW) ³	Dmáx RD ⁴ (kW) ⁵	Dmáx Total (kW)
Acandi	360,611	18,55	1410	902	2821	790,24	93,31	883,55
Sapzurro/ Capurganá	95,056	4,89	509			665,08	24,6	689,68
Titumate	272,876	14,04	106	1285	2962	51,83	70,62	122,45
Balboa	180,135	9,27	297			91,54	46,63	138,17
Gilgal	93,05	4,79	185			159,192	24,09	183,282
Santa María	334,868	17,23	180			124,86	86,67	211,53
Unguía	607,26	31,23	909			425,92	157,09	583,01
Total	1943,856	100	3596	2187	5783	2308,662	503,01	2811,672

¹ Area de Influencia

² Centro Poblado

³ Histórico de Demanda de Energía medido por el CNM del IPSE

⁴ Rural Disperso

⁵ Histórico de Demanda de Energía medido por el CNM del IPSE

Tabla 15. Serie de curva de carga diaria mensual Acandí.

Poblacion	Mes	Nov. [kWh]	Oct. [kWh]	Sep. [kWh]	Ago. [kWh]	Jul. [kWh]	Jun. [kWh]	May. [kWh]	Abr. [kWh]	Mar. [kWh]	Feb. [kWh]	Ene. [kWh]	Dic. [kWh]
Acandí	potencia maxima	758,59	769,59	883,55	741,87	780,59	780,59	846,47	785,68	745,68	732,63	774,17	783,67
0,37	1	273,0924	346,3155	318,078	274,4919	288,8183	311,5665	313,1939	282,8448	275,9016	329,6835	286,4429	289,9579
0,36	2	265,5065	284,7483	309,2425	267,0732	281,0124	256,1769	304,7292	274,988	268,4448	271,0731	278,7012	282,1212
0,35	3	261,71355	277,0524	304,82475	259,6545	273,2065	249,2532	296,2645	271,0596	260,988	263,7468	270,9595	274,2845
0,345	4	292,05715	269,3565	340,16675	255,94515	269,30355	242,3295	292,03215	302,4868	257,2596	256,4205	267,08865	270,36615
0,385	5	371,7091	265,50855	432,9395	285,61995	300,52715	238,86765	325,89095	384,9832	287,0868	252,75735	298,05545	301,71295
0,49	6	439,9822	296,29215	512,459	363,5163	382,4891	266,56245	414,7703	455,6944	365,3832	282,06255	379,3433	383,9983
0,58	7	455,154	377,0991	530,13	430,2846	452,7422	339,2613	490,9526	471,408	432,4944	358,9887	449,0186	454,5286
0,6	8	470,3258	446,3622	547,801	445,122	468,354	401,5746	507,882	487,1216	447,408	424,9254	464,502	470,202
0,62	9	493,0835	461,754	574,3075	459,9594	483,9658	415,422	524,8114	510,692	462,3216	439,578	479,9854	485,8754
0,65	10	512,04825	477,1458	596,39625	482,2155	507,3835	429,2694	550,2055	530,334	484,692	454,2306	503,2105	509,3855
0,675	11	515,8412	500,2335	600,814	500,76225	526,89825	450,0405	571,36725	534,2624	503,334	476,2095	522,56475	528,97725
0,68	12	474,11875	519,47325	552,21875	504,4716	530,8012	467,34975	575,5996	491,05	507,0624	494,52525	526,4356	532,8956
0,625	13	417,2245	523,3212	485,9525	463,66875	487,86875	470,8116	529,04375	432,124	466,05	498,1884	483,85625	489,79375
0,55	14	409,6386	480,99375	477,117	408,0285	429,3245	432,73125	465,5585	424,2672	410,124	457,89375	425,7935	431,0185
0,54	15	407,36283	423,2745	474,46635	400,6098	421,5186	380,8035	457,0938	421,91016	402,6672	402,9465	418,0518	423,1818
0,537	16	439,9822	415,5786	512,459	398,38419	419,17683	373,8798	454,55439	455,6944	400,43016	395,6202	415,72929	420,83079
0,58	17	508,2553	413,26983	591,9785	430,2846	452,7422	371,80269	490,9526	526,4056	432,4944	393,42231	449,0186	454,5286
0,67	18	614,4579	446,3622	715,6755	497,0529	522,9953	401,5746	567,1349	636,4008	499,6056	424,9254	518,6939	525,0589
0,81	19	758,59	515,6253	883,55	600,9147	632,2779	463,8879	685,6407	785,68	604,0008	490,8621	627,0777	634,7727
0,975	20	697,9028	623,3679	812,866	741,87	780,59	560,8197	846,47	722,8256	745,68	593,4303	774,17	783,67
0,92	21	595,49315	769,59	693,58675	682,5204	718,1428	692,37	778,7524	616,7588	686,0256	732,63	712,2364	720,9764
0,785	22	455,154	708,0228	530,13	582,36795	612,76315	636,9804	664,47895	471,408	585,3588	674,0196	607,72345	615,18095
0,6	23	341,3655	604,12815	397,5975	445,122	468,354	543,51045	507,882	353,556	447,408	575,11455	464,502	470,202
0,45	24	280,6783	461,754	326,9135	333,8415	351,2655	415,422	380,9115	290,7016	335,556	439,578	348,3765	352,6515
0,589	TOTAL	10750,73748	11676,2195	13405,2206	11255,65164	11843,1115	10592,8576	12842,64284	11920,337	11313,457	11115,46236	10971,53724	11889,8412

3.3 REQUISITOS DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA.

Como ya se ha mencionado, se han seleccionado ocho centros poblados dentro de la región objetivo, buscando una diferenciación entre los requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad del suministro energético, que permita que los proyectos de energización sean viables económica y técnicamente. Las localidades seleccionadas corresponden al tipo 1 y 2 de la clasificación recomendada en el documento CONPES 3108 de 2001 y en los demás planes de energización del IPSE y la UPME. En la Tabla 16 se muestran los requerimientos mencionados para el caso tratado en esta sección.

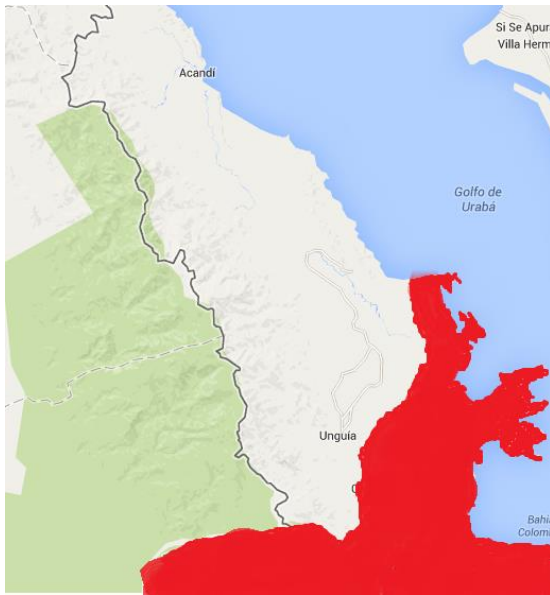
Tabla 16. Requisitos de calidad, continuidad y confiabilidad localidades seleccionadas.

Requisitos	Calidad			continuidad		Confiabilidad
localidades	tensión nominal normal	tensión Nominal contingencia	frecuencia	Horas servicio	DES	EPNS
tipo 1	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	200	4%
tipo 2	± 5 %	± 10 %	± 0,5 %	24	200	4%

3.4 ZONAS EXCLUIDAS.

Para la región del caribe chocoano, teniendo en cuenta lo expresado en la Sección 2.5 y en el Anexo B, se presenta en la Figura 14, un acercamiento de las zonas habilitadas para proyectos de generación con energías renovables y microrredes, según lo establecido en [16], utilizando gran cantidad de información georreferenciada de diferentes bases de datos a nivel nacional.

Figura 14. Zonas habilitadas para proyectos energéticos



Fuente: Tomado de [16]

Complementariamente, se debe consultar previamente la múltiple documentación relacionada con el ordenamiento territorial y sus disposiciones particulares, ya que presenta información precisa de las zonas habilitadas para la instalación de la infraestructura del proyecto de energización. Para la zona objetivo propuesta, se utilizaron los planes de desarrollo de los municipios de Acandí y Unguía, además de los planes de expansión de la generación – transmisión 2013-2027 de la UPME.

3.4.1 Zona de reserva forestal del Pacífico. Area de manejo especial creada en 1959 por la ley 2da, con el objetivo de conservar el suelo, las aguas y la vida silvestre, y desarrollar la económica forestal del país. Se extendía a lo largo de la totalidad de los municipios de Acandí y Unguía. A lo largo de los años, se han realizado diferentes modificaciones y declaraciones por medio de leyes o decretos, pero lo que sí ha persistido en el tiempo es la falta de administración y conservación de los recursos naturales por parte del Estado. Cerca de un millón

de hectáreas han sido sustraídas por colonos y extranjeros para actividades de producción, así como nuevos asentamientos colonización territorios sin las medidas de conservación adecuadas. Las zonas donde aún se mantienen áreas naturales son las que presentan dificultades de acceso debido a su geografía y biodiversidad, esto ocurre a lo largo de la pendiente baja de la Serranía del Darién hasta territorios fronterizos panameños donde se ha conservado independientemente de las acciones de los gobiernos.

3.4.2 Suelos urbanos. El perímetro urbano del municipio de Acandí, está establecido mediante acuerdo municipal No.10 de 1999, donde como perímetro urbano se establecieron 290 000 m² para la distribución y diversión de las viviendas nuevas y en desarrollo. Esta área urbana se encuentra en paralelo con la línea costera tomando como referencia la vía que comunica al aeropuerto y a las localidades de San Miguel y Peñaloza. Por otro lado, en el municipio de Unguía, se establece en el Plan de Desarrollo Municipal 2012-2015, un área de extensión urbana cercana a los 390 000 m², distribuida en el casco urbano de su cabecera municipal y sus alrededores.

3.5 INFRESTRUCTURA ELECTRICA ACTUAL.

A continuación se describirán la infraestructura que tiene cada municipio. Con respecto a su infraestructura eléctrica, se consideran los generadores instalados, sus transformadores y las líneas de transmisión.

- **ACANDÍ**

Información actual:

La central Diésel de Acandí está conformada por tres unidades (en reparación):

- Una unidad CUMMINS QST de 900 kVA.
- Una unidad CUMMINS KTA de 900 kVA.
- Una unidad DETROIT de 1200 kVA.

Actualmente hay una unidad planta Cummins de 1000 kVA, en servicio.

Las unidades de generación están conectadas a un transformador elevador de 1000 kVA marca Rymel. Que alimenta los circuitos de Capurganá y Acandí [36]. Se cuenta con una línea de 34,5 kV entre Acandí y Unguía con una longitud de 60 km.

- **BALBOA**

La localidad de Balboa es un corregimiento del municipio de Unguía, Departamento del Chocó. Esta Localidad cuenta con un total de 233 usuarios, de los cuales 198 son residenciales [25].

Información actual:

La central Diésel del municipio de Balboa tiene un generador marca Perkins de 150 kVA.

- **CAPURGANANA**

El corregimiento de Capurganá (Choco) está alimentado desde la central diésel de Acandí. Es una zona turística. Esta Localidad cuenta con un total de 777 usuarios, de los cuales 751 son residenciales [25].

Información actual:

Capurganá está alimentada desde la central Diésel de Acandí.

- **UNGUIA**

La localidad de Unguía está ubicada en el departamento de Choco con una población, según el censo DANE de 2005 y su proyección al 2014, de 14 910 habitantes de los cuales 4 532 están ubicados en la cabecera municipal y 10.378 en las áreas rurales del municipio [24].

Información actual: En esta localidad hay dos plantas diésel marca Enermax de 475 kVA, Conectadas a un transformador de 1 000 kVA [36]. Cuenta con una línea entre el municipio de el Tigre y Unguía a nivel de 115 kV con una longitud de 85 km

- **GILGAL**

El corregimiento del Gilgal pertenece al municipio de Unguía. Esta localidad cuenta con un total de 382 usuarios, de los cuales 364 son residenciales [25]

Información actual:

En esta localidad hay un grupo generador Cummins de 500 kVA que alimenta un transformador de distribución de 630 kVA [36].

- **TITUMATE**

El corregimiento de Titumate pertenece al municipio de Unguía, en el Departamento del Chocó y cuenta con aproximadamente 600 habitantes. Esta localidad cuenta con un total de 95 usuarios, de los cuales 90 son residenciales [25].

Información actual:

En esta localidad existe una central diésel con un generador Marca Perkins de 150 kVA, para un transformador 150 kVA. Se está implementado un sistema de generación híbrido solar-diésel, con 99 módulos solares ZT155S y un banco de baterías de respaldo OPzS 2500 [36].

3.6 OFERTA NATURAL

El cálculo de la oferta natural, en los lugares de estudio, se realiza a través de los atlas de radiación solar, de vientos, de biomasa residual e hidrológica, en los cuales solo se encuentra información concerniente a los principales municipios de cada departamento en esto caso de Unguía y Acandí, por lo cual los valores de estos municipios se aplican también a los demás sitios de estudio en la

metodología. En la Tabla 17 se muestran los valores de 3 de los 4 potenciales energéticos propuestos en la metodología para los municipios de Acandí y Unguía.

Tabla 17. Potencial energético.

	Radiación solar promedio multianual [kWh/ m ²]	Velocidad del viento en superficie promedio multianual [m/s]	Fuente hídrica
Acandí (Zapsurro, Capurganá).	4,0-4,5	4,0-5,0 [8]	Rio Natí
Unguía (Titumate, Gilgal, Balboa).	4,0-4,5	3,5-4,0	Rio Cuti

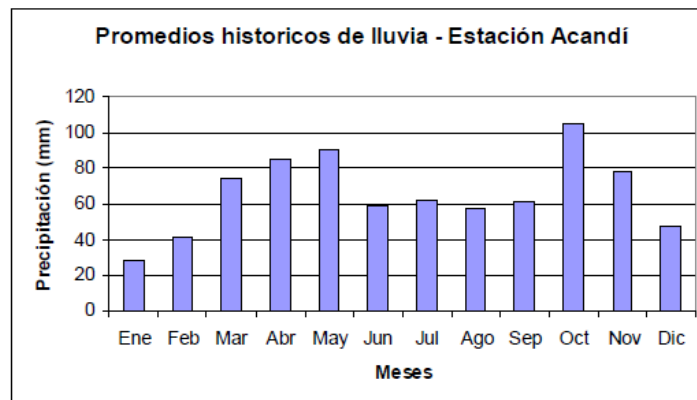
Los municipios de Acandí y Unguía presentan una radiación solar promedio multianual entre un rango de 4,0-4,5 kWh/m² (ver anexo A), lo mismo ocurre para toda esa zona del golfo de Urabá en choco, por lo que se utilizará un valor dentro de este rango.

3.6.1 Potencia hidroenergetico. La zona del Urabá chocoano, cuenta con innumerables ríos y quebradas, debido a su inmejorable precipitación aluvial, donde en zonas cercanas a la serranía del Darién alcanza valores cercanos a los 5000 mm promedio anual. Esto demuestra el gran potencia hidroenergetico que posee esta región y que contrasta con el déficit de energía eléctrica que presenta en la mayoría de cabeceras y localidades que la conforman, además de la escasa información, estudio e investigación sobre la hidrología del territorio, conocimientos necesarios para la realización de cualquier aprovechamiento energético futuro.

Debido a lo anterior expuesto, dejando en claro que para la realización de cualquier inversión en pequeñas centrales hidroeléctricas se hace necesario un estudio mucho más profundo de los potenciales hídricos de la zona de construcción del proyecto, solo se tuvieron en cuenta para efectos de este trabajo, los proyectos mencionados en [29] y [30] con estudios de prefactibilidad realizados por el ICEL, Estos proyectos son: Pequeña Central Hidroeléctrica de Acandí (250 kW) y Pequeña Central Hidroeléctrica de Ungía (1 100 kW).

Para establecer los caudales promedios mensuales se utilizaron las ecuaciones de balances hídricos de Gangillet y Iszkowski, contemplados en [14] para caudales mínimos y máximos, además de los datos de escurrentia y precipitación promedio anual [31] del Ideam¹, datos de precipitación promedio mensual de las estaciones pluviométricas de Acandi y Ungía, [32] y datos sobre las cuencas hidrográficas de los ríos Acandi y Arquia (Ungía) [33], [34].

Figura 15. Promedios históricos de precipitación – Estación Acandi.



Fuente: tomado de IDEAM

En la Tabla 18 se muestra un resumen de los datos recopilados para la caracterización de la oferta hidroenergetica en la región de estudio.

¹ Ideam, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia

Tabla 18. Datos recopilados para la estimación del potencial hidroenergetico.

	IDEAM	WCLIM	HURTADO	TRMM	Promedio
Precipitación (mm/año)	4 200	4 250	4 500	3 750	4 175
	(% Precipitación)		R turc	Rthornthwaite	Promedio
Escorrentía	72,46	Escorrentía (mm/año)	2 800	3 250	3 250
	ACANDI	UNGUIA		ACANDI	UNGUIA
Índice de regulación hídrica	0,6	0,76	Rendimiento Promedio [L/s*Km²]	32	68
Coefficiente permeabilidad y extensión cuenca	0,4	0,45	Extensión cuenca Hidrográfica [Km²]	262,17	555,989
Caudal mínimo [m³/s]	1,9986	4,7684	Caudal Máximo [m³/s]	994,38	2166,46
Altura PCH [m]	15,3	28,22	Eficiencia de la turbina [%]	75	75
Caudal Promedio Mensual	ACANDI	UNGUIA	Caudal Promedio Mensual	ACANDI	UNGUIA
Enero [L/s]	2248,5	4768,4	Julio [L/s]	4646,9	14305,2
Febrero [L/s]	3147,9	5881	Agosto [L/s]	4347,1	13510,5
Marzo [L/s]	5621,3	5563,1	Septiembre [L/s]	4646,9	14623,1
Abril [L/s]	6220,9	9854,7	Octubre [L/s]	7869,8	18755,7
Mayo [L/s]	6745,5	13828,4	Noviembre [L/s]	5846,1	16212,6
Junio [L/s]	4422,0	14146,3	Diciembre [L/s]	3597,6	11762,1

3.6.3 Potencial de biomasa residual

La biomasa residual es una de las fuentes de energía alternativas con mayor potencial en la zona de estudio, debido a diferentes factores como lo son sus numerosos afluentes que transportan por toda la zona residuos forestales, madera, plantas, etc., y además los residuos agrarios, pecuarios y sólidos orgánicos urbanos que generan las actividades humanas productivas de la región.

Para la zona de estudio se seleccionó la tecnología de aprovechamiento energético con base en el biogás, debido a que es una tecnología que aprovecha la biomasa agraria y pecuaria abundante en la región y que se muestra como los sectores más avanzados en cuanto a su tecnificación y manejo de residuos, lo que reduce los costos de la biomasa en la zona de estudios. El biogás es una tecnología muy confiable en cuanto a la generación de energía ya que posee eficiencias cercanas al 40%, superior a tecnologías como la combustión directa y la gasificación, además que impacta positivamente en la reducción de emisiones contaminantes, ya que los gases que son consumidos dentro del proceso de transformación poseen efectos aún más adversos en el calentamiento global que el dióxido de carbono.

De acuerdo al atlas de biomasa residual, las vías de transporte y comunicación existentes y la distribución espacial del uso del suelo en los municipios de Acandí y Unguía, se establecieron en la Tabla 19 algunos datos recopilados para estimar el potencial energético de la biomasa presente en la zona, los promedios de toneladas/día de biomasa que ingresarían a la planta en las localidades seleccionadas, teniendo en cuanto un factor, incorporado en este trabajo, para modelar las condiciones adversas de recolección de biomasa, ya sea por falta de vías y vehículos de transporte, sequías o disminución de los cultivos actuales, entre otros.

Tabla 19. Datos recopilados potencia energético de la biomasa.

	Acandi	Balboa	Gilgal	Titumate
Promedio Biomasa [ton/día]	100	200	33.334	166.667
	Biomasa Agraria	Biomasa Pecuaria		Promedio
LHV Biomasa [MJ/kg]	8	20	Precio Biomasa en Planta [US\$/ton]	102.35

3.7 ANALISIS SOLUCION ENERGETICA AISLADA.

Como ya se mencionó en la Sección 2.8, en primer lugar, se han establecido algunos valores supuestos para la estimación de la matriz de costos de cada una de las tecnologías energéticas contempladas en este trabajo, en la Tabla 20 se muestran los valores aplicados en esta sección.

Tabla 20. Datos supuestos para la matriz de costos tecnologías renovables

Datos Supuestos	Plantas Diésel	PCH's	Solar Fotovoltaica	Eólica	Biomasa
Tasa de Retorno [%]	9	9	9	9	
Tasa de Cambio [\$/US\$]	1700	1700	1700	1700	
Horas de Prestación del Servicio	24	24	24	24	
Factor de Carga	0.9	0.9	0.9	0.9	
Disponibilidad de la Planta [%]	98	98	98	98	
Vida útil	131400	131400	131400	131400	131400
Precio del combustible (biomasa)	4,76 US\$/gal				0,03 US\$/gal
Precio del Lubricante	16,22 US\$/gal				
Costos AOM [% Cinv,inicial]		50	50	50	
Kg/Día Biomasa para conversión de energía					0,7
Poder Calorífico Inferior PCI					8-20

[MJ/kg]					
Eficiencia Turbina de Vapor					0,38
Eficiencia Generador Biomasa					0,9
Eficiencia Caldera de Vapor					0,8

3.7.1 Matrices de costos. Las matrices de costos de cada una de las alternativas energéticas, se basan en los diferentes estudios y documentos relacionados con la implementación de energías renovables en zonas aisladas de Colombia, como ya fue descrito en la Sección 2.8. Los valores encontrados en estos documentos datan de diversas fechas, por lo tanto es necesario actualizarlos para manejar datos verídicos en los análisis y simulaciones posteriores.

Matriz de costos plantas diésel. En la Sección 2.8.2.2 se despliegan los costos necesarios para la implementación y funcionamiento de las plantas diésel en zonas no interconectadas. En la Tabla 21, se presentan la matriz de costos de las diferentes plantas diésel existentes en la zona de estudio con valores actualizados a Diciembre de 2013.

Tabla 21. Costos plantas diésel en la zona de estudio.

	Potencia [kW]	Costo Inversión [US\$/kW]	Costo Combustible [US\$/kW]	Costo Lubricante [US\$/kW]	Costo Operativos [US\$/kW]	Costo Mantenimiento [US\$/kW]
Acandí	1000	64493	3253115	181207	3777742	3099
Gilgal	500	35771	1626557	90903	1888871	1549
Unguía	475	35773	1545229	86073	1794427	1472
Balboa	150	14043	487967	27181	566661	464
Titumate	150	14043	487967	27181	566661	464

Matriz de costos PCH. Las pequeñas centrales hidroeléctricas contempladas en este trabajo no poseen mucha información en cuanto a sus costos específicos dentro de los diseños y estudios consultados, por tanto, se tomaran como valores

base los establecidos en los documentos consulta de todas las tecnologías renovables incluyendo a las PCH's por supuesto. En la Tabla 22, se muestra la matriz de costos de los proyectos contemplados en este trabajo.

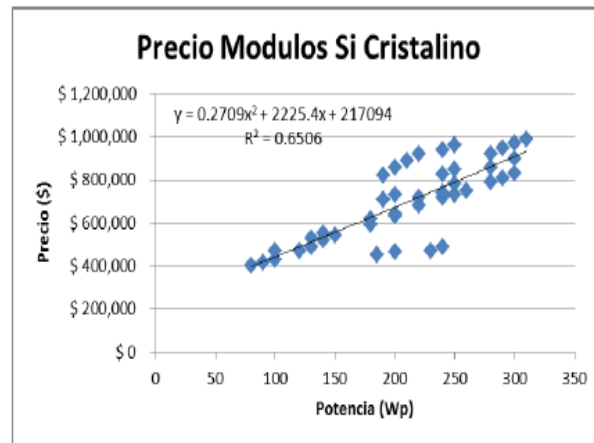
Tabla 22. Matriz de costos proyectos PCH.

	Potencia [kW]	Altura de caída [m]	Caudal de diseño [L/s]	Costo inversión [millones US\$]	Costo Reemplazo [millones US\$]	AOM [US\$]
PCH Acandi	250	15,3	2220,73	5,95258	3,86918	348564
PCH Unguía	1 100	28,22	5298,24	14,9523	9,71903	908662

Matriz de costos sistemas fotovoltaicos. Para los sistemas fotovoltaicos contemplados en este trabajo se tiene como referencia las consultas realizadas por CORPOEMA¹ en su determinación de inversiones y gastos sobre tecnologías renovables en ZNI [23]. En la Figura 16 y 17, se muestran los precios de los módulos solares de Si cristalino y de los diferentes componentes de los sistemas fotovoltaicos con referencia a 100 W, respectivamente.

¹ Corporación para la Energía y el Medio Ambiente.

Figura 16. Costos módulos solares Si cristalino.



Fuente: Tomado de CORPOEMA

Figura 17. Costos componentes sistema SFV referencia 100 W.

Componente	Tipo	Capacidad	Unidad	Precio	Ecuación	Rango		R2
						Valor Inferior	Valor Superior	
Módulos	Amorfo	100 Wp		\$ 450,000	$y = 1000x + 350000$	100	150	$R^2 = 1$
Módulos	Si Mono	100 Wp		\$ 436,100	$y = 0.4664x^2 + 2191.1x + 212326$	75	300	$R^2 = 0.7081$
Módulos	Si Poli	100 Wp		\$ 417,512	$y = 2.4476x^2 + 3994x - 6263.9$	200	325	$R^2 = 0.8534$
Reguladores	MPPT	10 A		\$ 109,208	$y = 192.93x^2 + 17392x - 84005$	15	60	$R^2 = 0.8127$
Reguladores	PWM	10 A		\$ 189,484	$y = 10.143x^2 + 10115x + 87320$	5	60	$R^2 = 0.6594$
Baterías	AGM	1200 Ah		\$ 558,690	$y = 392.72x + 87426$	500	3000	$R^2 = 0.9101$
Bateria	OPzS	1200 Ah		\$ 965,384	$y = 0.1231x^2 + 253.56x + 484848$	2100	2700	$R^2 = 0.8346$
Inversores	Sinusoidal modifcad	300 W continuo		\$ 79,161	$y = 0.053x^2 + 247.97x$	400	2300	$R^2 = 0.9818$
Inversores	Sinusoidal pura	300 W continuo		\$ 845,225	$y = 0.1863x^2 + 214.4x + 765138$	180	3000	$R^2 = 0.6148$
Inversores	Conectados a red	240 W continuo		\$ 847,213	$y = -4.2298x^2 + 8612.3x - 976097$	240	1100	$R^2 = 1$

Fuente: Tomado de CORPOEMA

Matriz de costos sistemas eólicos. Los sistemas eólicos de generación de energía son muy variados, existen innumerables fábricas, comercializadoras, marcas donde cada una establece un precio de acuerdo a las condiciones del mercado. Por tal razón, se estableció en este trabajo manejar los costos de inversión e instalación en relación con la potencia generada de cada equipo manejando precios promedio por cada uno. Por tanto, para la matriz de costos se utilizó lo expuesto en la sección D.4 y la Tabla D.6 sobre costos recomendados.

Matriz de costos sistemas de aprovechamiento energético de la biomasa residual. Las plantas de generación de energía a partir de la biomasa se clasifican dependiendo de su proceso de transformación de la energía, como ya se ha dicho, en este trabajo se seleccionó la tecnología con base en la producción de biogás que posteriormente será consumido por un motor de combustión adecuado. Para establecer los costos de implementar este tipo de tecnologías en ZNI, se tomaron como referencia los valores encontrados en el documento de inversiones y costos de CORPOEMA [23] y en el PDFNCE¹ de la UPME Volumen 3 [35], los cuales se encuentran descritos en la Tabla 23.

Tabla 23. Matriz costos plantas de biogás.

Potencia [kW]	Costo Inversión [US\$]	Costo Reemplazo [US\$]	Costo AOM [US\$]
200	290149	290149	3.966
400	501340	501340	7.933
600	690351	690351	11.900
800	866257	866257	15.867
1000	1033020	1033020	19.834

Costo Sistema De Transferencia de Potencia. Las microrredes eléctricas se caracterizan por sus altos niveles de control, administración y gestión de la energía disponible, en busca del cumplimiento, con calidad y seguridad, del suministro energético a los usuarios. Lo anterior, depende fundamentalmente de los equipos o equipo de transferencia de potencia, pieza encargada de la gestión y administración de la energía suministrada por las unidades de generación en pro de satisfacer adecuadamente la carga.

Luego de una revisión de la oferta de equipos de transferencia de potencia adecuados para microrredes en zonas aisladas, se decidió en este trabajo optar por la marca SMA, unidad SunnyIsland y Multicluste 6.3, 13.3 y 36.3, capaces de

¹ Plan de Desarrollo Fuentes No Convencionales de Energía

gestionar la energía de los paneles solares, aerogeneradores, unidades diésel, pequeñas centrales hidroeléctricas, entre otras, con capacidades de cerca de 300 kW. Además, existen experiencias positivas en la implementación de este sistema de transferencia de potencia en zonas no interconectadas, caso de Titumate, municipio de Unguía, donde existe un sistema híbrido de generación de energía solar-diésel.

En la Tabla 24 se muestran los costos de inversión, reemplazo y AOM de equipo en planta de la marca SMA incluidos en este trabajo.

Tabla 24. Costos Sistema SMA de transferencia de potencia.

Potencia [kW]	Costo Inversión [US\$]	Costo Reemplazo [US\$]	Costo AOM [US\$]
4,6	4333	4333	1083
6	5138	5138	1083
13,8	18567	18567	4642
18	31255	31255	9098
55	36393	36393	17732
110	70930	70930	35743
220	142973	142973	35743
300	204625	204625	51156

3.7.2 Datos de entrada simulación solución aislada. El programa de simulación de microrredes eléctricas, HOMER, nos proporciona muy variadas e interesantes herramientas de simulación y análisis de las diferentes configuraciones posibles, de acuerdo a los valores de potencial energético en la zona, demanda de energía, costos de la tecnología implementada y criterios de calidad, confiabilidad y cuidado del medio ambiente. Para las simulaciones realizadas en esta sección se utilizaron los valores de entrada mostrados en la Tabla 25, de acuerdo a las experiencias de implementación revisadas en las etapas previas de este trabajo, así como valores sugeridos por el software para modelamiento de sistemas en

condiciones aisladas, y ajustados en el proceso de simulación con el objetivo de reducir los costos, sin perder valores mínimos de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico.

Tabla 25. Datos de entrada simulación de la solución aislada.

Datos de entrada	Valor
Constante K de Weibull	2
Factor de correlación	0,85
Patrón de fuerza diurna	0,25
Coefficiente de rugosidad	0,01
Precio del combustible diésel	1,09787 US\$ Grupo 1 ZNI
Rango de caudal de trabajo	50% - 150%
Eficiencia de la turbina hidráulica	75%
Rango mínimo de carga generador diésel/biogás	30%
Factor de reducción SFV	80%
Pendiente modulo Solar	0
Orientación modulo solar	0
Factor de reflexión SFV	20%
Tipo aerogenerador	GENERIC 10 kW
Altura rotor	25 m
Variabilidad de la demanda de energía	0
Tipo baterías	TROJAN L16P

Estado inicial de carga baterías	100%
Eficiencia del inversor	90%
Eficiencia del rectificador	85%
Estrategia de despacho	LOAD FOLLOWING (Seguimiento de carga)

3.7.3 Análisis de resultados simulación solución aislada.

Luego de realizar las respectivas simulaciones, de cada una de las localidades dentro de la zona de estudio, se obtienen diferentes soluciones de configuraciones de microrred que cumplen con los requerimientos de calidad, continuidad y confiabilidad del servicio. A continuación se analizan cada una de las microrredes aisladas obtenidas por cada uno de los centros poblados.

Microrred aislada Acandi (Acandí). En las figuras 18 y 19 se muestran los principales resultados de la simulación de la microrred aislada de la localidad de Acandi. En la figura 20, se observa el flujo de potencia desde las unidades generadoras y la batería, hacia la carga, además del estado de carga y el contenido de energía de las baterías.

Figura 18. Resultado de la simulación de Acandí

Sensitivity Results		Optimization Results														
Double click on a system below for simulation results.													Categorized	Overall	Export...	Details
			PV (kW)	G10	Hydro (kW)	Label (kW)	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)			
			10			800	800		6.0	\$ 2,243,474	911,717	\$ 13,898,281	0.269			
			10	3		800	800		6.0	\$ 2,319,138	915,256	\$ 14,019,178	0.272			
			10	3		800	800		6.0	\$ 2,333,474	915,186	\$ 14,032,620	0.272			
			10			800	800	4	6.0	\$ 2,230,338	991,865	\$ 14,909,700	0.289			
			10			800	800	4	6.0	\$ 2,244,674	991,788	\$ 14,923,054	0.289			
			10	3		800	800	4	6.0	\$ 2,320,338	995,326	\$ 15,043,951	0.291			
			10	3		800	800	4	6.0	\$ 2,334,674	995,257	\$ 15,057,393	0.292			

La microrred más adecuada para la localidad de Acandí en funcionamiento aislado es sin duda una planta de aprovechamiento de biomasa que satisfaga la demanda de electricidad de la población. Esta planta con capacidad nominal de 800 kW, produciría al año 4039 kWh/año, consumiendo 8298 toneladas/año en sus 8760 horas/año de funcionamiento. De acuerdo a la falta de información fiable, bajos niveles de estudios técnicos previos, la alta complejidad en la instalación de una planta de producción de biogás de alta potencia y la ausencia de sistemas renovables de respaldo, hace que una microrred construida con base en una sola planta de generación sea un sistema inestable y poco confiable, aunque se requiere un estudio más profundo entorno a la complementariedad entre la planta de producción de biogás y las unidades de generación diésel presentes en la población.

También se aprecia en la figura 19 que las unidades de generación diésel presentan valores de producción de energía (COE) más elevados que las soluciones energéticas renovables, esto muestra claramente las ventajas que posee la promoción e inversión de las tecnologías renovables en ZNI como solución energética.

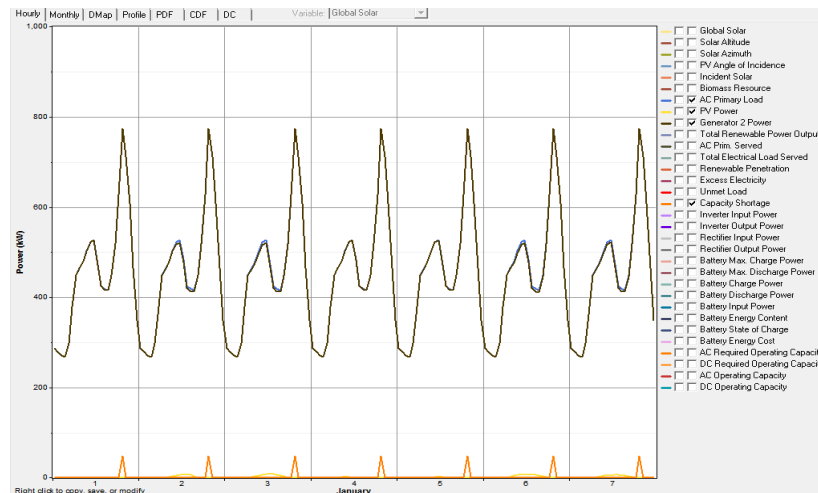
Figura 19. Resultado de la simulación Acandí

	PV (kW)	G10	Hydro (kW)	Label (kW)	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)
	10	3		800	4	6.0	\$ 2,334,674	995,257	\$ 15,057,393	0.29	
	10		250	400			\$ 7,084,580	676,783	\$ 15,716,140	0.30	
	10		250	400		6.0	\$ 7,084,054	677,965	\$ 15,750,722	0.30	
		3	250	400		6.0	\$ 7,159,718	681,479	\$ 15,871,312	0.30	
	10	3	250	400		6.0	\$ 7,174,054	681,446	\$ 15,885,216	0.30	
			250	400	4	6.0	\$ 7,070,918	754,851	\$ 16,720,445	0.32	
	10		250	400	4	6.0	\$ 7,085,254	754,819	\$ 16,734,379	0.32	
		3	250	400	4	6.0	\$ 7,160,918	758,327	\$ 16,854,888	0.32	
	10	3	250	400	4	6.0	\$ 7,175,254	758,303	\$ 16,868,908	0.32	
				1000	1000		\$ 64,799,476	23,324	\$ 65,194,896	1.26	
	10			1000	1000	6.0	\$ 64,799,476	30,469	\$ 65,188,976	1.26	
		3		1000	1000	6.0	\$ 64,875,136	34,009	\$ 65,309,888	1.26	
	10	3		1000	1000	6.0	\$ 64,889,476	33,940	\$ 65,323,344	1.26	
				1000	1000	4	\$ 64,786,336	110,614	\$ 66,200,356	1.28	
	10			1000	1000	4	\$ 64,800,676	110,540	\$ 66,213,748	1.28	
		3		1000	1000	4	\$ 64,876,336	114,080	\$ 66,334,660	1.28	
	10	3		1000	1000	4	\$ 64,890,676	114,011	\$ 66,348,112	1.28	

Otro aspecto a resaltar de los resultados de la simulación corresponde a la complementariedad entre la planta de producción de biogás y la Pequeña Central Hidroeléctrica de Acandí, incluida en esta simulación. Es cierto que para la implementación de una PCH se requieren completos estudios técnicos, económicos y de factibilidad, que garanticen un diseño óptimo. Pero a su vez, según los resultados mostrados en este trabajo sería una solución energética confiable, rentable y duradera para los habitantes de la región, además que no se tienen valores fiables de cantidad de biomasa disponible en la planta, sin sistemas complemente diseñados de recolección y tratamiento de la biomasa en los agricultores y ganaderos de la región.

De acuerdo a lo anterior y la poca diferencia de precios de producción de energía (COE) entre las primeras configuraciones de microrred enlistadas en los resultados de la simulación, se prefiere seleccionar la microrred constituida por la planta de biomasa, un sistema fotovoltaico de potencia nominal de 10 kW, un banco de 4 baterías Trojan L16P conectadas en serie y un convertor SMA de 6 kW. En la figura 20 se muestra el flujo de potencia de la microrred seleccionada.

Figura 20. Flujo de potencia de la microrred de Acandí



Microrred Aislada de Capurganá (Acandi). En la figura 21 se muestran los resultados de la simulación de las configuraciones de microrred aislada para la población de Capurganá, allí se aprecia que una solución energética aislada para este municipio es altamente costosa, lo que muestra la elevada necesidad de establecer un modelo particular de energización, los recursos energéticos renovables son muy reducidos, no existen plantas diésel y posee una considerable demanda de energía, ya que es una localidad muy turística a nivel departamental y nacional.

Figura 21. Resultado de la simulación Capurganá

	PV (kW)	G10	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	100...	5000	2000	700	\$ 165,313,...	46,050,224	\$ 753,989,5...	24.702	1.00	0.03
	100...		5000	600	\$ 16,135,962	100,469,264	\$ 1,300,470...	41.667	1.00	0.01

Al finalizar, un largo reajuste de los rangos de potencia de generación en los módulos solares como en los aerogeneradores, nos permitió apreciar por lo menos una solución viable, esta microrred consta de un sistema fotovoltaico de 100 kW, 5000 aerogeneradores de 10kW, un banco de 2000 baterías Trojan L16P y dos convertidores Multicluster SMA de 300 kW. Esta configuración es la más adecuada pero no es la mejor solución energética para la localidad, ya que es muy costosa.

Microrred Aislada de Sapzurro, Acandí. En la localidad de Sapzurro, al igual que la población de Capurganá, los recursos energéticos renovables son escasos y no los suficientes para suplir la demanda energética de esta población a un precio considerable para sus pobladores. En la figura 22 se muestran los resultados de la simulación de la solución aislada.

Figura 22. Resultado de la simulación Sapzurro

Sensitivity Results		Optimization Results									
Double click on a system below for simulation results.											
Categorized Overall Export... Details...											
		PV (kW)	G10	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
		5000		500	110	\$ 7,321,069	10,077,264	\$ 136,142,3...	26.833	1.00	0.02
		2000	2000	300	110	\$ 63,001,068	8,361,290	\$ 169,886,4...	33.804	1.00	0.03
		5000		1000	110	\$ 150,370...	25,858,016	\$ 480,923,1...	94.275	1.00	0.01

La microrred resultante de la simulación corresponde a un sistema fotovoltaico de 5000 kW, conectado a un banco de 500 baterías Trojan L16P y un convertidor Multicluster SMA de 110 kW. El costo de generación de energía para esta configuración es considerablemente alto lo que convierte en una solución inviable, por tanto se evidencia la necesidad de instalar unidades de generación diésel o interconectarse al SIN o una localidad cercana de forma tradicional o en red de microrredes.

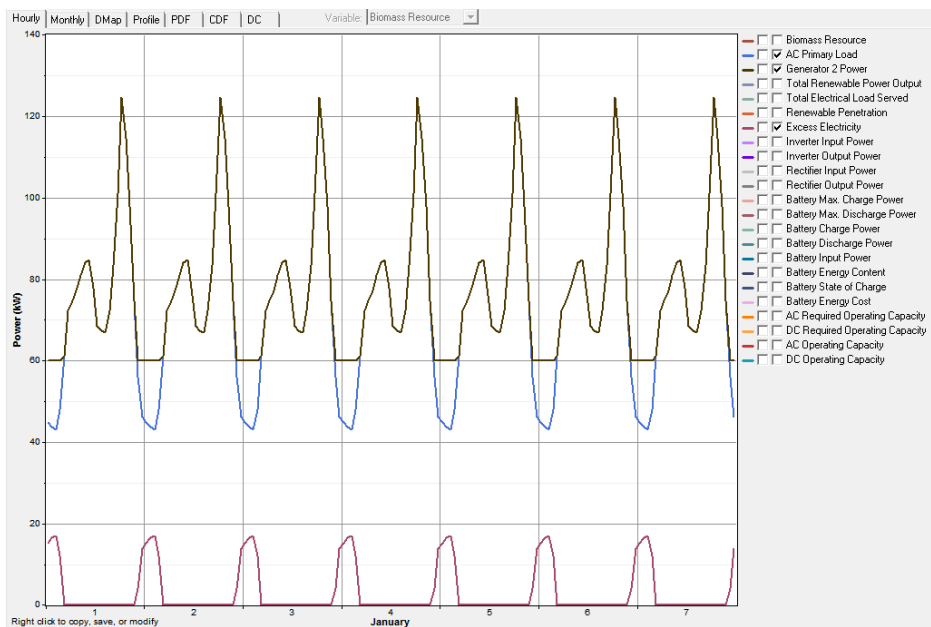
Microrred Aislada de Balboa, Unguía. La microrred aislada más adecuada para la población, de acuerdo a los resultados de la simulación, está compuesta de una planta de producción de biogás para generación de energía eléctrica de 200 kW, un banco de 4 baterías Trojan L16P y un convertidor SMA de 6 kW. Presenta un precio menor de generación de energía las configuraciones entre paneles solares y planta de generación a partir de biogás o solamente la planta, pero representan un sistema complejo donde no hay almacenamiento de energía, fuentes de respaldo, requiriendo un diseño y un funcionamiento mucho más complejo, que no garantiza las condiciones de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio. En la figura 23 se muestran los resultados para la localidad de Balboa en el municipio de Unguía.

Figura 23. Resultado de la simulación Balboa

Sensitivity Results		Optimization Results										
Double click on a system below for simulation results.												
<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall <input type="button" value="Export..."/> <input type="button" value="Details..."/>												
Icons	PV (kW)	G10	Label (kW)	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capac Shorta
	200						\$ 556,000	224,768	\$ 3,429,284	0.402	1.00	0.1
	10						\$ 575,474	225,904	\$ 3,463,291	0.406	1.00	0.1
	10	3					\$ 651,138	229,391	\$ 3,583,529	0.420	1.00	0.1
	10	3					\$ 665,474	229,332	\$ 3,597,104	0.422	1.00	0.1
	10						\$ 562,338	306,058	\$ 4,474,784	0.525	1.00	0.1
	10						\$ 576,674	305,975	\$ 4,488,064	0.526	1.00	0.1
	10	3					\$ 652,338	309,462	\$ 4,608,302	0.541	1.00	0.1
	10	3					\$ 666,674	309,403	\$ 4,621,877	0.542	1.00	0.1
	150						\$ 2,797,455	184,935	\$ 5,161,540	0.605	1.00	0.1
	10						\$ 2,816,929	186,071	\$ 5,195,547	0.609	1.00	0.1
	10	3					\$ 2,892,593	189,558	\$ 5,315,786	0.624	1.00	0.1
	10	3					\$ 2,906,929	189,499	\$ 5,329,361	0.625	1.00	0.1
	150						\$ 2,803,793	266,225	\$ 6,207,041	0.728	1.00	0.1
	10						\$ 2,818,129	266,142	\$ 6,220,320	0.730	1.00	0.1
	10	3					\$ 2,893,793	269,629	\$ 6,340,559	0.744	1.00	0.1
	10	3					\$ 2,908,129	269,570	\$ 6,354,134	0.745	1.00	0.1
	300	10					\$ 3,038,521	1,375,178	\$ 20,617,908	2.419	0.32	0.1
	300	10					\$ 2,738,521	1,400,494	\$ 20,641,532	2.421	0.27	0.1
	300	10					\$ 3,039,721	1,439,714	\$ 21,444,096	2.516	0.32	0.1
	300	10					\$ 2,739,721	1,467,504	\$ 21,499,352	2.522	0.27	0.1
	150						\$ 2,241,455	1,651,683	\$ 23,355,512	2.740	0.00	0.1
	3						\$ 2,336,593	1,652,772	\$ 23,464,560	2.753	0.02	0.1
	3						\$ 2,247,793	1,732,974	\$ 24,401,012	2.862	0.00	0.1
	3						\$ 2,337,793	1,732,842	\$ 24,489,334	2.873	0.02	0.1

En la figura 24 se muestra el flujo de potencia de la configuración de microrred seleccionada para esta población para funcionamiento aislado.

Figura 24. Flujo de potencia de microrred



Una planta de generación de biogás a partir de la biomasa residual sigue siendo una de las mejores alternativas de energización para las zonas no interconectadas, a su vez combinada con unidades de generación sean paneles solares, aerogeneradores e incluso la planta de generación diésel existente, pueden satisfacer la demanda de energía cumpliendo los requisitos de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio expuestos en este trabajo. Hacen falta estudios más profundos para determinar más precisamente la cantidad de biomasa disponible para generación de energía, sus características químicas y sus costos específicos para establecer y diseñar adecuadamente una planta de biogás.

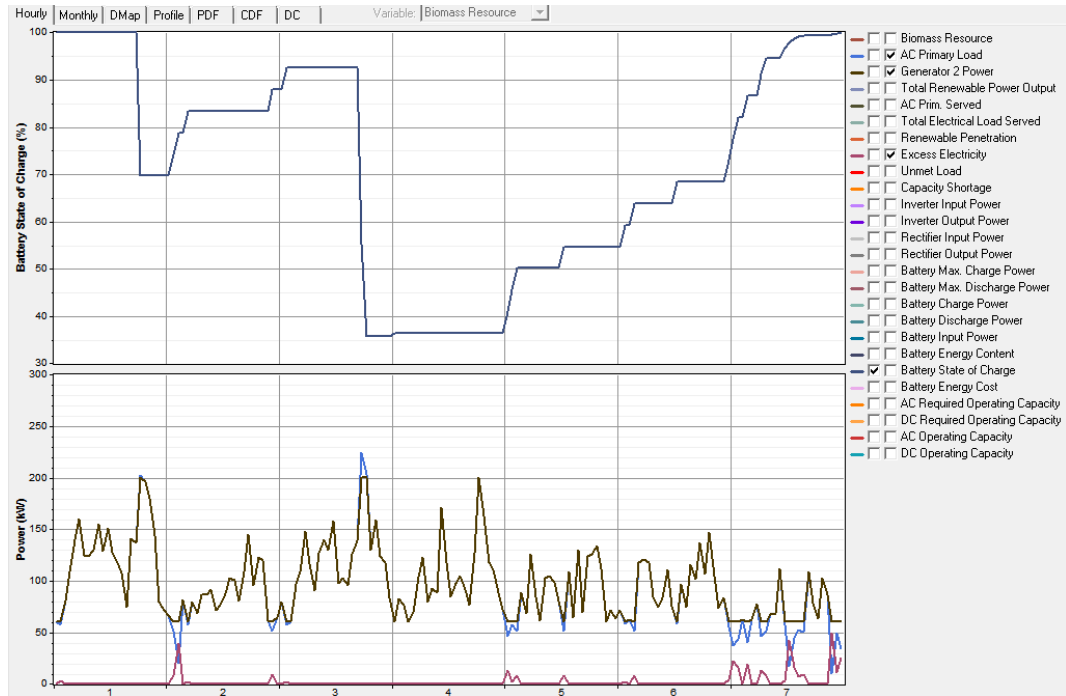
Microrred Aislada de Gilgal (Unguía). Ya se ha mencionado el importante papel, que según los resultados de simulación, tienen las plantas de biogás para la electrificación en zonas no interconectadas. En la localidad de Gilgal la planta de biomasa contemplada presenta también los costos por kW generado más bajos, seguida por un sistema híbrido solar-biogás con mayor participación del biogás en la generación de la energía. Esto se contrasta con que el software no contempla almacenamiento y administración de la energía, por tanto, se selecciona como microrred más adecuada para un funcionamiento aislado a la configuración con la planta de biogás de 200 kW, un banco de 4 baterías Trojan L16P y un convertidor SMA de 6 kW. En la figura 25 se muestran los resultados de la simulación.

Figura 25. Resultado de la simulación Gilgal.

Sensitivity Results		Optimization Results		Double click on a system below for simulation results.										
		Categorized										Overall	Export...	Details...
Icon	Icon	PV (kW)	G10	Label (kW)	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capac Shorta	
					200			\$ 556,000	226,182	\$ 3,447,368	0.308	1.00	0.1	
					200		6.0	\$ 575,474	227,325	\$ 3,481,445	0.311	1.00	0.1	
					200	3	6.0	\$ 651,138	230,814	\$ 3,601,720	0.322	1.00	0.1	
					200	3	6.0	\$ 665,474	230,756	\$ 3,615,310	0.323	1.00	0.1	
					200	4	6.0	\$ 562,338	307,472	\$ 4,492,868	0.401	1.00	0.1	
					200	4	6.0	\$ 576,674	307,395	\$ 4,506,218	0.402	1.00	0.1	
					200	4	6.0	\$ 652,338	310,885	\$ 4,626,494	0.413	1.00	0.1	
					200	4	6.0	\$ 666,674	310,827	\$ 4,640,083	0.414	1.00	0.1	
					500	200		\$ 18,441,620	104,140	\$ 19,772,870	1.758	0.93	0.1	
					500	200	6.0	\$ 18,461,094	103,964	\$ 19,790,100	1.759	0.93	0.1	
					500	200	6.0	\$ 18,536,758	100,819	\$ 19,825,564	1.762	0.93	0.1	
					500	200	6.0	\$ 18,551,094	100,097	\$ 19,830,668	1.763	0.93	0.1	
					500	200	4	6.0	\$ 18,447,958	168,490	\$ 20,601,820	1.831	0.93	0.1
					500	200	4	6.0	\$ 18,462,294	167,748	\$ 20,606,670	1.832	0.94	0.1
					500	200	4	6.0	\$ 18,537,958	165,911	\$ 20,658,854	1.836	0.94	0.1
					500	200	4	6.0	\$ 18,552,294	165,190	\$ 20,663,970	1.837	0.94	0.1
					500	200	8	22...	\$ 18,757,130	9,834,880	\$ 144,479,9...	12.843	0.00	0.1
					500	200	8	22...	\$ 18,754,730	9,841,890	\$ 144,567,1...	12.851	0.00	0.1
					500	200	8	22...	\$ 18,457,130	9,988,870	\$ 146,148,4...	12.991	0.00	0.1
					500	200	8	22...	\$ 18,454,730	9,989,406	\$ 146,152,8...	12.992	0.00	0.1
					500	200		\$ 17,885,620	11,029,291	\$ 158,876,9...	14.123	0.00	0.1	
					500	200	6.0	\$ 17,980,758	11,033,571	\$ 159,026,8...	14.136	0.00	0.1	
					500	200	4	6.0	\$ 17,891,958	11,110,581	\$ 159,922,4...	14.216	0.00	0.1
					500	200	4	6.0	\$ 17,981,958	11,113,642	\$ 160,051,6...	14.227	0.00	0.1

Un aspecto importante a resaltar, tiene que ver con la complementariedad que puede existir entre la energía solar o la eólica con la producida a partir de la combustión del biogás. Estas energías pueden comportarse como fuentes de respaldo o fuentes para cargar las baterías existentes, proporcionando mayor confiabilidad, continuidad y aprovechamiento de los recursos renovables de la zona. En la figura 26 se muestra el comportamiento de la microrred más adecuada para la población del Gilgal.

Figura 26. Comportamiento de la microrred.



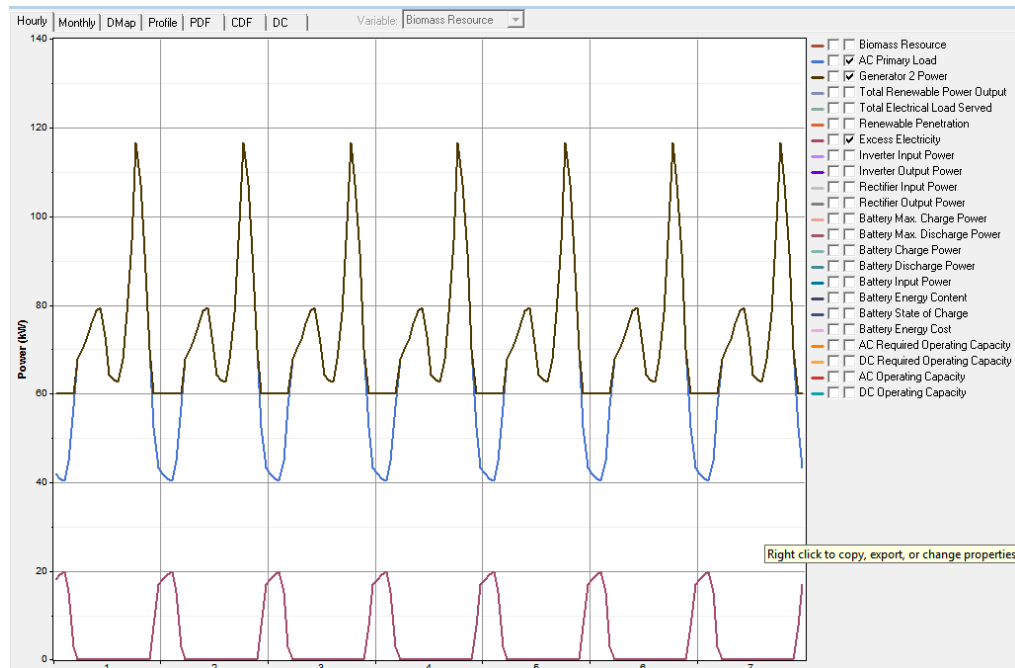
El funcionamiento de las baterías tiene un aspecto importante en esta microrred ya que sus ciclos de carga y descarga están optimizados para ampliar la vida útil del banco de baterías y sus costos de mantenimiento. Se aprecia en la figura 26 que el ciclo carga y descarga del banco de baterías tiene un periodo cercano a una semana, esto posible gracias a la complementariedad que podría presentarse entre las energía solar o eólica con la generada a partir de biomasa residual.

Microrred Aislada de Titumate (Unguía). La microrred aislada más adecuada para los requerimientos energéticos de la población de Titumate es la constituida por una planta de biogás para generación de energía de 200 kW, un banco de 4 baterías Trojan L16P y un convertidor SMA de 6 kW. Existen configuraciones con un menor costo por kW generado pero carecen de sistemas de alimentación de respaldo y valores menores de confiabilidad y continuidad del servicio. Para mostrar el comportamiento de potencia en la microrred seleccionada y los resultados de simulación, se incluye en este trabajo en la figura 27 y 28 respectivamente.

Figura 27. Resultado de la simulación Titumate.

Sensitivity Results		Optimization Results											
Double click on a system below for simulation results.													
Categorized Overall Export... Details...													
Icons	PV (kW)	G10	Label (kW)	Label (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capac. Shorta	
[Icons]				200			\$ 556,000	224,377	\$ 3,424,286	0.445	1.00	0.1	
[Icons]	10			200		6.0	\$ 575,474	225,524	\$ 3,458,430	0.449	1.00	0.1	
[Icons]		3		200		6.0	\$ 651,138	229,024	\$ 3,578,833	0.465	1.00	0.1	
[Icons]	10		3	200		6.0	\$ 665,474	228,970	\$ 3,592,473	0.466	1.00	0.1	
[Icons]				200	4	6.0	\$ 562,938	313,615	\$ 4,571,995	0.594	1.00	0.1	
[Icons]	10			200	4	6.0	\$ 577,274	313,543	\$ 4,585,412	0.595	1.00	0.1	
[Icons]		3		200	4	6.0	\$ 652,938	317,043	\$ 4,705,815	0.611	1.00	0.1	
[Icons]	10		3	200	4	6.0	\$ 667,274	316,989	\$ 4,719,456	0.613	1.00	0.1	
[Icons]				150	200		\$ 2,797,450	184,544	\$ 5,156,537	0.669	1.00	0.1	
[Icons]	10			150	200	6.0	\$ 2,816,924	185,691	\$ 5,190,681	0.674	1.00	0.1	
[Icons]		3		150	200	6.0	\$ 2,892,588	189,191	\$ 5,311,084	0.689	1.00	0.1	
[Icons]	10		3	150	200	6.0	\$ 2,906,924	189,137	\$ 5,324,725	0.691	1.00	0.1	
[Icons]				150	200	4	6.0	\$ 2,804,388	273,782	\$ 6,304,247	0.818	1.00	0.1
[Icons]	10			150	200	4	6.0	\$ 2,818,724	273,711	\$ 6,317,684	0.820	1.00	0.1
[Icons]		3		150	200	4	6.0	\$ 2,894,388	277,210	\$ 6,438,066	0.836	1.00	0.1
[Icons]	10		3	150	200	4	6.0	\$ 2,908,724	277,156	\$ 6,451,707	0.838	1.00	0.1
[Icons]				300	150	11...	\$ 2,738,516	1,353,397	\$ 20,039,476	2.601	0.26	0.1	
[Icons]	300		3	150	11...	\$ 2,828,516	1,349,522	\$ 20,079,936	2.607	0.28	0.1		
[Icons]				300	150	4	11...	\$ 2,740,316	1,409,197	\$ 20,754,582	2.694	0.29	0.1
[Icons]	300		3	150	4	11...	\$ 2,830,316	1,403,550	\$ 20,772,400	2.697	0.30	0.1	
[Icons]				150			\$ 2,241,450	1,635,410	\$ 23,147,480	3.005	0.00	0.1	
[Icons]			3	150		6.0	\$ 2,336,588	1,637,284	\$ 23,266,574	3.020	0.01	0.1	
[Icons]				150	4	6.0	\$ 2,248,388	1,723,868	\$ 24,285,212	3.153	0.00	0.1	
[Icons]			3	150	4	6.0	\$ 2,338,388	1,724,278	\$ 24,380,444	3.165	0.02	0.1	

Figura 28. Comportamiento de potencia en la microrred.



Microrred Aislada de Unguía (Unguía). En el municipio de Unguía como en su cabecera municipal, existe gran potencial hidroenergetico disponible para las necesidades energéticas de sus habitantes y su desarrollo económico y social.

Los resultados de la simulación arrojan que una pequeña central hidroeléctrica de 1100 kW puede ser la solución más adecuada para la región, aunque mantiene un considerable costo por kW generado lo que dificultaría la prestación del servicio, esto teniendo en cuenta que es todavía menor que los costos reflejados con unidades de generación diésel. La pequeña central hidroeléctrica y su gran envergadura en capacidad de generación requiere líneas de transmisión para exportar la energía hacia las cargas, por tanto no requiere sistemas de almacenamiento; para efectos de la simulación se incluyeron los costos de una línea de transmisión de un kilómetro a 13,5 kV. En la figura 29 se muestran los resultados de simulación solución aislada.

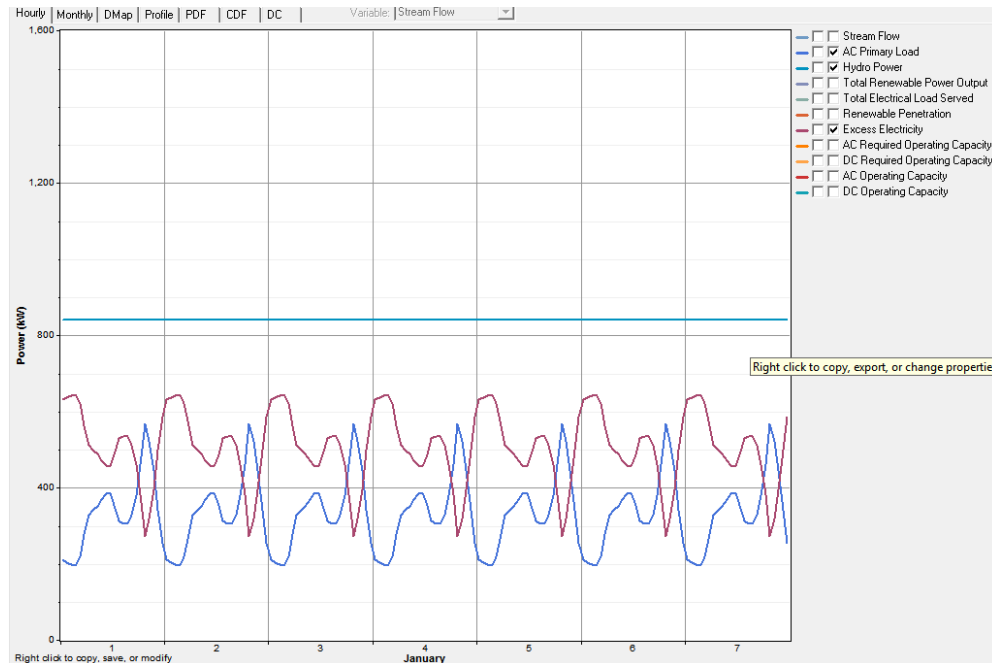
Figura 29 . Resultado de la simulación Unguía.

Sensitivity Results		Optimization Results											
Double click on a system below for simulation results.													
Categorized Overall Export... Details...													
		PV (kW)	G10	Hydro (kW)	Label (kW)	L16P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capa Short
				1100	1100			\$ 14,952,300	842,232	\$ 25,718,856	0.695	1.00	0
			10	1100	1100		6.0	\$ 14,971,774	843,452	\$ 25,753,920	0.696	1.00	0
				1100	1100		6.0	\$ 15,047,438	846,944	\$ 25,874,228	0.699	1.00	0
			10	3	1100		6.0	\$ 15,061,774	846,944	\$ 25,888,564	0.699	1.00	0
				1100	1100		4	\$ 14,958,638	923,523	\$ 26,764,356	0.723	1.00	0
			10		1100		4	\$ 14,972,974	923,523	\$ 26,778,692	0.723	1.00	0
				1100	1100		4	\$ 15,048,638	927,015	\$ 26,899,002	0.727	1.00	0
			10	3	1100		4	\$ 15,062,974	927,015	\$ 26,913,338	0.727	1.00	0
				1100	475			\$ 31,943,638	540,280	\$ 38,850,236	1.049	1.00	0
			10		1100	475	6.0	\$ 31,963,112	541,500	\$ 38,885,296	1.050	1.00	0
				1100	475		6.0	\$ 32,038,776	544,993	\$ 39,005,608	1.054	1.00	0
			10	3	1100	475	6.0	\$ 32,053,112	544,993	\$ 39,019,944	1.054	1.00	0
				1100	475		4	\$ 31,949,976	621,571	\$ 39,895,736	1.078	1.00	0
			10		1100	475	4	\$ 31,964,312	621,571	\$ 39,910,072	1.078	1.00	0
				1100	475		4	\$ 32,039,976	625,063	\$ 40,030,380	1.081	1.00	0
			10	3	1100	475	4	\$ 32,054,312	625,063	\$ 40,044,716	1.082	1.00	0
				950	950		55.0	\$ 34,161,204	21,084,990	\$ 303,698,1...	8.204	0.00	0
				950	950			\$ 33,982,676	21,099,728	\$ 303,708,0...	8.204	0.00	0
			100	3	950		55.0	\$ 34,251,204	21,085,054	\$ 303,788,9...	8.206	0.00	0
				950	950		6.0	\$ 34,077,816	21,101,598	\$ 303,827,0...	8.207	0.00	0
			100		950		4	\$ 34,162,404	21,165,062	\$ 304,722,9...	8.231	0.00	0
				950	950		4	\$ 33,989,016	21,181,018	\$ 304,753,5...	8.232	0.00	0
			100	3	950		4	\$ 34,252,404	21,165,124	\$ 304,813,7...	8.234	0.00	0
				950	950		4	\$ 34,079,016	21,181,668	\$ 304,851,8...	8.235	0.00	0

La pequeña central hidroeléctrica de Unguía permitiría una posible interconexión de localidades, las cuales poseen costos por kW generado mucho mayor que Unguía, por lo tanto, la venta de energía se convertiría en un ingreso que reduciría los costos de generación de la PCH en estudio y a su vez reduciría los costos de

las demás localidades. En la figura 30 se muestra el flujo de potencia de la pequeña central hidroeléctrica resultante.

Figura 30. Flujo de potencia de PCH resultante en Unguía

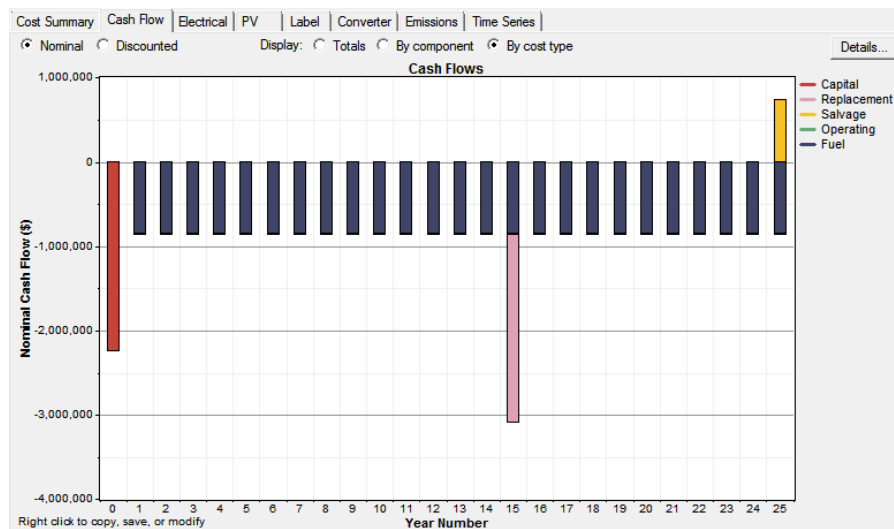


Conclusiones Generales. Debido a la gran cantidad de información recolectada en los ejercicios de simulación, se obtuvieron las siguientes conclusiones para las soluciones energéticas aisladas para la zona objetivo, con la misión de expresar ciertas nociones y orientaciones básicas para el análisis y diseño de un programa de energización para estas Zonas No Interconectadas.

- Las plantas de producción de biogás para la generación de energía son la solución más económica y adecuada para diferentes localidades, debido a su gran cantidad de biomasa presente en la región, la evolución de los precios de inversión, aprovechamiento de los residuos agrícolas y bovinos, además de proporcionar alternativas de trabajo para sus habitantes. Se requiere en primera instancia, estudios mucho más profundos y técnicos para determinar con certeza el potencial energético de la región y realizar un diseño adecuado de la planta, con sistemas óptimos de recolección, transporte y tratamiento de

la biomasa, y por otro lado se requiere una gran inversión del sector público o un establecimiento de un programa de inversión atractivo que permita la incorporación de recursos que dieran vía libre a todo este tipo de proyectos, ya que como se muestra en la figura 31, el flujo de caja se concentra en mayor medida en el primer año y en la inversión inicial.

Figura 31. Flujo de caja.



- Dentro de las diferentes simulaciones se realizaron modificaciones en diferentes valores de entrada para conocer qué efecto podrían tener en la configuración de microrred más adecuada. Entre los valores modificados se encuentran: el promedio mensual y anual de biomasa disponible en planta, el contenido de calor del biogás producido en la planta, el promedio anual de caudal de las fuentes hídricas donde se construyen los proyectos hidroenergeticos, y el caudal y altura de diseño de la central. Estas variaciones no son significantes en su valor concreto sino reflejan la variabilidad de la información encontrada con el fin de conocer el efecto de uno u otro valor posible. En la figura 32 se muestran los resultados del análisis de valores sensibles para la población de Titumate.

Figura 32. Valores sensibles de Titumate.

Sensitivity Results		Optimization Results														
Double click on a system below for optimization results.																
Biomass (\$/d)	Biogas LHV (MJ/kg)	PV (kW)	G10	Label (kW)	Label (kW)	H2500	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Biomass (\$)	Label (hrs)	Li (\$)
167 000	8 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
167 000	15 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
167 000	20 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
616 670	8 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
616 670	15 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
616 670	20 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
833 334	8 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
833 334	15 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8
833 334	20 000					200		\$ 290,149	247,459	\$ 3,453,506	0.448	1.00		2,048		8

Los resultados de estas simulaciones sensibles muestran la poca variabilidad que tienen los diferentes valores contemplados de las variables de entrada seleccionadas con respecto a la configuración de la microrred más adecuada, se mantienen las configuraciones resultantes de la simulación inicial. Para un trabajo posterior al presente, se propone un estudio más detallado del efecto de variaciones más significantes en los variables de entrada como por ejemplo, el efecto del ENSO, el crecimiento o reducción de las actividades económicas (agrícolas y bovinas), el calentamiento global, la evolución de los precios de inversión en tecnología renovables para periodos de tiempo largos, los cambios de políticas de energización, etc.

- Cerca del 40% de las localidades estudiadas presentan un gran déficit de recursos energéticos suficientes para satisfacer su demanda de energía, por lo tanto se requiere con urgencia un plan especial de energización que contemple alternativas como la instalación de unidades de generación diésel, la interconexión al SIN o la interconexión a otra localidad con mayor potencial energético. El caso más interesante y adecuado para la reducción de costos de generación para cada una de las localidades tiene que ver con la creación de una red de microrredes.
- Las unidades de generación renovables han mostrado, a lo largo de las simulaciones realizadas para una solución aislada, ser una de las alternativas más económicas, rentables y amigables con el ambiente en comparación con la implementación de unidades de generación diésel, el precio por kW generado es mucho menor, además que se reducen los gases contaminantes

emitidos en el proceso de generación de energía, pertenece a una solución estable y duradera, e impulsa el desarrollo económico y social de la región. Se recomienda una política energética basada en energías renovables y no en las formas tradicionales de generación de energía.

- El gran potencial hidroenergetico de la región, no sea reflejado en los resultados de la simulación, debido a que sus altos costos de inversión, obras civiles, maquinaria y equipos, entre otros aspectos, elevan el precio de la energía generada con esta tecnología, sin embargo en la población de Unguía, la construcción de una pequeña central hidroenergetica es la alternativa más adecuada para la energización de esta localidad, en consecuencia a que el caudal disponible es mucho mayor y a la relación inversa entre la capacidad de generación y la relación US\$/kW instalado.
- En cada una de las localidades estudiadas, según la configuración de microrred resultante más adecuada, pertenece un precio neto de kW generado, por tanto en determinadas localidades el precio es más elevado o más económico, debido a esto y a las grandes diferencias presentes entre uno y otro, se propone un modelo de prestación del servicio de energía en red, interconexión entre las micro redes eléctricas, y así homogenizar el precio de la energía, para convertirlo en un valor mucho más accesible para el sector.

3.8 ANALISIS SOLUCION ENERGETICA INTEGRADA

Como ya se ha mencionado anteriormente, la solución energética integrada consiste en la interconexión eléctrica de las localidades en estudio por medio de líneas de transmisión que permitan el flujo de potencia desde puntos con exceso o costo de producción de energía bajo, hacia centros poblados con carencias de recursos energéticos o con costos demasiado elevados para la producción de la energía.

El análisis de la solución energética integrada consta de dos etapas, la primera busca estimar, por medio del uso del programa de simulación Homer, la cantidad de energía disponible para venta o compra de cada una de las microrredes con respecto a una red eléctrica posible entre localidades, todo esto se realiza con un ajuste del precio de la energía de la red para encontrar los menores valores de costo de producción de la energía en general, para beneficio de todas las localidades en red; todo esto se profundizara más adelante. En la etapa posterior, con la ayuda del programa Matlab, se encontrará la arquitectura óptima del sistema de transmisión de la energía en la red de microrredes propuesta, estimando las líneas a construir, la potencia eléctrica a transmitir y los costos de la energía en todas las localidades, observando si es posible y viable una interconexión eléctrica.

Luego de las dos etapas, se organizan los datos encontrados y se presenta la configuración más adecuada para una solución energética integrada para la zona objetivo, comparando en las siguientes secciones la viabilidad entre las dos soluciones energéticas simuladas.

3.8.1 Disponibilidad de compra y venta de energía por parte de las microrredes. Para determinar la capacidad de energía que cada una de las microrredes puede vender o comprar de la red eléctrica que se establecería entre ellas, es necesario en primera instancia establecer dos aspectos importantes: la matriz de costos de la interconexión eléctrica de cada de las microrredes y el precio de referencia de la energía para la red eléctrica. Establecidos adecuadamente estos aspectos se dará paso a las siguientes etapas.

La matriz de costos de conexión y el precio de la energía de la red, influyen directamente en la estimación de la energía disponible y escasa por parte de cada una de las microrredes y de su posterior configuración interconectada, por lo tanto, es un proceso recursivo de optimización de estos valores, así que como datos iniciales se toman unos valores supuestos para iniciar la simulación.

Matriz de costos de interconexión. La interconexión de las localidades en estudio inicia con un estimativo preliminar, considerando una configuración básica de la red, que permita dar comienzo a las simulaciones de la solución integrada. En cada iteración se actualizan los costos de interconexión asociados a una configuración determinada y a un precio de la energía de la red. La matriz de costos preliminar como las siguientes siguen los próximos principios:

- Se han calculado los costos en relación a lo expuesto en el anexo C “Costos de Interconexión de microrredes eléctricas en ZNI”
- Teniendo en cuenta el Plan Indicativo de expansión de Cobertura 2013-2017, la electrificación en ZNI se puede suplir suficientemente a un nivel de tensión de 13,2 kV implementando transformadores elevadores de 13,2/0,6 kV de 630 kVA en las localidades interconectadas.
- Los costos de la interconexión entre dos localidades por medio de una línea eléctrica o un transformador, se asigna a cada una por igual, teniendo en cuenta el costo por el uso de la infraestructura eléctrica cercana y ajena a la población en cuestión. La interconexión relacionada con la matriz de costos preliminar corresponde a los costos de una línea de transmisión entre las localidades cercanas

Teniendo presente lo anterior y lo expuesto en el anexo C, se muestra en la tabla 26, la matriz de costos preliminar de interconexión para una solución integrada en la zona objetivo.

Tabla 26. Matriz de costos preliminar.

Centro Poblado	Línea Eléctrica	Distancia [km]	UC	Costos [US\$ 2013]	Sobrecostos [US\$ 2013]	Total [US\$ 2013]
Acandí	Acandi-Capurganá	15,9	N2L28	198407	349512	1174258
	Acandi-Balboa	29,9	N2L37	440742	185597	
Capurganá	Capurgana-zapzurro	4,5	N2L28	56153	335286	751210

	Capurganá-Acandi	15,9	N2L28	198407	161364	
Zapzurro	Zapzurro-Capurganá	4,5	N2L28	56153	335286	391439
Unguía	Unguía-Santa María	17	N2L28	212133	350884	563017
Balboa	Balboa-Acandi	29,9	N2L37	440742	373745	1056212
	Balboa-Titumate	7,3	N2L28	91093	150632	
Titumate	Titumate-Balboa	7,3	N2L28	91093	338780	697677
	Titumate-Gilgal	9,2	N2L28	114801	153003	
Santa María	Santa María-Gilgal	7,5	N2L28	93588	339030	807487
	Santa María-Unguía	17	N2L28	212133	162736	
Gilgal	Gilgal-Titumate	9,2	N2L28	114801	341151	700422
	Gilgal-Santa María	7,5	N2L28	93588	150882	

Calculo del precio de la energía de la red. El precio de la energía de la red de microrredes está estimado para equilibrar el flujo de energía entre las diferentes localidades interconectadas, con el único fin de reducir al máximo los costos de la electricidad en la zona objetivo. Para lograr lo anterior, con base en la configuración preliminar y su matriz de costos, se debe simular la conexión a la red de cada una de las microrredes propuestas, fijando un precio de venta de la energía a la red, que corresponde al Costo neto de generación registrado en la simulación aislada y el precio de la energía de la red. Para iniciar este proceso se propuso como precio inicial el menor costo neto de generación de todas las microrredes en la zona de estudio. En la tabla 27 se muestran los resultados de la simulación de solución integrada con el precio inicial de energía de la red.

Tabla 27. Resultados de la simulación de solución integrada.

Acandí		Balboa		capurgana		Gilgal		Santa maria		Titumate		Unguía		Sapzurro	
Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh
0	593,12	0	151,65	8,168	202,749	0	555,932	9,543	192,002	0	585,12	0	376,225	5,802	468,103
0	607,25	0	136,65	5,437	218,855	0	505,953	10,311	165,045	0	530,154	0	469,119	4,385	448,278
0	694,52	0	152,07	9,241	223,345	0	555,004	16,718	151,102	0	587,405	0	482,234	8,588	436,551
0	660,58	0	150,12	12,943	189,045	0	540,774	21,621	122,022	0	570,437	0	710,756	1,195	363,309
0	663,98	0	153,5	92,168	106,518	0	562,648	40,746	94,192	0	590,092	0	733,944	15,979	226,611
0	662,65	0	148,16	110,611	88,83	0	539,856	43,965	85,999	0	569,251	0	709,162	16,518	209,179
0	687,5	0	160,374	100,079	107,91	0	565,532	41,21	92,607	0	593,516	0	735,861	16	236,493
0	696,9	0	150,063	97,406	96,491	0	552,28	43,373	84,781	0	589,728	0	723,311	16,675	210,824
0	627,38	0	142,99	96,908	85,155	0	539,281	41,707	82,126	0	566,728	0	706,835	15,839	198,239
0	692,66	0	153,74	113,116	93,946	0	562,919	41,383	90,893	0	586,945	0	736,053	15,747	221,671
0	666,91	0	140,52	87,672	92,884	0	540,334	33,119	89,605	0	563,348	0	710,639	14,932	192,544
0	674,5	0	147,363	35,386	138,082	0	549,328	28,619	108,62	0	581,073	0	736,963	4,319	281,6
	7,926,444		1,788,227	769,137	1,643,255	0	6,568,944	372,458	1,360,775	0	6,913,975	0	7,830,434	119,08	3,494,000
precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta	precio red	precio venta
0.269	0.269	0.269	0.406	0.269	24.702	0.269	0.311	0.269	22.372	0.269	0.445	0.269	0.695	0.269	26.833
coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc
0.021	3187147	-0,116	-3629204	-9.301	-486852288	-0,111	-10584611	-12,097	-374171584	-0,246	-23657760	-0,318	-43648836	-23.173	-1154306176

Luego de múltiples simulaciones, modificando el precio de la energía de la red, es posible encontrar un equilibrio entre la energía generada por las microrredes con condiciones favorables para ello, y las microrredes que requieren energía por que sus recursos energéticos no son suficientes o tienen un costo neto elevado de producción de energía, respetando una capacidad de generación suficiente para alcanzar los índices de energía no suministrada (EIR) mínimos. En la tabla 28 se presenta los resultados de la simulación de la solución integrada con el precio de la energía de la red que muestra el mayor equilibrio de potencia.

Tabla 28. Resultados de Simulación, precio de mayor equilibrio de potencia.

Meses	Acandi		Balboa		Capurgana		Gilgal		Santa Maria		Titumate		Unguía		Sapzurro	
	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh	Purchased kWh	Sold kWh
Enero	0	443,343	0	159,332	313,354	4,36	0	235,134	202,761	5,354	19,655	3,98	200,344	10,345	30,558	5,584
Febrero	0	447,201	0	156,854	317,822	3,504	0	235,338	205,697	13,641	20,586	5,337	209,254	8,094	38,307	4,338
Marzo	0	444,807	0	153,092	352,775	9,448	0	230,892	201,649	16,775	18,561	7,515	202,032	16,405	36,266	8,58
Abril	0	449,891	0	155,888	339,105	11,92	0	235,375	203,696	16,956	20,557	5,57	190,038	12,486	35,359	1,195
Mayo	0	463,02	0	133,586	346,554	3,641	0	242,876	200,962	20,563	19,065	12,596	193,944	15,781	42,571	5,979
Junio	0	442,83	0	135,603	349,965	10,478	0	249,606	215,699	16,557	12,443	13,111	189,162	15,732	39,689	7,536
Julio	0	447,12	0	140,787	337,988	12,998	0	231,95	212,567	21,214	16,784	5,78	185,861	13,507	46,943	7,677
Agosto	0	466,428	0	138,101	356,962	32,454	0	237,93	214,781	33,784	15,759	8,655	193,311	16,789	40,924	6
Septiembre	0	437,509	0	135,098	335,695	28,006	0	259,107	212,662	31,588	9,502	6,728	206,835	10,201	38,469	5,839
Octubre	0	459,598	0	133,476	353,621	25,376	0	242,236	210,893	29,656	16,675	5,965	196,053	11,239	40,711	5,874
Noviembre	0	446,764	0	140,575	328,464	37,779	0	244,406	229,548	33,119	12,945	5,388	180,639	14,736	42,544	4,842
Diciembre	0	435,734	0	149,206	328,805	12,854	0	241,543	228,652	22,566	11,549	5,736	186,963	16,304	44,6	5,333
Total		5384,245		1731,598	4061,11	192,818	0	2886,393	2539,567	261,773	194,081	86,361	2334,436	161,619	476,941	69,12
	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta	\$\$ red	\$\$ venta
	0.461	0.269	0.461	0.406	0.461	24.702	0.461	0.311	0.461	22.372	0.461	0.445	0.461	0.695	0.461	26.833
	Coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc	coe	npc
	0,096	4190151	0,316	5818531	0,747	14741050	0,225	5472340	0,687	13467258	0,438	1055730	0,498	11248356	0,885	20895437

De forma preliminar el menor precio de la energía de la que genera el mejor equilibrio de potencia es 0,461 US\$/kW. En la tabla 29 se presenta el equilibrio de potencia para el precio de la energía indicado.

Tabla 29. Equilibrio de potencia con precio de energía indicado.

Sold kWh	Purchased kWh	Diferencia kWh
867,432	766,672	100,76
874,307	791,666	82,641
887,514	811,283	76,231
889,281	788,755	100,526
898,042	803,096	94,946
891,453	806,958	84,495
881,033	800,143	80,89
940,141	821,737	118,404
914,076	803,163	110,913
913,42	817,953	95,467
927,609	794,14	133,469
889,276	800,569	88,707
10773,927	9606,135	1167,792

Con los resultados anteriores, podemos observar una reducción significativa en el precio de la energía en cada una de las localidades abriendo la posibilidad de que una solución energética integrada puede ser viable para la zona objetivo en estudio. La solución integrada trae consigo grandes beneficios para las localidades, en cuanto al costo neto de producción de la energía, los indicadores de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico, además de que en poblaciones sin recursos energéticos suficientes es posible una energización sin altos costos para los usuarios. Se procederá a calcular la arquitectura de red final para determinar con mayor claridad la mejor alternativa de energización para las localidades presentes en la zona de estudio.

3.8.2 Determinación de la Arquitectura Óptima de la Red. Como se ha mencionado anteriormente, en la etapa preliminar o inicial se estableció una arquitectura de red para calcular la cantidad de energía generada y requerida por cada una de las microrredes y sus costos neto de producción de energía, además se calculó el precio de venta y compra de energía de la red, que equilibra las potencias generadas y consumidas en la red, este proceso se repite para cada una de las arquitecturas encontradas posteriormente con el PSO, hasta encontrar la arquitectura más adecuada y óptima que posee el costo más bajo de energía de la red y en cada una de las microrredes.

Para determinar la arquitectura óptima de la red, se deben tener en cuenta los resultados obtenidos en la simulación de la solución energética integrada, el valor promedio mensual de venta y de compra de energía de la red, así como la distancia entre las localidades y los costos de las líneas y equipos eléctricos necesarios para la interconexión eléctrica. Adicionalmente se deben tener en cuenta las consideraciones preliminares establecidas en la sección 2.9.5.1 y el modelo del sistema en la sección 2.9.5.2.

Descripción del sistema interconectado. Teniendo en cuenta los resultados de la simulación de la solución interconectada, se plantea el sistema interconectado a

simular, estableciendo las unidades de generación, las cargas y los equipos y elementos eléctricos necesarios para la interconexión. Para la zona de estudio de este trabajo,

- Unidades de generación: En una red de microrredes, una microrred con exceso de energía o con un COE bajo se comporta como una unidad generadora vendiendo la energía a la red, así por el contrario, las microrredes con escases de energía o un COE elevado se comportan como cargas comprando energía al precio de la red. En la tabla 30 se presentan las microrredes generadoras de energía y las que requieren.

Tabla 30 Condición energética de las microrredes.

Bus	Localidades	Generación [kWh]	Carga [kWh]
1	Acandí	512,0204167	0
2	Balboa	72,63316667	0
3	Capurganá	16,06816667	358,4258333
4	Gilgal	200,53275	0
5	Santa María	21,81441667	159,1305833
6	Titumate	7,19675	22,00675
7	Unguía	13,46825	208,703
8	Zapzurro	5,76	39,74508333

Se puede apreciar que las localidades de Zapzurro y Titumate requieren una cantidad pequeña de energía en comparación con la energía que se transporta y distribuye en las líneas eléctricas contempladas en este sistema, lo que requeriría un nivel de tensión menor y distinto al establecido, lo que obliga el uso de transformadores de potencia, elevando los costos generales, por lo tanto, para la localidad de Titumate se establece como solución energética inicial más adecuada

la alternativa aislada estudiada en la sección anterior, y por otro lado, para Sapzurro, la energía requerida por esta población se traslada al centro poblado más cercano (Capurganá) debido a que la solución aislada es compleja desde el punto de vista de los recursos energéticos disponibles. Para la matriz de costos de la solución integrada se contempla en este caso, las inversiones en infraestructura eléctrica de baja tensión que se requiera para establecer esta interconexión.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se actualiza la tabla 30, obteniendo como resultado los datos mostrados en la tabla 31.

Tabla 31 . Tabla 30 actualizada.

Bus	Localidades	Generación [kWh]	Carga [kWh]
1	Acandi	448,68708	0
2	Balboa	144,29983	0
3	Capurganá	16,06816667	378,1709
4	Gilgal	240,53275	0
5	Santa María	21,81441667	211,6305833
6	Unguía	13,46825	194,53633

- Líneas de transmisión: en este sistema de acuerdo a lo anterior, existen 15 líneas de distribución/transmisión posibles entre las cargas y las unidades de generación cada una de estas con sus respectivos costos asociados a su instalación y especificaciones técnicas de acuerdo a lo establecido en las unidades constructivas de la comisión (CREG 97 DE 2008).
- Espacio de soluciones: Este espacio lo conforman las diferentes soluciones y/o posiciones que son permitidas utilizar por parte de las partículas, en su búsqueda por la solución óptima. Para nuestro caso, el espacio de solución posee 15 dimensiones donde cada partícula define su posición en una matriz

de 6X6, donde los ejes representan las localidades y la posición en los ejes representa el número de líneas eléctricas contempladas. En total se probará simular para nuestra zona de estudio 32768 soluciones diferentes.

Desarrollo simulación PSO. De acuerdo a la función objetivo planteada en la sección 2.9.5.3.1 se deben determinar en primera medida los costos relacionados con cada una de las líneas eléctricas posibles en la zona objetivo. En la tabla 31 se presentan los costos y sobrecostos de cada una de las líneas eléctricas posibles entre las localidades teniendo en cuenta lo expresado en el anexo C y las zonas excluidas para la implementación de proyectos de electrificación, suponiendo que la longitud de las líneas corresponde a la ruta optima de interconexión y que pertenece a una ruta que no pertenece a zonas excluidas.

Tabla 32. Costos y sobrecostos de las líneas entre localidades

Ref.	Línea Eléctrica	Distancia [km]	UC	Costos [US\$ 2012]	Sobrecostos [US\$ 2012]	Total [US\$ 2012]
L13	Acandi-Capurganá	15,9	N2L28	396814	362408,8	759222,8
L12	Acandi-Balboa	29,9	N2L37	881484	459342,8	1340826,8
L14	Acandi-Gilgal	41,6	N3L13	1776366	638319,2	2414685,2
L15	Acandi-Santa María	46,3	N3L13	1977062	678458,4	2655520,4
L16	Acandi-Unguía	56,1	N3L13	2395533	762152,6	3157685,6
L23	Capurganá-Balboa	45,6	N3L13	1947171	672480,2	2619651,2
L34	Capurganá-Gilgal	55,5	N3L13	2369912	757028,4	3126940,4
L35	Capurganá-Santa María	63,5	N3L13	2711521	825350,2	3536871,2
L36	Capurgana-Unguía	71,1	N3L13	3036049	890255,8	3926304,8
L24	Balboa-Gilgal	11,2	N2L28	279517	338949,4	618466,4
L25	Balboa-Santa María	17,1	N2L28	426762	368398,4	795160,4
L26	Balboa -Unguía	26,1	N2L37	769456	436937,2	1206393,2
L46	Unguía-Gilgal	21,7	N2L37	639739	410993,8	1050732,8
L56	Unguía-Santa María	17	N2L28	424266	367899,2	792165,2
L45	Gilgal-Santa María	7,5	N2L28	187176	320481,2	507657,2

T1	Acandi	Tr 0,22-0,4/13,2 kV 630 kVA + Bahía Transformación Nivel 2 + Modulo de Barraje Nivel 2	188148,13	0	188148,13
T2	Balboa				
T3	Capurganá				
T4	Balboa				
T5	Santa María				
T6	Titumate				
T7	Unguía				
T8	Sapzurro				

Para cada partícula durante todas las iteraciones, se debe calcular la función de penalidad correspondiente, dependiendo de su comportamiento frente a los criterios de confiabilidad, calidad y continuidad del servicio propuestos en este trabajo. En la ecuación 15 se muestra la expresión matemática de dicha función de penalidad. En cuanto al número de partículas para esta simulación, se ha decidido continuar con un criterio contemplado en diferentes experiencias encontradas en el estado del arte para aplicaciones similares, el cual sugiere que el número de partículas sea igual al número de líneas eléctricas diferentes posibles en la zona objetivo; para nuestro caso puntual le corresponden 15 partículas.

Teniendo como base lo expuesto en la sección 2.9.5.3.3 sobre el cálculo de la velocidad y la posición de cada una de las partículas, y el cálculo del índice de confiabilidad global, (véase Sección 2.9.5.3.4) comienza la simulación de la arquitectura óptima de la red. En primera instancia se deben inicializar las partículas, asignándole una posición aleatoria dentro del espacio de solución, esta posición que representa una solución al problema de optimización debe ser una solución fiable (posible) para que la simulación pueda mantener la consistencia y obtener una solución al problema. Debido a la dificultad de graficar y mostrar la velocidad y la posición de todas las partículas, se muestra en la tabla 32 las posiciones tomadas por la partícula 11 durante la simulación, partícula que posee

la mejor posición al final del proceso y por tanto muestra la configuración óptima encontrada al problema.

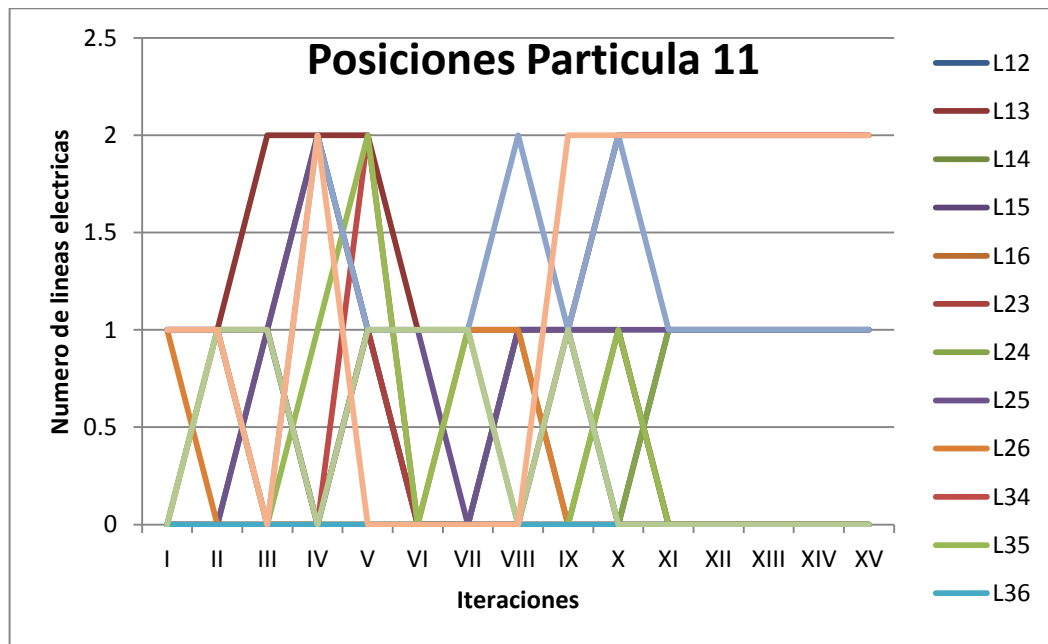
Tabla 33. Posiciones de la partícula 11 durante la simulación

Partícula 11															
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV
L12	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
L13	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2
L14	0	0	1	2	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
L15	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L16	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L23	1	1	1	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
L24	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
L25	0	0	1	2	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
L26	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
L34	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L35	0	1	0	1	2	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0
L36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L45	1	1	0	2	1	1	1	2	1	2	1	1	1	1	1
L46	0	1	1	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0
L56	1	1	0	2	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2

Las posiciones resaltadas con rojo, corresponden a soluciones inviables para el problema de optimización, donde las partículas han rebotado dentro del límite del espacio de solución para mantener consistente la simulación y además se aplica la función de penalidad para no interferir con los mejores valores encontrados hasta el momento. En la figura 33 se muestra el recorrido de la partícula hasta encontrar la posición óptima final o la solución final al problema de optimización.

Se puede apreciar en ella, que después de la iteración XI la posición de la partícula 11 se encuentra en la “mejor posición del grupo”, por tanto ninguno de variables sufre algún cambio. Además en la gráfica se pueden observar las soluciones inviables por las que la partícula cruzo y el recorrido de cada variable para encontrar la solución óptima.

Figura 33. recorrido de la partícula en la simulación.



De la mano de la estimación de las nuevas velocidades y posiciones de cada partícula se calcula el índice de confiabilidad global y se determina el flujo de potencia de la solución de red propuesta para comprobar que cumple con los requisitos de calidad del servicio eléctrico y conocer de antemano la potencia eléctrica que circularía por las líneas eléctricas contempladas.

Para calcular el índice de confiabilidad se requiere el número de contingencias de generación presentes en el sistema y su probabilidad de ocurrencia, en la tabla 34 se muestran estos datos, obtenidos de casos similares en la revisión bibliográfica de este trabajo, invitando en otro trabajo de investigación a determinarlos con mayor precisión. La carga insatisfecha debido a una contingencia de generación

se determina en el flujo de carga de cada una de las soluciones presentes y futuras de todas las partículas usadas en la simulación.

Tabla 34 Numero y probabilidad de ocurrencia de las contingencias del sistema.

Numero de contingencia	Numero de Bus	Unidad de Generación	Probabilidad de Ocurrencia
1	1	Microrred de Acandí	5 %
2	2	Microrred de Balboa	5 %
3	4	Microrred de Gilgal	5 %

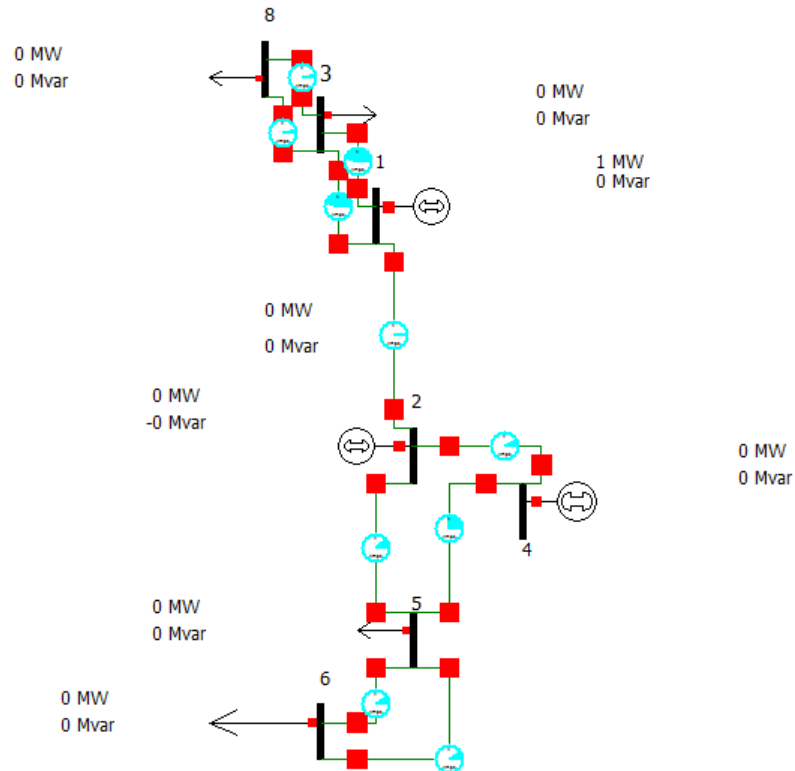
En la tabla 35 se muestran los valores encontrados para la partícula 11 de los costos de la arquitectura de red además del índice de confiabilidad global, función de penalización aplicada y las tensiones eléctricas en los buses y sus respectivos ángulos, para cada una de las iteraciones realizadas en la simulación.

Tabla 35 Costos de la red

Particula 11															
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	XIII	XIV	XV
V1	1,00	1,02	1,00	1,01	1,04	1,00	1,00	1,00	1,02	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
V2	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
V3	0,99	1,00	1,00	1,00	0,96	1,00	0,99	0,98	0,99	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
V4	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
V5	0,97	0,96	0,97	0,95	0,89	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
V6	0,96	0,95	0,95	0,98	0,96	0,98	0,98	0,95	0,97	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
AngV1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AngV2	0,32	1,45	0,54	0,30	0,45	0,38	0,68	0,60	0,76	0,33	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
AngV3	0,83	1,57	0,92	0,45	2,46	1,01	2,04	0,78	0,99	0,78	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
AngV4	0,30	1,27	0,32	0,28	0,62	0,55	0,41	0,65	1,12	1,05	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65
AngV5	0,88	2,57	1,27	0,66	1,27	0,98	0,96	1,32	1,46	1,78	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
AngV6	1,58	2,12	2,05	1,05	2,09	1,69	1,22	1,65	1,88	2,02	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
EIR	0,96	0,96	0,75	0,96	0,92	0,43	0,90	0,92	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Fun. Pen	0	1153800	4617291	0	544867	40692853	34206093	31043380	0	1359227	0	0	0	0	0
Costos	1E+07	2,E+07	22490276	2,3E+07	4,E+07	7,E+07	6,18E+07	6,E+07	2,E+07	2,E+07	1,E+07	1,E+07	1,E+07	1,E+07	1,E+07
Costo USD/kW	0,08	0,15	0,16	0,17	0,28	0,48	0,45	0,43	0,11	0,17	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08

El precio final de la energía en la red eléctrica dentro de una solución integrada es 0,469 USD/kWh, como resultado de sumar los costos de generación y los costos de la infraestructura eléctrica asociada a la solución energética, presentando en la figura 34 la arquitectura de red obtenida.

Figura 34. Arquitectura de la red obtenida.



3.9 ANALISIS DE RESULTADOS

Luego de simular y encontrar los costos de producción de energía en las dos alternativas de solución energética propuestas en este trabajo para la zona objetivo en estudio, se determina que la solución energética integrada es la más adecuada para la zona, ya que presenta en general, el menor coste neto de energía (USD/kWh) cumpliendo con los requerimientos de calidad, continuidad y

confiabilidad del servicio, teniendo en cuenta que no se han incorporado las tasas por comercialización y distribución de la energía para zonas no interconectadas. La arquitectura de la red encontrada por medio de la simulación de la solución integrada muestra las líneas que interconectan óptimamente las unidades de generación y las cargas, además de que mantiene los valores de regulación, ángulo y pérdidas de energía establecidas en la normatividad vigente, adicionalmente el sistema encontrado mantiene un funcionamiento adecuado frente a n-1 contingencias.

El método aplicado para establecer el precio de la energía de la red por concepto de la generación permite obtener costos muy bajos de producción de energía en cada una de las microrredes diseñadas lo que permite que los usuarios de la microrred gocen de mejores precios de la energía además de que permite el transporte de energía a otras microrredes donde la solución energética aislada tiene dificultades debido a la falta de recursos energéticos o por los altos costos de generación de energía presentes allí. En cuanto a las localidades con dificultades en la implementación de la solución energética aislada, como lo son Sapzurro, Capurganá y Santa María del Darién, encuentran en la solución energética integrada una forma viable, confiable y de calidad de suministro energético. Estos centros poblados podrían alimentarse de las poblaciones más cercanas con condiciones favorables para ello, recomendando para un próximo trabajo de investigación su estudio más profundo. En la tabla 35 se muestran los precios netos de energía para las dos soluciones o configuración de microrredes eléctricas.

Tabla 36. Precios de la energía de las microrredes

Localidades	Precio energía microrred aislada (USD/kWh)	Precio energía microrred integrada (USD/kWh)
Acandí	0,269	0,096

Balboa	0,406	0,316
Capurganá	24,702	0,747
Gilgal	0,311	0,23
Santa María del Darién	22,732	0,687
Titumate	0,445	0,445
Unguía	0,695	0,498
Sapzurro	28,833	0,885
RED	-----	0,461

La inversión inicial de la solución energética integrada es mal alta que la solución aislada, esto para los planificadores de la expansión del sistema eléctrico no es muy bien visto, por lo que se inclinan mayoritariamente a solución aisladas por medio de plantas diésel. Como ya se demostró anteriormente, las tecnologías renovables contempladas en este trabajo, presentan costos de producción de la energía menor a las plantas diésel que serían necesarias para alimentar la misma demanda de energía, además de que permiten implementar una solución energética más confiable y duradera en el tiempo, reduciendo sustancialmente el impacto ambiental que se efectuaría en un proceso de expansión del SIN o por medio de energías convencionales. La solución energética integrada debe pertenecer a un plan de expansión de cobertura discriminado en periodos de tiempo largos que permitan visibilizar los grandes beneficios que poseen, de la mano del compromiso incondicional de las entidades territoriales y nacionales, la empresa privada y las del sector eléctrico, como también de los habitantes y usuarios finales en busca de un aprovechamiento adecuado de la infraestructura eléctrica y del servicio eléctrico.

Tabla 37. Costos unitario de prestación del servicio de energía en los departamentos del país.

Departamento	CU \$/kWh
Amazonas	4.335
Antioquia	3.430
Arauca	5.513
Atlántico	3.642
BOGOTÁ D.C.	5.517
Bolívar	2.047
Boyacá	4.239
Caldas	5.726
Caquetá	3.209
Casanare	2.196
Cauca	2.276
Cesar	2.410
Chocó	1.858
Córdoba	2.113
Cundinamarca	5.381
Guainía	5.027
Guaviare	3.035
Huila	3.427
La Guajira	2.212
Magdalena	2.512
Meta	2.826
Nariño	2.490
Norte de Santander	2.901
Putumayo	2.095
Quindío	3.284
Risaralda	3.805
San Andres y Providencia	
Santander	1.818
Sucre	3.992
Tolima	4.442
Valle	2.316
Vaupés	5.078
Vichada	4.357
Total Nacional	2.536

En la figura 35 se muestran los Costos Unitarios (CU) en \$/kWh de prestación del servicio de energía eléctrica en los departamentos de Colombia a partir de plantas diésel seleccionadas para satisfacer la demanda de energía de los usuarios dentro de un radio de influencia de un kilómetro. Estos precios fueron hallados por la UPME y reseñados en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura 2013 - 2017 encuentran contemplados. Contrarrestando lo anteriormente mencionado con los resultados obtenidos de las dos simulación realizadas en este trabajo se puede mencionar que las energías renovables reflejan un Costo Unitario menor que la solución de electrificación con base en plantas diésel, esto también fue encontrado durante la aplicación de la presente metodología en la región del Urabá Chocoano.

4 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

En el desarrollo del presente trabajo de grado, se cumplió el objetivo general planteado ya que se desarrolla en todo el documento la metodología propuesta para selección la topología de microrred eléctrica más adecuada a implementarse dentro de las zonas no interconectadas de Colombia. Incluso el concepto de topología se amplía hacia una visión de alternativa energética para las poblaciones en estudio, ya que en la metodología se establecen además las unidades de generación más adecuadas, la optimización de la arquitectura de la red eléctrica que posiblemente se lleve a cabo en el marco de una solución energética integrada y se garantizan los criterios de calidad, confiabilidad y continuidad del servicio no solo en una localidad sino en una región objetivo.

En cumplimiento del objetivo general se fueron desarrollando los diferentes objetivos específicos. En las diferentes secciones de la metodología se establecieron los diferentes valores y variables de entrada y salida manejados por la metodología en sus diferentes etapas descritas en el presente documento, además de expresar los datos supuestos, consideraciones y variables de entrada de las simulaciones necesarias, desarrollando de manera amplia y completa el problema abordado por el trabajo de grado. Adicionalmente, se construyeron las diferentes matrices de costos para las cuatro formas de energía renovable seleccionadas y su respectivas tecnologías más utilizadas en Colombia, reflejando un análisis preliminar en la construcción de proyectos de generación y electrificación con energías renovables. Por último, en el tercer capítulo del presente documento se muestra la aplicación de la metodología en dos municipios del departamento del Choco, pertenecientes a la región del Urabá chocoano e incluidos dentro de las zonas no interconectadas de Colombia. En esta implementación se muestra cada uno de los pasos de la metodología propuesta, la obtención y fuentes de información correspondiente a los valores de entrada y matrices de costos, el análisis de los resultados obtenidos en cada una de las

etapas y las conclusiones y definiciones para la selección de la alternativa energética más adecuada para la región seleccionada.

La metodología para la selección de la topología más adecuada de microrred para la electrificación de zonas aisladas en Colombia, contemplada en este trabajo, consta de un análisis integral de los recursos renovables de las diferentes regiones apartadas del país, con la ayuda de múltiples bases de datos e información existente se establecen los potenciales energéticos disponibles en la zona, de la mano con un inventario extensivo de tecnologías aplicadas en Colombia para las zonas no interconectadas, revisando las experiencias previas llevadas a cabo por la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME y el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas, IPSE. De la mano del software de simulación de sistemas eléctricos HOMER, se puede observar claramente donde los recursos renovables existentes en la zona son suficientes para abastecer la demanda de energía de los usuarios cercanos, encontrando el costo neto de producción de energía, que permite evaluar si es viable económicamente un proyecto de este tipo, adicionando aspectos igualmente importantes para la evaluación de proyectos como lo son la pertinencia de los proyectos con los planes territoriales y las condiciones medioambientales y sociales de la región. Se evidencia además que a pesar de la basta información existente, se requieren datos mucho más precisión y confiables para el diseño de microrredes eléctricas y en general para el impulso de las energías renovables en Colombia.

La metodología desarrollada también presenta diversas ventajas con respecto a otros métodos semejantes en cuanto a la electrificación rural e implementación de energías renovables en Colombia, ya que los tiempos de simulación son mucho menores, permite integrar múltiples datos y variables para la evaluación de los proyectos y permite realizar en su conjunto un diseño muy parecido a la realidad tomando decisiones acertadas en cuanto a las unidades de generación necesarias, sus configuración de conexión y la arquitectura de red necesaria para

la distribución de energía. Para la aplicación en la región del Urabá chocoano, el proceso se pudo realizar sin mayores análisis más de los resultados directos, no más de seis horas, dejando a un lado el tiempo de recolección de datos, arrojando interesantes y valiosos resultados de cómo afrontar el problema de la electrificación rural en zonas aisladas y dispersas.

La región del Urabá chocoano, posee una gran diversidad de recursos energéticos renovables, entre ellos el más importante es el potencial hidroenergético, que no se ha suficientemente investigado por parte de las instituciones encargadas de esto. Este tipo de energía requiere altos rubros para la inversión inicial, por ejemplo para las Microcentrales de Acandí y Unguía se requieren 258 y 5230 millones de dólares, respectivamente, de acuerdo a los estudios de prefactibilidad de la UPME. Por tal razón y fruto de la aplicación de la presente metodología, se evidencia que un aprovechamiento energético de la biomasa residual presente en esta región, presentaría una menor inversión, con poco más de un millón de dólares para una planta de 400 kVA, menores costos en obras civiles e impactos ambientales y permite crear empleos y posibilitar proyectos productivos. Estos proyectos requieren una asistencia fuerte por parte de las entidades locales que organicen adecuadamente los procesos de recolección, transporte y tratamiento de la biomasa, para así contribuir a la sostenibilidad y confiabilidad de la fuente energética. Las localidades de Acandí, Balboa, Gilgal y Titumate presentan como principal alternativa energética renovable la instalación de plantas de biogás para la producción de energía, siendo esta la fuente de generación principal en las localidades que presentan mayores facilidades en infraestructura vial, cultivos y criaderos, áreas climáticas para su expansión y mayor tecnificación de la actividad productiva, lo que como consecuencia reducen los costos de la materia prima y hacen viable los proyectos de este tipo.

Seguidamente, la presente metodología muestra en sus etapas intermedias los costos netos de energía cuando se contempla una microrred eléctrica aislada, mostrando dentro de la región objetivo, las localidades con mayores recursos

energéticos y por ende mayor potencial y menores costos de producción de energía, es así como por ejemplo dentro de aplicación de la metodología en la región del Urabá chocoano, las localidades de Acandí, Balboa y Gilgal, con 0.289, 0.406, 0.311 USD/kWh respectivamente mientras que poblaciones como Capurganá, Sapzurro y Santa María del Darién presente altos costos de producción de energía de forma aislada, evidenciando la necesidad de desarrollar una alternativa distinta para estas localidades, la cual por medio de la metodología se encontró que la más adecuada era el establecimiento de una red de microrredes.

En el ejercicio de la metodología para la región del Urabá chocoano, se observa que los precios de producción de la energía disminuyen comparando las soluciones energéticas aisladas y la integrada así se incrementa la demanda de energía debido a las pérdidas del sistema de transmisión o la carga de las poblaciones donde una microrred aislada no tendría la capacidad para satisfacer la demanda eléctrica. Por ejemplo para la población de Acandí, de forma aislada produciría anualmente 4039162 kWh a un precio de 0.289 USD/kWh, mientras que por otro lado, una solución integrada permitiría producir 12060724 kWh a 0,021 USD/kWh, creando la posibilidad de producir 7926444 kWh hacia la red, a un precio de 0,486 USD/kWh, precio bajo en comparación con los costos netos de producción de algunas localidades conectadas a la red. En general los precios de energía de cada una de las localidades bajan a un valor suficientemente amplio que compensa en gran medida los costos de infraestructura, AOM y reemplazo del sistema de transporte de potencia que haría posible esta red.

La metodología presente en este trabajo permite realizar una optimización del sistema de transmisión y/o distribución de la energía, incorporando todos diferentes aspectos de un análisis de flujo carga, contingencias, regulación de tensión y pérdidas eléctricas, produciendo resultados confiables y adecuados para los diseñadores de sistemas eléctricos en microrredes. Aun así se requiere perfeccionar temas como el análisis de fallas, incorporar los costos de los

sistemas de control y operación de potencia mucho más precisos, esto para brindarle a la metodología una confiabilidad más exacta, del mismo modo se recomienda a las personas que deseen hacer uso de esta metodología, una vez tengan definida su zona objetivo se acerquen hasta allí para que puedan realizar una toma de datos, en el campo de los potenciales energéticos ofrecidos por la zona, para que se pueda llevar a cabo una simulación con más claridad y precisión y los resultados sean más confiables para un posterior análisis, de igual manera hacer un cálculo pertinente de la matriz de costos de las tecnologías es un procedimiento que se hace necesario realizar con más detalle para poder cumplir con este objetivo que es parte fundamental en la simulación.

Como fruto del presente trabajo, se proponen los siguientes trabajos futuros que permitirían profundizar y completar las diferentes etapas y procesos que trae consigo la aplicación de la metodología propuesta.

Actualización de los potenciales energéticos. En primer lugar se necesita una actualización de los mapas de potenciales energéticos de los diferentes recursos renovables, mejorando en la calidad, precisión y fiabilidad en la información recopilada, ya que estos valores son la base para la construcción de proyectos de energización renovable, entre otros aspectos del sector eléctrico colombiano. Los atlas de potenciales energéticos renovables actuales, van a cumplir diez años y presentan valores inciertos en zonas aisladas, donde en diferentes referencias citan valores distintos y no permiten una certeza mínima necesaria para plantear proyectos energéticos con base al potencial de energía disponible.

Ubicación óptima de las plantas de generación de energía renovable. Un aspecto importante en el diseño de microrredes y en general en el diseño de plantas de generación de energía que aprovechen los recursos renovables es la ubicación adecuada de los equipos de conversión. Grandes diferencias en la cantidad de energía generada disponible representa una colocación adecuada o no de los equipos, a su vez que permite dimensionar adecuadamente la

infraestructura física y eléctrica necesaria, y por ende contemplar sus costos más reales en los estudios de pre y factibilidad. Se tienen que incorporar rigurosamente elementos como medición de potenciales energéticos en la zona, disposición y espacio físico de los equipos, los territorios disponibles, las vías de acceso para la maquinaria y equipos de obra, entre otras variables que determinación la ubicación exacta de las unidades de generación.

Aplicación del despacho económico en microrredes ubicadas en zonas aisladas. En la aplicación de la metodología propuesta, se planea un modelo de establecimiento del precio de la energía que se transporta en zonas no interconectadas desde localidades con condiciones favorables para su generación hacia localidades con dificultades para generar su energía necesaria para suplir su demanda. La determinación de este precio de energía se debe realizar por medio de técnicas mucho más precisas como el establecimiento de un mercado de energía o siguiendo un despacho económico como se realiza en el sistema interconectado nacional SIN. Por lo tanto y resaltando este aspecto importante dentro de la metodología, ya que es la base para determinar la energía disponible y requerida, se hace necesario un trabajo de investigación que profundice en esta problemática y encuentre soluciones adecuadas manteniendo como objetivo el suministro energético al menor coste para los usuarios y empresas del sector eléctrico.

Estimación de matrices de costos tecnología de energía renovable. Durante la revisión de la documentación y reglamentación concerniente a los costos y tarifas reconocidas para la actividad de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se evidencia en primer lugar la falta de normatividad en lo que se refiere a zonas no interconectadas para estas tres actividades del sector de energía, no existen explícitamente directrices que permitan adecuadamente plantear proyectos de generación en zonas aisladas, impidiendo su desarrollo e implementación. Adicionalmente, no existen estudios fiables que permitan dimensionar los diferentes costos que encierran la implementación de una

tecnología renovable. Se requiere por tanto un estudio profundo de las diferentes tecnologías renovables disponibles en el país, sus precios de compra actualizados, estimación de sus costos de instalación, transporte, Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), reemplazo y costos pre y operativos. Además en el marco de los proyectos de generación en su conjunto se requiere estimar adecuadamente estos costos dependiendo de las configuraciones y tecnologías aplicadas en cada proyecto particularmente.

Por otro lado, la construcción y realización de la propuesta metodológica presente en este trabajo, afianzo y profundizo los conocimientos adquiridos en asignaturas como sistemas de potencia, energía y medio ambiente, subestaciones, líneas e instalaciones eléctricas, así como el entrenamiento adquirido en herramientas informáticas fundamentales para el diseño y análisis de sistemas eléctricos de energía renovables, como lo son HOMER, Matlab y PowerWorld. Todo lo anterior complementa la formación profesional recibida en la Universidad resaltando el hecho de abordar una problemática tan compleja donde se debe realizar múltiples procesos y en este trabajo se pretendió abordar en su totalidad no con la profundidad que se requiere para la creación de proyectos de energía pero apropiado en el marco de un buen ejercicio académico.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Barrios, Pedro Pablo V. “*Diseño de una Microrred*,” 2012.
- [2] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas, “Microgrids management,” *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.6, no.3, pp.54-65, May-June 2008.
- [3] ALFONSO, José A., *Energías Renovables magazine*, “*Microrredes, una alternativa micro para un mundo cada vez más macro.*”, 2009, España.
- [4] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” *2002 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc. (Cat. N° 02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, 2002.
- [5] AGUADO, Mónica. RIVAS. “*La electricidad a la carta: Las Redes Inteligentes y el Consumidor final*”. Centro Nacional de energías renovables CENER.
- [6] Universidad Nacional de Colombia, “*Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en Energía Solar*”, 1 Ed, Colombia, 2011, pp.65-91.
- [7] CUESTA, María. PERÉZ, Marta. CABRERA, Juan. *Aerogeneradores de potencia inferior a 100 [kW]*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT. *Prospectiva y vigilancia tecnológica*. Madrid, España, 2008.
- [8] UPME, Atlas de viento y energía eólica en Colombia, “*capitulo 1 Velocidad del viento en la superficie*”, 2008, disponible en: www.upme.gov.co/Docs/MapaViento/CAPITULO1.pdf,
- [9] UPME, “*Atlas de radiación solar en Colombia*”, 2008, disponible en: www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/,
- [10] Departamento Nacional de Planeación, “*Esquema de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en la zonas no interconectadas*”, documento CONPES 3453. Bogotá. (2006),
- [11] Ramírez. R, “*Colombia: potencial hídrico*”, 2003, disponible en: www.sogeocol.edu.co/documentos/06colo.pdf.
- [12] Valencia Delgado Juan Guillermo. “*Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia*”. Tesis de Grado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 139.
- [13] CONPES

- [14] Mora N. Diego C., Hurtado L. Jorge M. “*Guía para Estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos*” Trabajo de Grado. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2004.
- [15] Consorcio Energético CORPOEMA, “*Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia PDFNCE*” Bogotá. 2010.
- [16] QUIJANO Hurtado Ricardo. “*Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible - MODERGIS – Estudio de caso Colombia*”. Tesis de Grado. Medellín. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín. 2012. p 128.
- [17] IPSE “*Informe Consolidado de Telemetría Diciembre 2013*” p 4. Disponible en: <http://www.ipse.gov.co/ipse/centro-nacional-monitoreo/informes-de-operacion>
- [18] CADENA Ángela Inés. “*Planeamiento energético y energías renovables en Colombia*” Directora General UPME, Noviembre 2013. I Seminario Internacional de Energización con Fuentes Alternativas p 48.
- [19] CREG 073-2003 “*Bases conceptuales para la regulación de la prestación del servicio de electricidad en las zonas no interconectadas*” p 61. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/2b2e3dc607895f4a0525785a007a66aa/\\$FILE/D-073%20ZNI..doc](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/2b2e3dc607895f4a0525785a007a66aa/$FILE/D-073%20ZNI..doc)
- [20] UPME, “*Acciones y retos para la energización de las Zonas No interconectadas del país*” Ángela Cadena. Octubre 2012, p 25. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/ckeditor_files/UPME_Simposio_IPSE_Oct2012.pdf
- [21] UPME, Anexo C. “*Mapas de Recursos Energéticos Renovables*”, *Mapa de potencial Hídrico*, p 3.
- [22] UPME-IDEAM-COLCIENCIAS-UIS. “*Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia*”. p 163 y 164. Disponible: http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/article/1768/files/Atlas%20de%20Biomasa%20Residual%20Colombia__.pdf
- [23] CREG-CORPOEMA “*Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos renovables*”. Diciembre 2012. Disponible: http://www.corpoema.com/web/IMG/pdf/informe_zni_renovables.pdf.

- [24] DANE población total censada 2005 “*Estimaciones de Población 1985 - 2005 y Proyecciones De Población 2005 – 2020*”. Disponible en: <http://www.dane.gov.co/censo/files/libroCenso2005nacional.pdf/Cuadro2>:
- [25] Sistema Único de Información SUI - Año 2013. Disponible en: <http://reportes.sui.gov.co/>
- [26] WING&SUN, *inversores, inversores SMA, SMA Sunny Islanded off-grid inversors*, Disponible: <http://www.windandsun.co.uk/products/Inverters/SMA-Inverters/SMA-Sunny-Island-Off-Grid-Inverters#.U3kNmfl5Orw>
- [27] Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2013-2017, *restricciones geográficas, mapas de cartografía básica, relieve, ríos, parques naturales y vías*. P 72, 73, 74, 75 y 76.
- [28] Portal de Herramientas de cálculo para Google Maps, Free Maps Tools, Disponible: <http://www.freemaptools.com/area-calculator.htm>.
- [29] *Guía de Diseño para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, 1997, Pág 18-19.
- [30] *Plan de Microcentrales* del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL, 1978-1983.
- [31] *Caracterización Hidrológica de los ríos en Colombia*, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM, Bogotá, Octubre 2010.
- [32] CASTRO CAMILO y MARIA SANCHEZ, *Estudio de Factibilidad del Distrito de Riego para el municipio de Nemocón*, Universidad de la Salle, Bogotá, 2006.
- [33] POSADA LAURA, *Efecto del Cambio de las coberturas del suelo sobre la geomorfología costera de las cuencas de Acandí y Turbo del Golfo de Urabá*. Universidad Nacional de Colombia, 2011, pág 18.
- [34] Municipio de Unguía Esquema de Ordenamiento Territorial, *Diagnostico biofísico*. Subsistema Biofísico. Cuencas Hidrográficas, pág 32.
- [35] UPME-CORPOEMA, *Plan de Desarrollo Fuentes No Convencionales de Energía*, Volumen 3. Elementos de política, riesgos ante el cambio climático, complementariedad entre las FNCE y el SIN, y costos indicativos de las FNCE, Bogotá, diciembre 2010.
- [36] Centro Nacional de Monitoreo. “*Informe de telemetría enero de 2013*” disponible en, <http://www.ipse.gov.co/ipse/centro-nacional-monitoreo/informes-de-operacion>.

[37] UPME, *“Atlas del potencial Energético de la biomasa residual en Colombia”*, 2010.

BIBLIOGRAFÍA

AGUADO, Mónica. RIVAS. “*La electricidad a la carta: Las Redes Inteligentes y el Consumidor final*”. Centro Nacional de energías renovables CENER.

ALFONSO, José A., Energías Renovables magazine, “*Microrredes, una alternativa micro para un mundo cada vez más macro.*”, 2009, España.

BARRIOS, PEDRO PABLO V. “*Diseño de una Microrred,*” 2012.

CADENA ÁNGELA INÉS. “*Planeamiento energético y energías renovables en Colombia*” Directora General UPME, Noviembre 2013. I Seminario Internacional de Energización con Fuentes Alternativas p 48.

Caracterización Hidrológica de los ríos en Colombia, Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia, IDEAM, Bogotá, Octubre 2010.

CASTRO CAMILO y MARIA SANCHEZ, *Estudio de Factibilidad del Distrito de Riego para el municipio de Nemocón*, Universidad de la Salle, Bogotá, 2006.

Centro Nacional de Monitoreo. “*Informe de telemetría enero de 2013*”

CONPES, Consejo Nacional de Política Económica y Social.

Consortio Energético CORPOEMA, “*Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia PDFNCE*” Bogotá. 2010.

CREG 073-2003 “*Bases conceptuales para la regulación de la prestación del servicio de electricidad en las zonas no interconectadas*” p 61. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/2b2e3dc607895f4a0525785a007a66aa/\\$FILE/D-073%20ZNI..doc](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/2b2e3dc607895f4a0525785a007a66aa/$FILE/D-073%20ZNI..doc)

CREG-CORPOEMA “*Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos renovables*”. Diciembre 2012.

CUESTA, María. PERÉZ, Marta. CABRERA, Juan. *Aerogeneradores de potencia inferior a 100 [kW]*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT. Prospectiva y vigilancia tecnológica. Madrid, España, 2008.

DANE población total censada 2005 “*Estimaciones de Población 1985 - 2005 y Proyecciones De Población 2005 – 2020.*”

Departamento Nacional de Planeación, *“Esquema de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en la zonas no interconectadas”*, documento CONPES 3453. Bogotá. (2006),

F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, A. Dimeas, *“Microgrids management,”* Power and Energy Magazine, IEEE, vol.6, no.3, pp.54-65, May-June 2008.

“Guía de Diseño para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas”, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, 1997, Pág 18-19.

IPSE *“Informe Consolidado de Telemetría Diciembre 2013”* p 4.

Mora N. Diego C., Hurtado L. Jorge M. *“Guía para Estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos”* Trabajo de Grado. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2004.

Municipio de Unguía, *“Esquema de Ordenamiento Territorial, Diagnostico biofísico. Subsistema Biofísico. Cuencas Hidrográficas,* pág 32.

Plan de Microcentrales del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL, 1978-1983.

“Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica” PIEC 2013-2017, restricciones geográficas, mapas de cartografía básica, relieve, ríos, parques naturales y vías. P 72, 73, 74, 75 y 76.

POSADA LAURA, *Efecto del Cambio de las coberturas del suelo sobre la geomorfología costera de las cuencas de Acandí y Turbo del Golfo de Urabá.* Universidad Nacional de Colombia, 2011, pág 18.

QUIJANO Hurtado Ricardo. *“Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible - MODERGIS – Estudio de caso Colombia”*. Tesis de Grado. Medellín. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín. 2012. p 128.

R. H. Lasseter, *“MicroGrids,” 2002 IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet. Conf. Proc. (Cat. N°, 02CH37309)*, vol. 1, pp. 305–308, 2002.

Ramírez. R, *“Colombia: potencial hídrico”*, 2003.

Sistema Único de Información SUI - Año 2013.

Universidad Nacional de Colombia, *“Centro de Innovación Tecnológica con énfasis en Energía Solar”*, 1 Ed, Colombia, 2011, pp.65-91.

UPME, *“Acciones y retos para la energización de las Zonas No interconectadas”*

del país” Ángela Cadena. Octubre 2012, p 25.

UPME, *“Atlas de radiación solar en Colombia”*, 2008.

UPME, *“Atlas del potencial Energético de la biomasa residual en Colombia”*, 2010.

UPME, Anexo C. *“Mapas de Recursos Energéticos Renovables “, Mapa de potencial Hídrico, p 3.*

UPME, Atlas de viento y energía eólica en Colombia, *“capítulo 1 Velocidad del viento en la superficie”*, 2008.

UPME-CORPOEMA, *Plan de Desarrollo Fuentes No Convencionales de Energía*, Volumen 3. Elementos de política, riesgos ante el cambio climático, complementariedad entre las FNCE y el SIN, y costos indicativos de las FNCE, Bogotá, diciembre 2010.

UPME-IDEAM-COLCIENCIAS-UIS. *“Atlas del potencial energético de la biomasa residual en Colombia”*. p 163 y 164.

Valencia Delgado Juan Guillermo. *“Inventario de recursos energéticos renovables y no renovables de Colombia”*. Tesis de Grado. Bogotá. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá. 2001. p 139.

WING&SUN, inversores, inversores SMA, SMA Sunny Islanded off-grid inversors.

ANEXOS

ANEXO A.

PRINCIPALES ENERGÍAS RENOVABLES EN COLOMBIA.

En este anexo se presentaran los diferentes recursos energéticos renovables existentes, mostrando sus principios básicos, procesos de conversión de energía, información existente y su estado actual en Colombia. Se profundizaran en cuatro fuentes de energía alternativa debido a que representan las que mayor desarrollo en Colombia presentan, además de sus buenos potenciales energéticos que podrían ser aprovechados en proyectos de energización.

A.1 RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES

A.1.1 ENERGIA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía primaria, que estimula numerosos procesos naturales como: el movimiento del aire, fotosíntesis y evaporación del agua, por nombrar solo algunos. Estos procesos son los encargados de la energía eólica, energía por biodigestión y energía hidráulica. La radiación solar que percibe la Tierra fluctúa entre los 1300 y los 1400 W/m² aproximadamente. Estos valores pueden variar de acuerdo a las condiciones climatológicas, que a su vez dependen de la posición geográfica (latitud y longitud) y de la época del año.

El sol emite energía en forma de radiación de onda corta. De la radiación solar total percibida por la tierra, el 30% es reflejado al espacio exterior por las nubes, el 47% es captado por la atmosfera, mares y la misma Tierra para sostener la temperatura ambiente, y el sobrante 23% se utiliza para mantener la convección atmosférica o vientos y el ciclo hidrológico. La proporción de radiación tomada por la superficie es devuelta al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmosfera [6].

A.1.1.1 Energía solar fotovoltaica. La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar, tanto directa como difusa, en energía eléctrica a través de un dispositivo electrónico llamado “célula fotovoltaica” basada en el fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico [6]. Debido a sus diversas características, la implementación de esta generación es adecuada en caseríos, cabeceras municipales, o en cualquier parte de una zona no interconectada. Además de utilizar como principal fuente energética la luz solar, la generación fotovoltaica es considerada como un recurso energético inagotable, y su impacto ambiental es reducido.

Las celdas fotovoltaicas generan electricidad en corriente continua, a través del efecto fotoeléctrico; están compuestas por materiales semiconductores con espesores que varían entre los 0,25mm y 0,35mm. Los sistemas fotovoltaicos implementados en edificios, emplean la corriente generada para consumo propio, por lo cual se hace necesario la incorporación de inversores que transformen la corriente continua en alterna, y la sobrante es inyectada a la red eléctrica. La energía solar fotovoltaica tiene cierta flexibilidad en cuanto a modularidad y aplicaciones, ya que puede suministrar energía en lugares aislados de la red interconectada o ser parte de una instalación conectada a la red de distribución eléctrica. Dichas instalaciones pueden ser de pequeño o gran tamaño.

A.1.2 ENERGIA EOLICA

El viento es aire en movimiento, como ya lo vimos una forma indirecta de la energía solar, actualmente la energía eólica es una fuente de generación muy utilizada a nivel mundial, ya que igual a la energía solar, presenta grandes beneficios en cuanto a la flexibilidad en la instalación y costos de mantenimiento, garantizando así una energía limpia y económica. Cuando se habla de energía eólica por lo general se asocia a centros de generación grandes conformados por “parques eólicos”. La transformación de la energía eólica en energía eléctrica se realiza por medio de aerogeneradores de baja potencia los cuales se han

convertido en una de las principales opciones para satisfacer la demanda de cargas de mediana o baja potencia.

La clasificación de los aerogeneradores de baja potencia está establecida en la norma IEC-61400-2, la cual define el concepto de aerogenerador de baja potencia como aquel cuya área de barrido sea menor a 200 [m²] La potencia generada por un aerogenerador con ésta área depende de la calidad de su diseño, encontrándose valores nominales de hasta 65 kW. [7]. La cantidad de energía que puede aprovechar un aerogenerador depende de las características del viento en el lugar de la instalación, ya que utilizan su energía para la producción de electricidad, por esto es muy importante realizar un estudio previo para conocer el potencial energético del viento que circula en el sitio de la instalación para así poder realizar un óptimo dimensionamiento de la turbina que se debe implementar.

A.1.3 ENERGIA APARTIR DE BIOMASA

La biomasa es toda aquella materia de origen orgánico que se produce naturalmente o por acción humana, en particular madera y desechos agrícolas, que cuenta con un gran potencial para generar energía con los procedimientos de transformación adecuados. La biomasa es un recurso renovable que necesita de transformación para poder ser utilizado como combustible. La naturaleza produce biomasa permanentemente, por consiguiente este recurso se puede encontrar en cualquier sitio del mundo incluso dentro de las ciudades, como son los residuos de la comida y excrementos de los seres vivos [6].

Estos recursos se dividen generalmente en tres grupos: biomasa leñosa, recursos agrícolas y agroindustriales, y desechos animales; la primera se obtiene de los bosques naturales y los plantados por el hombre, en los residuos agrícolas cabe mencionar los residuos de arroz y trigo pero por su periodicidad de cultivo y su siembra o las técnicas de transformación hacen inviable el uso del potencial energético, el residuo de origen animal más importante es el estiércol, empleado como combustible o abono.

Los dos procedimientos más importantes para la transformación de la biomasa en formas útiles de energía son el bioquímico y el termoquímico. Las tecnologías más utilizadas en el país para la producción de energía a partir de biomasa son:

- Gasificación: Conversión de la biomasa en combustible gaseosos para producir calor y electricidad a partir de la utilización de motores gaseosos generadores.
- Combustión: la combustión de la biomasa produce calor y electricidad empleando generadores de turbinas de vapor.

A.1.4 ENERGIA HIDRAULICA

Es aquella que utiliza como fuente principal generadora la fuerza del agua de los ríos y lagos, la cual se transforma en energía eléctrica por medio de las centrales de generación hidráulica. Este tipo de energía (hidroelectricidad) es muy eficiente a la hora de generar energía eléctrica y su impacto ambiental es reducido por lo que se puede considerar una energía poco contaminante, y es aconsejada para los países que tienen una topografía y climas adecuado, como Colombia. Para generar este tipo de energía es necesario la construcción de represas, que pueden incluso cambiar el cauce de ríos, desplazamiento de personas. Por otro lado la vida silvestre se ve afectada y los peces pueden morir atrapados en las turbinas [10].

A.1.4.1 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH). La energía hidráulica en pequeña escala ha favorecido al progreso y a la evolución de los estándares de vida a nivel mundial con una tecnología de menor impacto ambiental y económico. Las PCH son centrales de generación hidroeléctrica de baja potencia y son una de las posibilidades energéticas más viable para Colombia. Las fuentes hidráulicas representan el 67% del total de la capacidad instalada en el país, y han

experimentado un aumento interanual del 4%¹; Por lo cual se construyen en zonas aisladas, la mayoría de PCH aprovecha las energías cinética y mecánica del agua para producir energía eléctrica, la cual es utilizada en alumbrado público y residencial, operación de artículos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona, las PCH'S tienen un problema de proporcionar una corriente variable, puesto que la variación en el clima pueden hacer variar el flujo de agua y por ende la cantidad disponible de esta. La organización Latinoamericana de Energía OLADE clasifica las PCH de acuerdo a la potencia instalada y su caída, como se observa en la tabla A.1.

Tabla A. 1 Clasificación de PCH según potencia instalada y caída.

POTENCIA [KW]	TIPO	Baja (m)	Media (m)	Alta (m)
0-50	Micro Central	H < 15	15 < H < 50	H > 50
50-500	Mini Central	H < 20	20 < H < 100	H > 100
500-5000	Pequeña Central	H < 25	25 < H < 130	H > 130

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía.

El tipo de PCH que es más viable utilizar en zonas no interconectadas es la tipo con derivación ya que no utiliza un embalse para retener agua, si no que el caudal se toma del recurso hídrico directamente a través de una bocatoma que lleva el caudal a un canal en el que se alcanza la caída necesaria para obtener la potencia requerida.

Como se mencionó previamente Colombia tiene altas posibilidades para la difusión de pequeñas centrales hidroeléctricas en todo el país aparte que el gobierno y las entidades privadas han mostrada gran interés en este tipo de proyectos ya que representan una alternativa económica para el abastecimiento de energía en todo el país.

¹ Ministerio de Minas y Energía

A.1.5 ENERGIA GEOTERMICA

La energía geotérmica es aquella que puede obtenerse a través del aprovechamiento del calor en el interior de la tierra, también puede generarse por la energía liberada en los movimientos de las placas tectónicas; es una fuente de energía tal que si se pudiera captar de una manera eficiente y almacenar para su posterior uso, con ella se podría cubrir las necesidades de todo el mundo. La explotación de la energía geotérmica requiere una fuerte inversión inicial, lo que se convierte en un inconveniente para la mayoría de los países en desarrollo. La energía geotérmica tiene las siguientes ventajas [14]:

- El flujo de producción de energía es constante a lo largo del año ya que no depende de las variaciones climáticas.
- Es un complemento ideal para las plantas hidroeléctricas.
- Es relativamente fácil de recolectar.
- Con una explotación cuidadosa se puede tener un recurso casi permanente.

A.1.6 ENERGIA MAREOMOTRIZ

El mar cubre el 71% de la superficie terrestre; en el cual existe una fuente de energía incalculable. El movimiento de las aguas del mar, llamado marea, produce una energía que se transforma en electricidad en las centrales mareomotrices, el sistema de estas centrales consiste en recolectar el agua en el momento de la alta marea y liberarla, obligándola a pasar por las turbinas durante la bajamar. Las posibilidades a futuro de la energía mareomotriz no son de consideración como fuentes eléctricas, por su baja rentabilidad y por la grave agresión que supondría para el medio ambiente. Las ventajas de la energía mareomotriz son:

- Auto renovable, no contaminante, silencioso.
- Bajo costo de materia prima.
- Disponible en cualquier época del año.

A.2 ENERGÍA SOLAR EN COLOMBIA

En los programas de electrificación rural, el principal sistema implementado, en hogares aislados, han sido los sistemas fotovoltaicos como el mostrado en la Figura 1. Estos suministran energía para iluminación, Tv y radio, supliendo las necesidades de los habitantes de zonas aisladas. En los últimos años el gobierno colombiano ha financiado la instalación de diversos proyectos para la electrificación rural.

El IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas) es la institución encargada de las acciones del Estado en la energización del campo colombiano. Según esta institución, existen en la actualidad más de 15000 sistemas implementados para la electrificación rural. Pero, además, el IPSE tiene en desarrollo soluciones innovadoras como sistemas híbridos, en donde se combinan por ejemplo la energía solar fotovoltaica y las plantas diésel, para reducir los costos de generación del diésel y emplear el generador diésel como respaldo. En general, Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a 4,5 kWh/m² (destacándose la península de La Guajira, con un valor promedio de 6,0 kWh/m² y la Orinoquia, con un valor un poco menor), propicio para un adecuado aprovechamiento, como se observa en la figura A.1.

En Colombia se podría generar en mayor escala en las zonas del Magdalena, La Guajira, San Andrés y Providencia.

A.2.1 Potencial solar. Para la estimación del potencial solar en condiciones ideales, topográficas planas y en ausencia de nubes, aprovechable en el territorio colombiano, con especial atención en zonas no interconectadas, se debe tener en cuenta la latitud y la época del año del área en estudio, considerando las variaciones en el ángulo de incidencia durante el año, y el efecto de la topología que es bastante considerable en nuestra región. En el atlas de radiación solar, publicado en el 2005, se encuentran datos de radiación solar, brillo solar, radiación

ultravioleta, columna de ozono e índice de UV, en cada mes del año y el promedio anual.

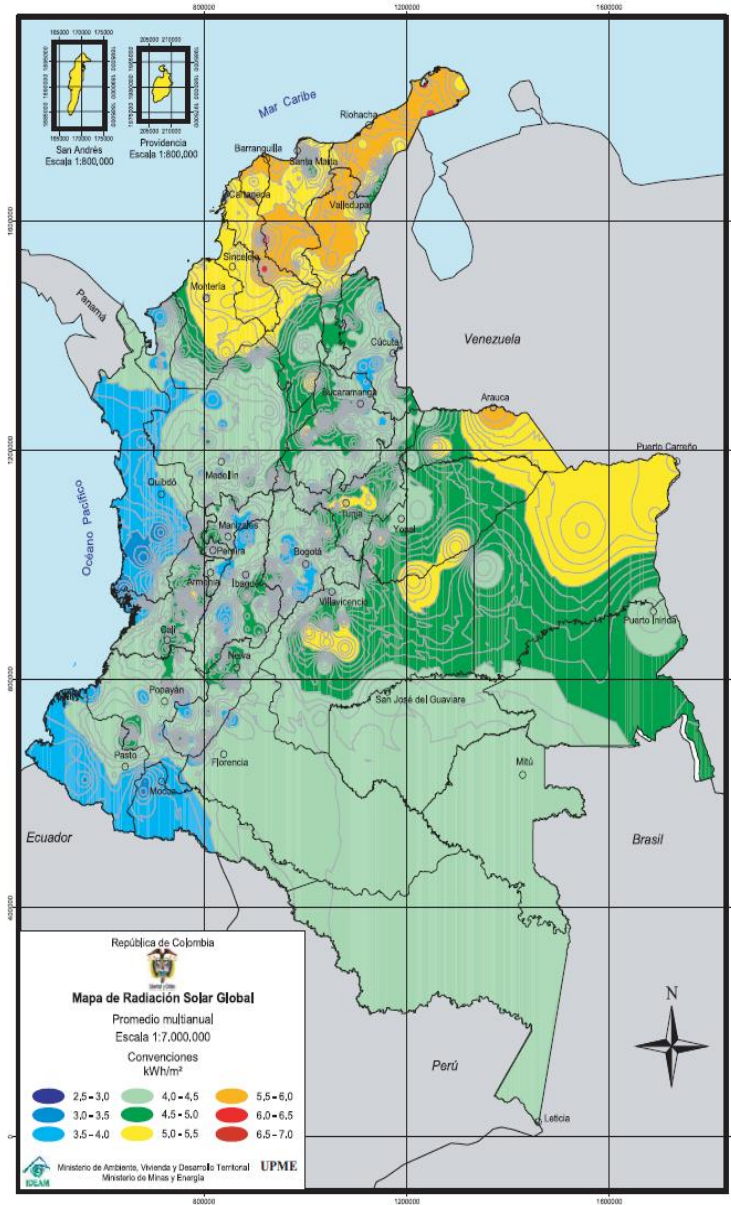
En [16]¹ se modela la radiación solar anual corrigiéndola por un factor que trata de incorporar el efecto de la nubosidad en el dimensionamiento del potencial solar. Este factor de corrección se dedujo por medio del análisis de los datos calculados y los datos medidos en las estaciones meteorológicas instaladas. En [16]² se muestran los factores de corrección y la radiación solar anual corregida, en todo el territorio nacional. Teniendo en cuenta que, según la EPIA³, para el dimensionamiento de sistemas solares y su aprovechamiento adecuado se requiere como mínimo 5 KWh/año de radiación solar promedio anual, esto hace que en el 30,76% del territorio nacional sería viable la instalación de sistemas fotovoltaicos. Para estimar la potencia nominal y como ejemplo se seleccionó, el panel fotovoltaico Isofoton 250 ISF-250, para condiciones estándar, irradiancia de incidencia normal con un espectro normalizado AM 1.5 G y temperatura de célula de 25 °C, para un total de 349,4 GWp de potencial.

¹ Idem pág. 115

² Idem pág. 117

³ European Photovoltaic Industry Association

Figura A. 1. Radiación Solar, Promedio Multianual.



Fuente: Atlas del viento y la energía eólica en Colombia. IDEAM. 2003.

Una aproximación de la disponibilidad promedio multianual en las regiones de Colombia se muestra en la Tabla A.2.

Tabla A. 2. Promedio de energía solar multianual por regiones.

REGION	kWh/m²/año
COSTA PACIFICA	2.190
COSTA ATLANTICA	1.825
GUAJIRA	1.643
ORINOQUIA	1.551
AMAZONIA	1.643
ANDINA	1.278

Fuente: Atlas del viento y la energía eólica en Colombia

A.3 VIENTOS EN COLOMBIA

Colombia se ubica geográficamente entre el Trópico de Cáncer y el Trópico de Capricornio, está sometida a los vientos alisios que soplan del noreste en el hemisferio norte y del sureste en el hemisferio sur, aunque el país no tiene siempre estas direcciones. Las fronteras y áreas de influencia inmediata son el Atlántico tropical por el norte, el Pacífico ecuatorial por el oeste, zona andina del Ecuador y la vertiente sur del Amazonas por el sur y los Andes y llanos venezolanos con el norte brasileño por el este. Una gran influencia en el clima del país son las cordilleras colombianas, no solo por interferir en los flujos atmosféricos si no por su absorción y efectiva emisión de radiación solar.

Colombia se caracteriza por tener extremos climáticos, que van desde zonas con la mayor pluviosidad del planeta en la costa pacífica, hasta las zonas más secas en el extremo norte de la Guajira, donde los vientos son más fuertes, además de

los dos mares lo cuales hacen que la velocidad y la dirección del viento varíen en el tiempo y en el espacio.

El patrón de densidad de energía eólica se ve influenciado por el resultado del viento en la superficie, por ejemplo en lugares donde la intensidad del viento es débil, se encuentran valores de densidad de energía bajos, mientras que donde la intensidad del viento es fuerte la densidad de energía aumenta de forma potencial. Vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/seg proporcionan una alternativa para uso de energía.

Una aproximación del comportamiento de la velocidad del viento en superficie sobre territorio nacional es el que se presenta a continuación:

Durante todo el año, vientos iguales o superiores a 5 m/s, alcanzando aun los 11 m/s, se mantienen en la Península de La Guajira. El resto del país presenta variaciones dentro del ciclo estacional; para el período comprendido entre diciembre y abril se observan vientos que pueden llegar a los 4 m/s en sectores Del Golfo de Urabá, cuenca del río Sinú al noroccidente de Antioquia, Medio Magdalena y sur del Catatumbo a la altura de Norte de Santander, sur de la cuenca del río Sogamoso en los límites entre Cundinamarca y Boyacá, Alto Magdalena en los límites entre los departamentos de Huila y Meta, en los Llanos Orientales al nororiente del Vichada y en los sectores limítrofes de Casanare, Meta y Arauca. Vientos que en el campo medio pueden superar los 5 m/s para esta misma época se observan en el Bajo Magdalena y la cuenca del Cesar en los departamentos de Bolívar y Atlántico, Norte de Santander y centro y sur del Cesar.

A.3.1 Potencial eólico. De acuerdo a su posición geográfica, Colombia está influenciada por los vientos alisios que soplan desde el noreste y el sureste, sin preservar las mismas direcciones durante el año. Se presentan irregularmente frentes de latitud media tanto del hemisferio sur como del norte, la posición y la intensidad de los centros de alta presión son factores extra tropicales a considerar. En el este se presentan las perturbaciones tropicales originadas en África, y por el

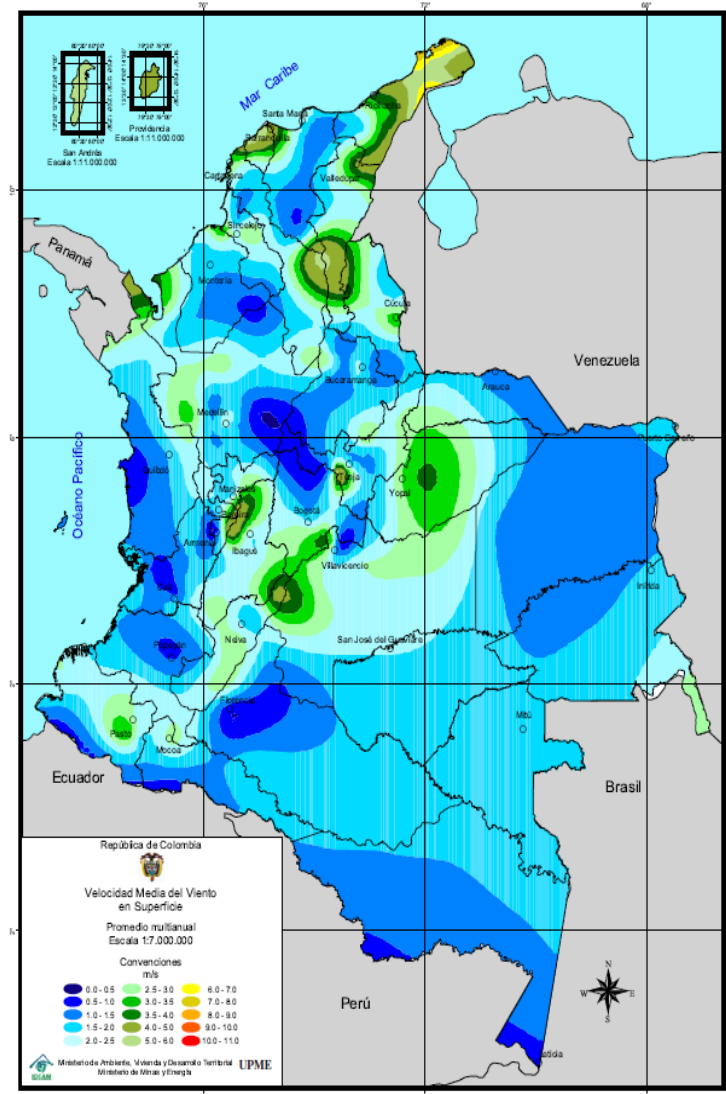
oeste la influencia del Pacífico y las zonas de mozones originadas en el subcontinente indio y sureste asiático. Además de los factores generales, existen factores internos que influyen considerablemente en el comportamiento de los vientos en Colombia, la topografía, la cercanía de las costas, la vegetación y los extremos climáticos que se presentan en el diverso territorio colombiano. Todo esto hace que la componente local del clima incida en mayor medida en el comportamiento del viento en Colombia que los efectos y fenómenos externos, ocurridos en otras latitudes.

Para la elaboración del atlas de vientos de Colombia, se analizaron los datos de 101 estaciones meteorológicas, con información de 10 años de antigüedad. Debido a que las estaciones no cubren satisfactoriamente todo el territorio nacional, ni describen adecuadamente el comportamiento local del viento, se realizaron interpolaciones con algoritmos de peso proporcional al inverso, para calcular las características del viento en lugares apartados. En recopilación de información para zonas no interconectadas, se tiene que según [16]¹, Colombia, posee 26600 MW de potencial eólico teniendo en cuenta las velocidades de viento definidas en el Atlas de Vientos para Colombia, con un aerogenerador Nordex N60 de una potencia de 1300 KW, con diámetro de aspas de 60 metros y una altura de 50 metros de velocidad del viento. También se tomaron datos mensuales publicados², en cuanto al valor de la velocidad del viento en superficie, desviación estándar, sesgo y densidad de energía eólica a 20 y 50 metros.

¹ Idem pág. 122

² Atlas de vientos para Colombia, UPME. 2005.

**Figura A. 2 Velocidad del viento en superficie,
Promedio Multianual.**



Fuente: Atlas del viento y la energía eólica en Colombia. IDEAM. 2003.

En el litoral central del departamento de Bolívar las velocidades del viento pueden llegar alrededor de 11m/s. No obstante, en abril hay una reducción significativa en la intensidad de los vientos hacia el centro del país por la ubicación de la Zona de Convergencia Intertropical que trae consigo vientos más débiles. Similar a lo que pasa en abril, en octubre y noviembre los vientos en el centro del país se debilitan. Sin embargo, se mantienen intensidades que alcanzan los 6 m/s en La Guajira y

cercanas a los 4 m/s en el litoral central de Bolívar y Atlántico, límites entre Boyacá y Cundinamarca, Piedemonte Llanero de Meta y Casanare. [8]

La diferencia en estos comportamientos climáticos se puede explicar con base en el desplazamiento de la zona de confluencia intertropical a lo largo del año.

En la Figura A.2, se puede observar el mapa de velocidad de vientos de Colombia.

A.4 POTENCIAL HIDROENERGETICO EN COLOMBIA

Colombia presenta una precipitación anual alrededor de los 3000 mm en el área continental. La cual es suficiente para nutrir ríos, quebradas y diferentes tipos de almacenamiento de agua lluvia. En las grandes cuencas hidrográficas de la Orinoquia y la Amazonia es donde se tiene los más importantes niveles de caudal del país, con el río Caquetá que en ciertos periodos del año llega a ser el río más caudaloso del Colombia duplicando inclusive al río Magdalena catalogado como el más grande del país, pero también existen otras regiones donde hay un déficit hídrico entre las que se destacan: los valles interandinos, zona del Caribe, medio Cauca y alto Magdalena entre otras. Si los recursos energéticos se relacionan por relieve entre sí se puede notar que la mayoría de la población colombiana se encuentra situada en la alta montaña la cual no cuenta con el suficiente recurso hídrico en comparación con las con otras zonas menos pobladas como la Amazonia y la Orinoquia. Las zonas más pobladas, sabana de Bogotá, valle de Aburrá, eje Cafetero, valle del Cauca entre otras, abarcan una tercera parte del área continental cuyos pilares son las cuencas de los ríos Magdalena y Cauca que abarcan 300000 km². En esta zona solo existe una precipitación entre 1500 y 2000 milímetros, lo que ubica los excesos del recurso hídrico del país en la zona extra andina [11].

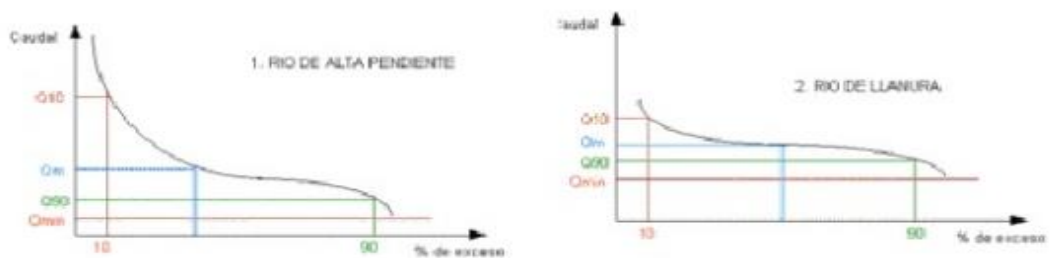
La energía hidráulica es la presente en el movimiento de cuerpos de agua debido a la diferencia de altura entre dos puntos, ya sea en caída o por medio de un caudal a nivel. En la ecuación 1 se expresa, la potencia eléctrica producida por un cuerpo de agua en movimiento:

$$P = \gamma * Q * Ws \quad (1)$$

P = Potencia eléctrica generada
 γ = peso del fluido
 Q = caudal
 Ws = Cabeza de energía

El caudal, es el elemento principal de la generación de energía, este es medido por medio de estaciones meteorológicas durante todo el año, ya que varía considerablemente en relación con la temporada del año, calculando un promedio anual, con el que se trabaja para diseñar las centrales hidroeléctricas. Las mediciones, generalmente por medio de caudalímetros, permiten construir la curva de duración de caudales, guía para la selección del caudal del diseño apropiado y para la selección, si es necesario, del embalse necesario para satisfacer la demanda, en las temporadas secas. En la figura A.3 se muestran dos curvas características de duración de caudal.

Figura A. 3 Curvas de duración de caudal característica.



Fuente: Colombia potencial hídrico.

Otro aspecto que influye en cierta medida, en el comportamiento del caudal de los ríos, es el área de la cuenca, ya que entre mayor sea esta área menos irregular es el caudal durante el año, además de que influye en el escurrimiento que afecta la velocidad con que cambia el caudal durante temporadas húmedas y secas.

Para aplicaciones en ZNI, la energía hidroeléctrica se manifiesta por medio de pequeñas centrales, que aprovechan caídas no muy grandes y caudales reducidos, ya que, la construcción de grandes proyectos conlleva costos elevados, además de los factores negativos en cuanto a seguridad, gobernabilidad, personal calificado de administración y mantenimiento, y costos ambientales. Para estas aplicaciones se deben tener en cuenta la Tabla A.3 donde se muestran las especificaciones de las turbinas hidroeléctricas existentes.

Tabla A. 3 Especificaciones turbinas utilizadas para PCH.

TURBINA		Velocidad específica [rpm]	$Q \left[\frac{m^3}{s} \right]$	H [m]	P [kw]	77
	PELTON	1ch 30 2ch 30-50 4ch 30-50	0,05-50	30-1800	2-300000	91
	TURGO	60-260	0,025-10	15-300	5-8000	85
	MICHEL BANKI	40-160	0,025-5	1-50	1-750	82
	BOMBA ROTODINÁMICA	30-170	0,05-0,25	10-250	5-500	80
	FRANCIS	L: 60-150 N: 150-250 R: 250-400	1-500	2-750	2-750000	92
	KAPLAN	300-800	1000	5-80	2-200000	93
	AXIALES (tubular, bulbo)	300-800	600	5-30	100000	93

Fuente: Guía para Estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos.

Por último, la UPME ha construido un mapa de potencial hídrico [21], con base en las características del territorio y la disponibilidad de los suelos para proyectos hidroenergéticos, teniendo como referencia dos variables importantes: la escorrentía y la pendiente del terreno. Dividiendo estas variables en categorías y asignando un peso específico para cada una, se construye el mapa de potencial hídrico con 6 niveles específicos (alto, medio alto, medio bajo, bajo y muy bajo) se construye el mapa de potencia hídrico.

A.5 BIOMASA EN COLOMBIA

En las últimas décadas muchos programas nacionales e internacionales están apoyando la mejora y desarrollo de formas de producción y usos de la biomasa como un recurso renovable en la generación de energía eléctrica y calor. En Colombia se tienen estudios de generación de biomasa a partir del bagazo de caña de azúcar y de la cascarilla de arroz. Las zonas más aptas para producir esta energía son los santanderes, los llanos orientales y la costa atlántica.

Las actividades desarrolladas en el entorno rural colombiano, ligadas al cultivo y cría de especies, arrojan una serie de desperdicios que pueden ser aprovechados para generar energía a un nivel local. La materia orgánica proveniente de residuos forestales, cascarillas, bagazos, estiércol, sebos y algunos residuos domésticos biodegradables, constituyen un excelente insumo bioenergético. Esta alternativa implica desarrollar esfuerzos colectivos destinados a recolectar, clasificar, transportar y utilizar estos residuos en los biodigestores [12].

Se observa que la energía de la biomasa no tiene limitaciones, se encuentran las fuentes de biomasa y sus tecnologías para la transformación están disponibles, solo haría falta conocer los requerimientos específicos del sitio, el cual es uno de los objetivos de la presente investigación, el potencial actual identificado es de 16.267 MWh/año de energía primaria se distribuye de la siguiente manera: aceite combustible 658 MWh/año, alcohol carburante 2.640 MWh/año, residuos agroindustriales y de cosecha 11.828 MWh/año, residuos de bosques plantados 442 MWh/año, residuos de bosques naturales 698 MWh/año [6].

A.5.1 Potencial energético a partir de biomasa. Según lo anteriormente mencionado queda claro a que hace referencia la biomasa, por consiguiente, para el cálculo del potencial energético de esta, se deben tener en cuenta modelos matemáticos que relacionan la masa del residuo y su Poder Calorífico Inferior (PCI), para así dimensionar la capacidad de generación posible.

La conversión de la biomasa en energía, se clasifica dependiendo del proceso llevado a cabo. Existen 3 grandes tipos de conversiones: combustión directa, termo-química y bioquímica. En la Tabla A.4 se muestra un resumen de los diferentes métodos empleados para el tratamiento y aprovechamiento de los diferentes tipos de biomasa residual.

Tabla A. 4 Procesos de conversión de la biomasa en energía eléctrica.

Conversión	Métodos	Definición
Energética		
Proceso termo-químico	Producción de carbón mineral	Pirolisis o quema de biomasa a temperatura media, con restricción de aire hasta perder hasta cierto punto, la humedad y compactarse.
	Gasificación	Tipo de pirolisis con mayor oxígeno y a más altas temperaturas, con el objetivo de generar el “gas pobre” con poder calorífico entre 1100-1800 kcal/m ³
Procesos bioquímicos	Digestión Anaerobia	Digestión de biomasa humedecida por bacterias anaerobias produciendo un combustible llamado biogás con poder calorífico entre 5300 -5800 kcal/m ³
	Bioetanol	Producido por medio de la fermentación de azúcares (etanol) y por la destilación destructiva de la madera (metanol), estos son combustibles sustitutos del petróleo y pueden usarse con mezclas con gasolina al 5% o 10%
	Biodiesel	Transesterificación de aceites vegetales, grasas animales y grasas recicladas. Puede ser mezclado con diésel en proporción de 20%.
	Gas de rellenos sanitarios	Fermentación de los residuos sólidos urbanos de forma natural
Proceso de combustión directa	Combustibles líquidos	Líquidos con poder calorífico inferior elevados; es decir la cantidad de energía que se produce de la combustión de una unidad de masa
	Combustibles sólidos	Tales como la leña, residuos agrícolas, carbón mineral y vegetal.

Para las ZNI, se tienen en cuenta datos presentados en el Atlas de Biomasa residual para Colombia [22], distribuidos los potenciales energéticos por departamento y por sector productivo, mostrando el área sembrada, la producción anual y la cantidad de residuos.

ANEXO B.

CRITERIO DE ZONAS EXCLUIDAS

Existen territorios a nivel nacional, donde por legislación nacional e internacional, así como por políticas de preservación, sostenibilidad y especial cuidado, no es posible la realización de proyectos de electrificación. Para establecer, en que zonas es permitido llevar a cabo inversiones en fuentes de energía renovables en ZNI, se ha realizado un listado con los principales criterios de exclusión. En la Tabla B.1 se mencionan las zonas excluidas para proyectos de electrificación en Zonas No Interconectadas, siguiendo restricciones ambientales, sociales, geográficas y culturales:

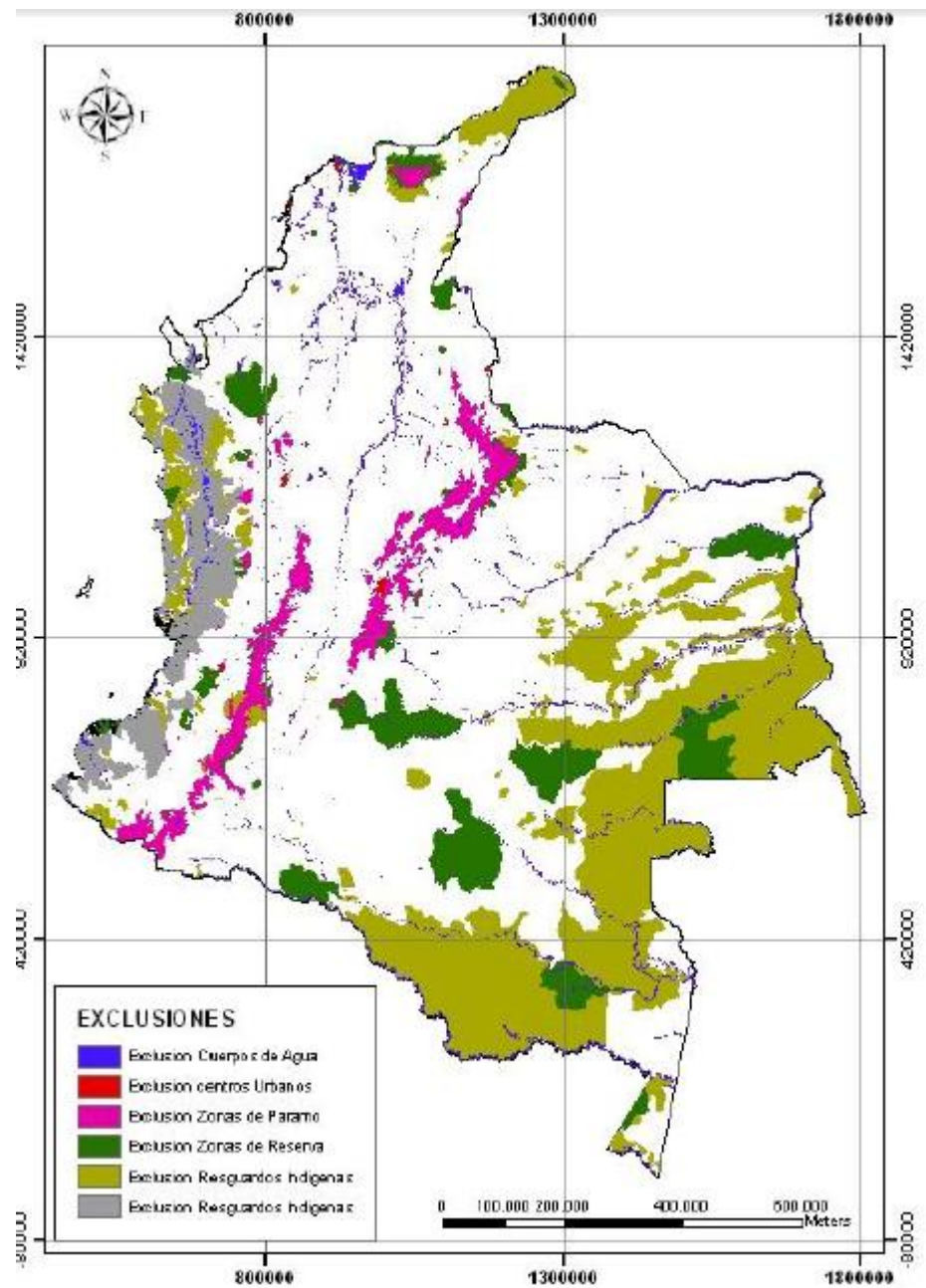
Tabla B. 1. Criterios de Zonas Excluidas

Zonas Excluidas
Parques y zonas de reserva
Áreas urbanas
Cuerpos de Agua
Zonas de Comunidades indígenas
Zonas de comunidades afro descendientes
Reservas forestales
Zonas de protección de paramos
Zonas de categorías especiales de acuerdo a POT ¹
Zonas con interés económico o normativo especial.
Áreas de cinturón, velocidad de amortiguamiento y áreas de expansión.

En la Figura B.1 se muestran las zonas excluidas de acuerdo a los criterios establecidos para proyectos de electrificación.

¹ Planes de Ordenamiento Territorial

Figura B. 1. Mapa de zonas excluidas para proyectos de energización.

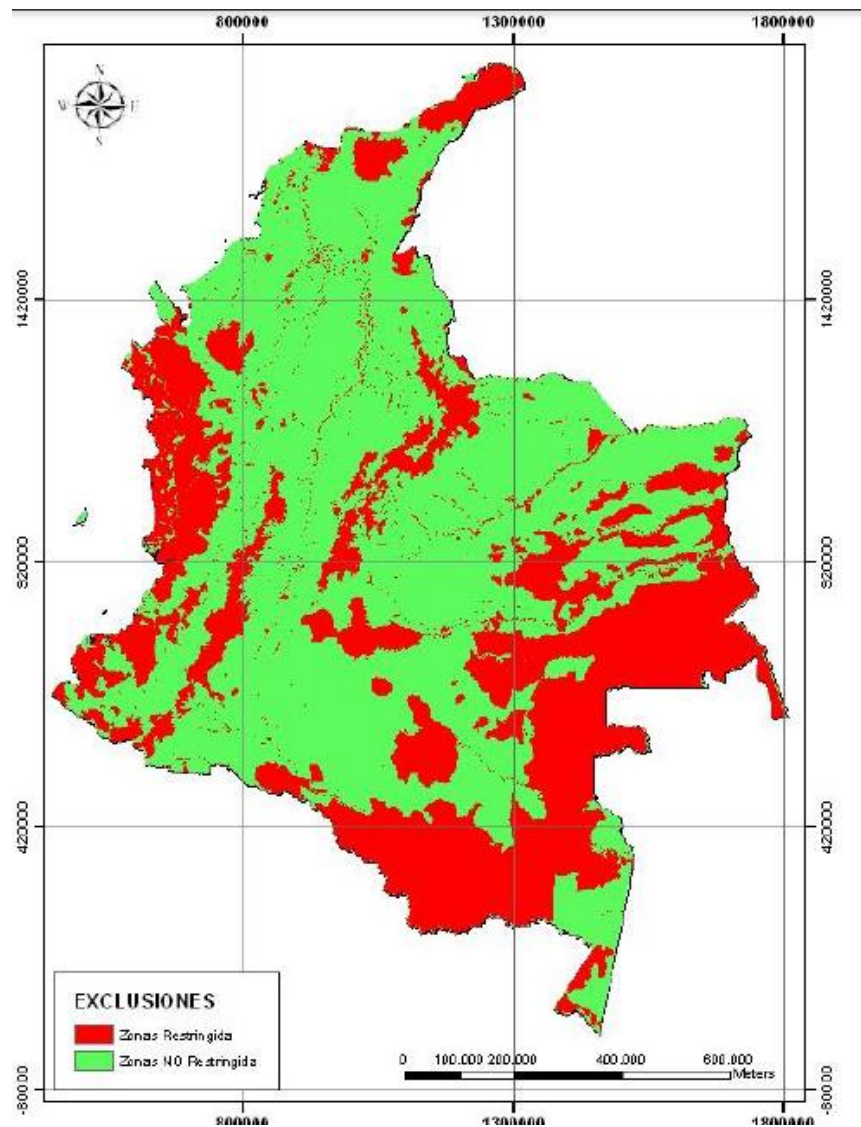


Fuente: Consorcio CORPOEMA.

Luego de fusionar los mapas de cada una de las zonas excluidas a nivel nacional, se puede conformar un mapa de zonas habilitadas para proyectos de generación

de energía (Figura B.2), que se pueden tener como base, para la selección adecuada del sitio de instalación de las unidades de generación de energía renovable, así como las líneas de transmisión y distribución necesarias.

Figura B. 2. Mapa de zonas habilitadas para proyectos de energización.



Fuente: Consorcio CORPOEMA.

ANEXO C.

COSTOS DE LA INTERCONEXIÓN DE MICRORREDES ELÉCTRICAS EN ZNI

C.1 SOBRECOSTOS

La interconexión de microrredes eléctricas busca como objetivos fundamentales la reducción de los costos general de prestación de servicio de electricidad, el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos distribuidos disponibles en las ZNI y el mejoramiento de las condiciones de calidad, continuidad y confiabilidad de las instalaciones en general. Esta interconexión se realiza posterior al estudio de múltiples variables que influyen en la evaluación de viabilidad del proyecto, el diseño y la implementación de redes.

Inicialmente los costos están influidos por restricciones de tipo geográfico, ambiental, económico y técnicas que generan sobrecostos característicos de cada zona en cuestión.

C.1.1 Sobrecostos por restricciones geográficas. Teniendo en cuenta lo expuesto en el Anexo B sobre los criterios de zonas excluidas se puede considerar territorios como parques naturales, resguardos indígenas, zonas de reserva forestal, zonas de paramo, cuerpos de agua, ríos, vías de acceso y demás zonas excluidas por razones especiales. Para dimensionar los sobrecostos a los que tendría lugar la realización de proyectos energéticos se establecen los aspectos que se describen a continuación.

- Sobrecostos por pendiente

Tabla C. 1 Sobre costos por pendiente. Costos 2012.

Pendiente del terreno	Criterio	Costo (miles\$/km)
Pendiente alta	>30°	42.427
Pendiente media	10° < α < 30°	10.607
Pendiente baja	< 10°	-
Sin pendiente (plano)	0°	-

Fuente: UPME, 2012

- Sobrecostos por cruce de ríos

Tabla C. 2 Sobrecostos por cruce de ríos. Costos 2012.

Tipo de río	Criterio	Costos (miles\$/km)
Río principal	Alto Caudal	84.853

Fuente: UPME, 2012

- Sobrecostos cercanía a vías

Tabla C. 3 Sobrecostos Cruce de vías. Costos 2012.

Tipo	Criterio	Costo (miles\$/km)
Vía principal pavimentada	Distancia < 12 km	-
Vía secundaria pavimentada	Distancia < 8km	-
Carretera/ferrocarril	Distancia < 4 km	10.607
Sin vías	-	42.427

Fuente: UPME, 2012

En [27] se encuentran los mapas más recientes sobre cartografía básica, relieve con el nivel de pendiente presente y de vías terrestres existentes, muy útiles para estimar los sobrecostos para un proyecto determinado.

C.1.2 Sobrecostos por regulación de tensión. Aspectos importantes en el diseño y que afectan los costos de la interconexión tienen que ver con la regulación de tensión en los centros poblados a interconectarse. Este criterio siempre debe cumplirse, manteniéndose en un rango de un 10% por medio de la selección adecuada de las Unidades Constructivas para cada centro poblado y en el caso de no cumplirse, se deberían conectar aquellos centros poblados a diferentes puntos donde se pueda mantener esta condición. En la sección C.2.2 y C.2.3 del presente anexo, se muestran las diferentes Unidades Constructivas generalmente implementadas en proyectos de energización en ZNI.

C.1.2 Sobrecostos factores económicos

De acuerdo a la disponibilidad de recursos de parte del estado (Fondos FAER y FAZNI) así como de entidades territoriales, alcaldías, gobernaciones para la inversión en proyectos de energización en la regio propuesta, se hace necesario evaluar la solvencia económica de los proyectos y la viabilidad de complementar los recursos de inversión necesarios con préstamos en diferentes entidades bancarias o de diversa naturaleza. En la tabla C.4 se muestran los fondos estimados para energización en zonas aisladas rurales y en Zonas No Interconectadas.

Tabla C. 4 Recursos disponibles en los fondos.

Fondo	2013	2014	2015	2016	2017
	Millones de (\$)				
FAER	159 932	84 874	80 000	70 000	70 000
FAZNI	80 000	108 615			

Fuente: UPME, 2012

C.2 COSTOS

Los costos de interconexión para una microrred en un centro poblado y en general para la construcción de una mini red con estas interconexiones, teniendo en cuenta la configuración más óptima resultante de esta metodología se divide en 4 ítems:

- Costo de inversión en transformación
- Costo de inversión en nivel 2 o 3, en caso de ser necesario
- Costos de inversión en la línea de media tensión nivel 2 y 3.
- Costo de AOM del nivel 2 y de nivel 3 si es necesario.

A continuación se profundiza sobre cada uno de ellos

C.2.1 Costos de inversión en transformación. En el diseño de la mini red de interconexión de microrredes se debe definir el nivel de tensión para el cual es adecuado transportar la energía eléctrica hacia una u otra microrred, teniendo en cuenta los límites de regulación de tensión, pérdidas, costos de la infraestructura y terreno requeridos, etc. Debido a que el nivel de tensión de la generación distribuida generalmente es distinto al de la tensión del sistema de transmisión es necesario instalar transformadores de potencia que adecuen dicha tensión. Los equipos utilizados en la transformación de potencia son los descritos por las unidades constructivas contenidas en la Resolución CREG 097 de 2008 adicionándole el componente de instalación en el lugar proyectado. En la tabla C.5 se relacionan las UC de transformación.

Tabla C. 5 UC de transformación.

Unidad constructiva	Descripción	Costo \$2012 + Instalación
N4T1	Costo transformador 115/13.2 kV hasta 5 MVA	282 557 944

N3T2	Costo transformador 34.5/13.2 kV de 2.6 a 6 MVA	171 014 657
-------------	---	-------------

Fuente: UPME, 2012

C.2.2 Costos de inversión en nivel 2 o 3. Para estimar los costos de los equipos de subestación en los niveles 2 y 3 si es necesario, se tomaron las unidades constructivas de la resolución CREG 097 de 2008 aplicando los respectivos ajustes por IPP para obtener un costo actualizado, incluyendo los costos de instalación y de transporte de los equipos. Para la energización en ZNI se propuso una configuración barra sencilla tipo convencional, con numero de bahías hasta 3, ya que se consideran los más apropiados para esta aplicación. En la tabla C.6 se muestran las unidades constructivas relacionadas.

Tabla C. 6 UC de equipos de subestación nivel 2 y nivel 3.

Unidad constructiva	Descripción	Costo \$2012 + Instalación
N3S1	Bahía de línea- Barra Sencilla Nivel 3	376 593 900
N3S2	bahía de transformador – Barra Sencilla Nivel 3	319 010 564
N3S24	Modulo barraje nivel 3	34 861 977
N2S1	Bahía de línea- Barra Sencilla Nivel 2	240 588 867
N2S2	Bahía de transformador – Barra Sencilla Nivel 2	226 908 091
N2S20	Modulo barraje nivel 2	19 622 746

C.2.3 Costos de inversión líneas de media tensión nivel 2 y 3. Las unidades constructivas para las líneas utilizadas en la transmisión y distribución de la energía se diseñan dependiendo de dos criterios fundamentales, la distancia entre puntos y la potencia eléctrica esperada máxima de transporte por la línea. En la

tabla C.7 se muestran los criterios de elección para las unidades constructivas para líneas en ZNI.

Tabla C. 7 Criterios selección UC de línea.

Tipo	Criterio	Nivel de tensión	Unidad Constructiva
1	Distancia inferior a 20 km y entre 1 a 100 usuarios	2	N2L27
2	Distancia inferior a 20 km y más de 200 usuarios	2	N2L28
3	Distancia entre 20 y 40 km y entre 1 y 100 usuarios	2	N2L29
4	Distancia entre 20 y 40 km y más de 200 usuarios	2	N2L37
5	Distancia mayor a 40 km y más de 100 usuarios	3	N3L13

Teniendo en cuenta la potencia eléctrica que se espera transmitir y distribuir a su vez que según el plan indicativo de expansión de cobertura 2013 – 2017, la electrificación en ZNI se puede suplir suficientemente a un nivel de tensión de 13,2 kV manteniendo la regulación y las pérdidas de potencia en un rango aceptable, se establecen en la tabla C.8 las UC de líneas utilizadas en los proyectos.

Tabla C. 8 UC de líneas para ZNI.

UC	Descripción	Costo \$ 2012
----	-------------	---------------

N2L27	km Línea rural-poste de concreto-vano tipo1-3 Hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-1	39 460 714
N2L28	km Línea rural-poste de concreto-vano tipo1-3 Hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-2	42 426 648
N2L29	km Línea rural-poste de concreto-vano tipo1-3 Hilos (3 fases sin neutro) conductor DN2-3	49 360 075
N2L37	km Línea rural-poste de concreto-vano tipo1-4 Hilos (3 fases con neutro) conductor DN2-5	50 117 795
N3L13	km Línea rural-circuito sencillo-poste metálico-conductor DN3-1	72 591 898

Fuente: UPME, 2012

C.2.4 Costo de AOM del nivel 2 y de nivel 3 si es necesario. Los Operadores de Red (OR), establecen costos unitarios por AOM de sus redes de media tensión, nivel 2 y nivel 3, por tanto para la construcción de la red integrada de microrredes es un costo importante a tener en cuenta, ya que son los rubros necesarios para la continuidad y la calidad de la infraestructura eléctrica y por ende del servicio eléctrico. En ZNI, para zonas donde no exista un OR se supone que este costo es semejante al establecido por el OR más cercano. En la tabla C.9 se muestran los costos AOM para nivel 2 y 3 por parte de los OR existentes y los actualizados por XM¹

Tabla C. 9 Costos AOM para nivel 2 y 3.

Empresa	AOM referencia	PAOMR-XM	Empresa	AOM referencia	PAOMR-XM
CEDENAR	2.71 %	2.82 %	ELECTROHUILA	2.61 %	2.43 %
CENS	3.49 %	4.19 %	EMCALI	3.42 %	4.12 %

¹ XM S.A ESP empresa especialista en gestión de sistemas en tiempo real. Operador del SIN y administra el mercado de energía en Colombia

CEO	2.34 %	3.04 %	EMCARTAGO	3.56 %	--
CETSA	2.85 %	3.41 %	EMEVASI	1.90 %	--
CHEC	2.62 %	2.12 %	EMPRESA MUNICIPAL	7.28 %	--
CODENSA	2.39 %	2.54 %	EMSA	2.65 %	3.35 %
DISPAC	3.59 %	3.29 %	ENELAR	2.6 %	2.6 %
EBSA	2.33 %	2.64%	ENERCA	3.72 %	2.93 %
EDEQ	3.95 %	4.65 %	ENERGUAVIARE	4.68 %	4.18 %
EEBP	2.12 %	2.05 %	ENERTOLIMA	2.66 %	2.98 %
EEC	2.86 %	2.76 %	EPM	2.98 %	2.74 %
EEPEREIRA	4.82 %	3.99 %	EPSA	2.71 %	3.41 %
EEPUTUMAYO	3.95 %	4.12%	ESSA	2.86 %	2.23 %
ELECTRICARIBE	5.72 %	4.97 %	RUITOQUE	4.14 %	--
ELECTROCAQUETA	2.58 %	2.26 %			

Fuente: UPME, 2012

También en la Tabla C.10 se muestra lo contemplado en la CREG 091 de 007 donde se plasman los cargos máximos por inversión y AOM, reconocidos para la actividad de distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

Tabla C. 10 Componentes de costos sistemas de distribución ZNI.

Nivel de Tensión	Componente de Inversión	Componente de AOM	Total
n = 1	\$ 65,17/kWh	\$ 12,04/kWh	\$ 77,21/kWh.
n = 2	\$ 10,38/kWh	\$ 2,42/kWh	\$ 12,80/kWh.

Fuente: CREG 091 de 2007

Para los cargos pertenecientes a los niveles superiores a los establecidos, la CREG establecerá estos cargos por medio de resolución particular.

ANEXO D.

MATRIZ DE COSTOS PARA LAS TECNOLOGÍAS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.

En el contenido de este anexo se muestra de forma detallada la forma en que se calcula los costos de las diferentes tecnologías a utilizar en cada recurso energético renovable y así poder estimar un precio para estas, Para esto, en primer lugar se despliegan las diferentes fórmulas contempladas en la normatividad vigente, revisando los diferentes ítems a tener en cuenta para construir finalmente las matrices de costos de cada una de las tecnologías a utilizarse en la aplicación de la metodología propuesta en este trabajo y posteriormente se mencionan los diferentes costos pre y operativos que son transversales a todas las tecnologías estudiadas.

D.1 Matriz de costos plantas diésel. A continuación se muestra la formula agregada para los costos de generación con plantas diésel:

$$C_{gdiesel} = C_{inv} + C_{comb} + C_{lub} + C_{aom} + C_{tope} + C_{tranp} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} C_{gdiesel} &= \text{Costo Generacion Diesel} \\ C_{inv} &= \text{Costos de Inversion} \\ C_{comb} &= \text{Costos del combustible} \\ C_{lub} &= \text{Costos del Lubricante} \\ C_{mant} &= \text{Costos de Mantenimiento} \\ C_{tope} &= \text{Costos totales de operacion} \\ C_{tranp} &= \text{Costos de transporte} \end{aligned}$$

Costos del combustible. La estructura del precio del combustible la constituyen dos aspectos a tener en cuenta: el consumo específico de combustible de cada planta y el precio del mismo en el sitio de ubicación del proyecto. En la Tabla D.1 se establecen los consumos específicos de las plantas diésel existentes en las ZNI.

TABLA D. 1 Consumo de combustible plantas diésel ZNI.

Capacidad Planta Diésel	Consumo Específico
>100 kW	0,0855 galones*kW
100 kW – 1000 kW	0,075 galones*kW
1000 kW – 3000 kW	0,0625 galones*kW

Costos del lubricante. De la misma manera, que en el costo del combustible, el costo corresponde a un consumo específico de lubricante y al precio del mismo en el lugar de instalación de la planta. Según el IPSE en la Tabla D.2, se establecen los rangos de consumo de lubricante dependiendo de la capacidad de la planta.

TABLA D. 2 Consumo de lubricante plantas diésel ZNI.

Capacidad Planta diésel	Consumo específico
>100 kW	0,0885 gal/kWh
100 kW – 1000 kW	0,0800 gal/kWh
1000 kW – 2500 kW	0,0787 gal/kWh
<2500 kW	0,0709 gal/kWh

Costos totales operativos. Los costos totales operativos encierran diferentes rubros necesarios para la óptima operación en condiciones normales de la planta de generación diésel, tales como el personal de maniobra y operación, gastos de sistemas auxiliares como calefacción o enfriamiento, iluminación, entre otros. Debido a su variabilidad e inclusión de múltiples ítems, el costo total de operación se relaciona con los de combustible y lubricante. Para efectos de este trabajo se establece en un 10% de la suma de los costos de combustible y lubricantes.

Costos de mantenimiento. El mantenimiento generalmente se relaciona con la depreciación de cualquier equipo, de acuerdo a su vida útil y su producción en el transcurso de ella, por tanto para representar el costo de mantenimiento de una planta diésel se mencionan las siguientes expresiones matemáticas:

$$C_{mant} = 0,45 * Depreciación \left(\frac{\$}{kWh} \right) \quad (3)$$

$$Depreciación = \frac{C_{planta}}{G_{total}} \left(\frac{\$}{kWh} \right) \quad (4)$$

$$G_{total} = P_{nom} * fp * Vu \quad (kWh) \quad (5)$$

Gtotal = Generacion total

Pnom = Potencia nominal

fp = Factor de carga

Vu = Vida Util

Costos de transporte. El costo de transporte es uno de los más sensibles y significativos en la matriz de costos de cualquier tecnología energética, en especial para las plantas diésel, que continuamente transportan insumos para la generación de energía. La CREG ha estipulado, mediante sus comunicaciones, tres etapas para el transporte de combustible, puntos de origen del combustible, de tránsito intermedio y de destino final. Para cada etapa se establecen los costos utilizando la matriz origen destino publicada en la página oficial de la CREG. A su vez se debe tomar en cuenta, los valores recomendados por [23] para el transporte urbano y rural discriminados por cada uno de los grupos definidos por la CREG 3108 de 2001.

D.2 Matriz de costos PCH. En las ZNI, actualmente existen tres pequeñas centrales hidroeléctricas ubicadas en López de Micay (Cauca), Bahía Solano (Choco) y Caracolí (Costa Atlántica), con una capacidad instalada total de 2584 kW. Los costos de cada una varían dependiendo de múltiples factores como lo son la geografía, los terrenos utilizados y sus características, la capacidad de la central, los equipos instalados, entre otros. En la siguiente expresión, se plantean los costos más amplios a que tienen lugar la instalación de aprovechamientos energéticos con base en tecnología PCH:

$$C_{gPCH} = C_{inv} + C_{turb} + C_{invers} + C_{bat} + C_{reg} + C_{aom} \quad (6)$$

CgPCH = Costo Generacion PCH
Cinv = Costos de Inversion
Cturb = Costos de las turbinas
Cinvers = Costos de inversores
Cbat = Costos de baterias
Creg = Costos de Reguladores
Caom = Costos de administracion, operacion y mantenimiento

Componentes de costos generales. Como ya se mencionó anteriormente, la matriz de costos de las tecnologías alternativas de generación de energía siguen la matriz de costos para plantas diésel; por tanto se presenta en la Tabla D.3 un resumen con los valores encontrados para cada uno de los ítem de la estructura de costos para las pequeñas centrales hidroeléctricas, clasificadas según la capacidad de potencia generada.

TABLA D. 3 Valores recomendados matriz de costos PCH.

<i>Potencia en kW</i>	<i>Costo de inversión anual</i>	<i>Costos anuales de turbinas</i>	<i>Costos anuales de inversores</i>	<i>Costo anual baterias dorales</i>	<i>Costo anual reguladores</i>	<i>Costos operativos</i>	<i>AOM</i>	<i>Costo total</i>
0,1	5.000	384	800	175	76	3.218	5.538	15.191
1	3.000	8.100	880	3.354	200	7.767	5.538	28.839
10	3.500	8.730	7.590	9.434	210	14.232	5.538	49.734
15	5.000	11.040	10.165	15.435	220	20.930	5.538	68.328
20	5.000	14.250	15.180	18.868	220	26.759	5.538	85.815
25	5.000	18.075	17.750	24.869	220	32.957	5.538	104.409
30	5.000	21.675	22.270	28.302	220	38.734	5.538	121.739
50	5.000	35.000	30.495	13.726	300	44.761	5.538	139.820
100	10.000	40.000	51.841	13.726	300	57.934	5.538	179.339
250	10.000	70.000	121.980	13.726	300	108.003	5.538	329.547
500	15.000	100.000	207.364	13.726	300	168.195	5.538	510.123
1.000	15.000	180.000	365.940	13.726	300	287.483	5.538	867.987

Fuente: CREG.

Teniendo en cuenta que a partir de 30 kW la energía producida no es almacenable por medio de baterías, por tal razón se reemplazan los costos de baterías por el

de la instalación de 1 km de línea de transmisión, con sus respectivos transformadores.

D.3 Matriz de costos sistemas fotovoltaicos. Los costos de los sistemas fotovoltaicos se diferencian dependiendo de la clase de tecnología aplicada. Existen tres tipos de tecnología fotovoltaica: individual AC, individual DC y centralizado aislado. Para determinar los costos, se asumen los mismos datos que en el cálculo para las pequeñas centrales hidroeléctricas, mostrados en la Tabla 18.

La ecuación general para la matriz de costos para los sistemas fotovoltaicos es la siguiente:

$$C_{gPV} = C_{inv} + C_{ccarga} + C_{invers} + C_{bat} + C_{aom} \quad (7)$$

C_{gPV} = Costo Generacion Fotovoltaica

C_{inv} = Costos de Inversion

C_{ccarga} = Costos controladores de carga

C_{invers} = Costos de inversores

C_{bat} = Costos de baterias

C_{aom} = Costos de administracion, operacion y mantenimiento

Costos de inversión. Existe una relación inversa entre la capacidad instalada de la tecnología y los costos de inversión. En la Tabla D.4 se muestran los costos establecidos en la CREG 033 de 2005 y 091 de 2007, para este tipo de tecnologías.

TABLA D. 4 Costos de inversión Sistemas fotovoltaicos.

<i>Tamaño de planta</i>	<i>Potencia kWp</i>	<i>Costo de capacidad instalada US\$/kW</i>
Individual DC	0,05-0,1	14.000-11.000
Individual AC	0,075-0,5	14.000-10.000
Centralizado aislado	0,3-10	11.867-5.000

Fuente: CREG 033 de 2005 y 091 de 2007

Componentes de costos generales. Debido a que la tecnología solar, maneja individualmente potencias del orden de los watts, el rango máximo de generación corresponde a 15 kWp. Se consideran todos los costos anualizados, además que para los costos operativos se consideran del 50% de la suma de los costos restantes. En la Tabla D.5 se muestran los componentes de los costos para aplicación fotovoltaica.

TABLA D. 5 Valores recomendados matriz de costos sistemas fotovoltaicos.

Potencia W	Costo de inversión	Costos de inductor de corriente	Costo de batería	Costos de operación	Costos de AOM	Costo total
40	260	68	176	252	5.538	6.294
50	295	68	176	270	5.538	6.347
65	385	68	176	315	5.538	6.482
85	470	68	176	357	5.538	6.609
135	725	68	17	405	5.538	6.753
200	1.120	68	409	799	5.538	7.934
400	2.240	75	1.118	1.717	5.538	10.688
900	4.480	220	2.236	3.468	5.538	15.942
1000	5.600	250	3.354	4.602	5.538	19.344
1500	8.400	330	4.472	6.601	5.538	25.341
3000	16.800	595	8.944	13.170	5.538	45.047
5000	28.000	3.795	13.416	22.606	5.538	73.355
7500	42.000	4.000	17.888	31.944	5.538	101.370
10000	56.000	9.434	26.832	46.133	5.538	143.937
15000	79.000	10.165	35.776	62.471	5.538	192.950

Fuente: Comisión de Regulación de energía y gas.

D.4 Matriz de costos tecnología eólica. Los costos atribuidos a la instalación de aerogeneradores para la producción de energía en un determinado lugar, tienen una alta semejanza con los costos descritos anteriormente para las tecnologías utilizadas en los PCH y la solar fotovoltaica. La estructura de costos responde a la siguiente ecuación:

$$CgEolica = Cinv + Cccarga + Ctorres + Cinvers + Cbat + Caom \quad (8)$$

$$CgEolica = Costo Generacion Eolica$$

Cinv = Costos de Inversion
Cccarga = Costos controladores de carga
Ctorres = Costos de torres
Cinvers = Costos de inversores
Cbat = Costos de baterias
Caom = Costos de administracion, operacion y mantenimiento

Componentes de costos generales. Tal cual como se ha definido para la demás tecnologías, para rangos mayores a 50 kW, la energía se convierte en no almacenable por lo tanto se requieren instalar equipos de transmisión. En la Tabla 24 se presentan los costos estimados de acuerdo a la regulación existente por la CREG.

TABLA D. 6 Valores recomendados matriz de costos de sistemas eólicos.

Potencia W	Costos de inversión	Costos de torre de 15 metros	Costos de inversor corriente	Costos de baterías	Costos operativos	Costos AOM	Costo total
300	1.265	3.150	68	1.118	2.801	5.538	13.940
400	960	3.150	75	1.118	2.652	5.538	13.493
900	2.475	3.150	220	2.236	4.041	5.538	17.660
1.000	3.275	3.150	250	3.354	5.015	5.538	20.582
1.500	6.598	3.150	330	4.472	7.275	5.538	27.363
3.000	10.425	3.150	595	8.944	11.557	5.538	40.209
5.000	15.750	3.150	3.795	13.416	18.056	5.538	59.705
7.500	23.250	3.150	4.000	17.888	24.144	5.538	77.970
10.000	30.750	3.150	9.434	26.832	35.083	5.538	110.787
15.000	46.500	3.150	10.165	35.776	47.796	5.538	148.925
50.000	123.000	0	30.495	13.727	83.611	5.538	256.371
100.000	221.400	0	51.841	13.729	143.485	5.538	435.993
250.000	442.800	0	121.980	13.734	289.257	5.538	873.309
500.000	797.040	0	207.364	13.741	509.073	5.538	1.532.756
1.000.000	1.354.968	0	365.940	13.757	867.333	5.538	2.607.536

Fuente: Comisión de Regulación de energía y gas.

D.5 Matriz de costos tecnología biomasa. La biomasa como se mencionó anteriormente, comprende múltiples clases dependiendo de los materiales utilizados en el proceso de conversión de la energía. De forma general, la biomasa es tratada por medio de un proceso de combustión, generando calor, que es utilizado en una caldera para producir vapor de agua, que a través de una tubería

es conducido a turbinas termodinámicas causantes de la energía eléctrica generada. La fórmula general de costos se presenta a continuación:

$$CgBiomasa = Cinv + Ccomb + Coper + Caom \quad (9)$$

CgBiomasa = Costo Generacion por Biomasa

Cinv = Costos de Inversion

Ccomb = Costos del combustible

Coper = Costos operativos

Caom = Costos de administracion, operacion y mantenimiento

Componente de costos generales. Como se ha realizado en todas las tecnologías más adecuadas a implementarse en Zonas No Interconectadas, se presenta la Tabla D.7 con los costos discriminados por cada capacidad de potencia de las plantas de generación con biomasa:

TABLA D. 7 Valores recomendados matriz de costos tecnología con biomasa residual.

Potencia kW	Costo de inversión del equipo	Costo del combustible	Costos operativos totales	Costo de manto	Costos totales
800	78.000	132.044	145.248	2.600	357.892
3.000	620.000	495.164	544.680	20.667	1.680.511
3.618	935.000	597.168	656.884	31.167	2.220.219
4.750	1.350.000	784.010	862.411	45.000	3.041.420
5.200	2.200.000	858.284	944.113	73.333	4.075.730

D.6 Costos sistema de transferencia de potencia. Debido a la falta de información concerniente a precios y características técnicas de los equipos empleados para sistemas híbridos con la complejidad que se plantean en este trabajo, se considera como guía los precios de los productos marca SMA1, los cuales son equipos flexibles y completos, con capacidad para administrar y controlar el flujo de potencia de las diferentes fuentes de energía y la carga de las

¹ SMA Solar Technology, <http://www.sma-iberica.com/es.html>.

baterías, a su vez que en el sistema híbrido solar-diésel instalado en Titumate¹ han sido implementados satisfactoriamente. En [26] se pueden apreciar los costos de los diferentes productos utilizados en el control, conversión e inversión de la energía (si es necesario) ya que algunos equipos incorporan la totalidad de estas funciones y presentan beneficios para la reducción de costos de mantenimiento y la administración de los equipos por personal calificado, ya que presentan una alta modularidad, incorporan toda una funcionalidad en una unidad compacta, además que se aplicarían en todas las microrredes de zonas apartadas, unificando las tecnologías presentes en estos territorios del país.

Además de los costos de adquisición de los equipos, se deben adicionar a estos los costos de instalación, transporte al sitio final de implementación, además de los costos de importación, impuestos y tasas, que en estos casos son normalmente tomados en cuenta.

D.7 COSTOS PRE OPERATIVOS

Los costos preoperativos son los rubros que contemplan los gastos iniciales en el estudio y construcción de los proyectos de energía y en general para proyectos que requieran una inversión. Estos costos son necesarios para determinar la factibilidad de los proyectos a ejecutar además de conocer de antemano condiciones necesarias para la ejecución y operación de las obras que se desarrollen en el sitio y de los equipos a instalarse, en el marco de un proyecto de generación de energía. En la tabla D.8 se muestran los elementos que componen los costos pre operativos:

¹ Titumate, corregimiento del municipio de Unguía, Departamento del Choco.

TABLA D. 8 . Elementos que conforman el componente de costos pre operativos.

Elemento	Descripción
Estudios e investigaciones	Estudios básicos para determinar el potencial energético
Predios	Costo de predios, servidumbre para la central eléctrica. Calcular el área de cada tecnología y hallar un costo unitario por hectárea
Infraestructura	Costos de obras de acceso, conexión, campamentos y oficinas.
Obras civiles	Costos de infraestructura física requerida para aprovechar el recurso energético
Equipos nacionales	Costo equipos procedencia nacional o importados por proveedores nacionales.
Equipos internacionales	Costo FOB: Costo en el puerto del país de origen del equipo
	Transporte marítimo seguro: porcentaje Costo FOB
	Arancel: De acuerdo a las disposiciones de ley. Se aplica al FOB y al transporte marítimo seguro
	IVA: Aplicado al costo FOB y al transporte marino seguro, teniendo en cuenta las exenciones por ley.
	Nacionalización, bodegaje, carta de crédito: Porcentaje Costo FOB
	Transporte, seguros internos: Porcentaje Costo FOB
Costo instalación: materiales y mano de obra para la instalación de la tecnología, característica de cada tipo.	
Inversiones ambientales	Estudios previos e inversiones iniciales para reducir impactos ambientales. Medidas de mitigación y compensación
Ingeniería	Costos diseños, interventoría y administración técnica y ambiental. Porcentaje del total de costos nacionales, importados y ambientales.
Imprevistos	En construcción: porcentaje de los costos totales de las obras civiles y de infraestructura.
	De Equipos: porcentaje de los costos de los equipos.
Financieros Pre operativos	Corresponde a los sobrecostos por la duración normal de la construcción de la central. Se estiman como porcentaje de los costos de inversión, ingeniería e imprevistos.

Ley pre operativos	Incluye todos los cargos por ley aplicados en la duración de las obras de construcción.
---------------------------	---

D.8 COSTOS OPERATIVOS

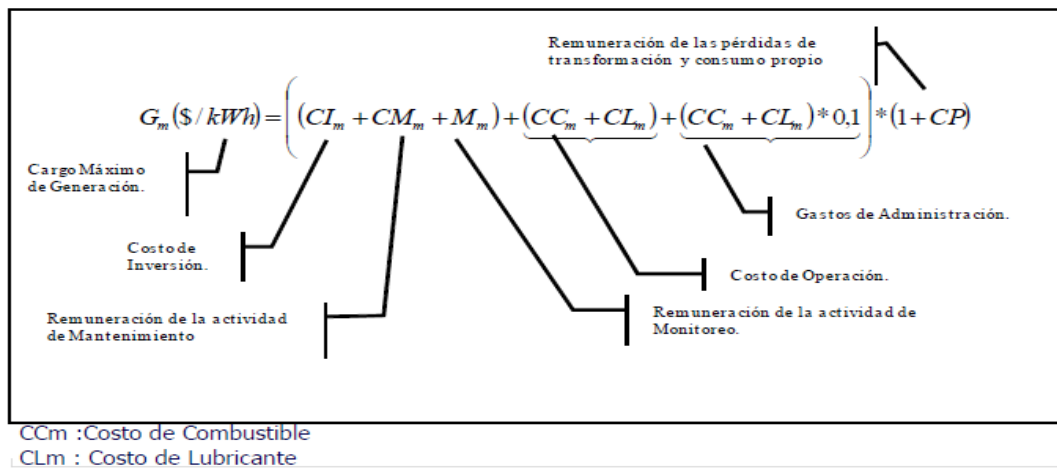
Los costos operativos constan de los elementos mostrados en la Tabla D.9

TABLA D. 9 Elementos que conforman el componente de costos operativos.

Ítem	Descripción
AOM	Fijo: Costos de funcionamiento de la empresa de generación
	Variable: Componente producto de la operación de la central de generación
Combustible	Componente importante de costos de naturaleza variable en las generaciones térmicas, biomasa y a partir de motores alternantes
Manejo Ambiental	Costos de planes de manejo ambiental, manejo de contingencias. Establecen como porcentaje de las inversiones requeridas.
Seguros	Pagos de seguros requeridos para un año de funcionamiento de la central y cobertura de riesgos. Considerado como porcentaje de los costos directos de inversión.
Cargos de ley operativos	Cargos aplicados durante el funcionamiento de la planta. Por ejemplo impuesto de industria y comercio, predial, etc.

Dentro de la política para la energización que se ha propuesto a través de los años para las zonas aisladas en el país, se ha tenido en cuenta solo 2 alternativas para suministrar energía eléctrica a los usuarios que habitan las ZNI; la interconexión al SIN por medio de la inyección de recursos por parte de entidades locales, territoriales y nacionales o la instalación de plantas de generación diésel. El esquema de costos para una planta diésel se presenta en la Figura 8.

FIGURA D. 1 Estructura general costos de generación para ZNI.



Para determinar los costos y algunas directrices generales para las nuevas fuentes energéticas, hidráulica, solar y eólica, para proyectos que incluyan otras fuentes generadoras de energía se debe solicitar los cargos pertinentes a la CREG. De acuerdo a un trabajo realizado por la Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (CORPOEMA) para el año 2012, se establecieron los costos de inversión para diferentes tecnologías de energía renovables sugeridos para el diseño de proyectos de energización con sistemas híbridos en ZNI y proyectados en periodos de 5 años hasta el 2020 [20].

ANEXO E

DATOS DE SIMULACIONES.

En este anexo se muestran los datos de entrada utilizados en la simulación con HOMER tanto en potencial energético de los recursos como en las tecnologías utilizadas.

TABLA E. 1 Datos de entrada para la simulación: Recursos energéticos disponibles.

Datos de entrada	Consideraciones
Radiación solar promedio diaria	Estimaciones de la radiación solar promedio diaria discriminada por cada uno de los meses del año, suministrada por el atlas de radiación solar de Colombia, 2005.
Índice de claridad	Calculado automáticamente por HOMER de acuerdo a la radiación solar registrada y a las coordenadas del sitio.
Localización	Coordenadas de la localidad en estudio
Velocidad del viento promedio mensual	Valores tomados del atlas de vientos de Colombia, 2005.
Altura sobre el nivel del mar	Altura de la localidad sobre el nivel del mar encontrado en portales de información geográfica
Hora de velocidad del viento máxima	Según el atlas de vientos y energía eólica en Colombia, Capítulo 4
Altura del anemómetro	Según el atlas de vientos y energía eólica en Colombia, Anexo 2.
Constante K de Weibull	Factor de forma de Weibull, que describe la amplitud de la distribución de la velocidad del viento durante un año. [típicamente 1,5 – 2,5]
Factor de correlación	Factor que describe el grado de dependencia de la velocidad del viento con respecto al comportamiento de la velocidad del viento antes del momento de medición. [típicamente 0,8 – 0,95]
Patrón de fuerza diurna	Grado de dependencia de la velocidad del viento con respecto al clima presente en la zona. [típicamente 0,0 – 0,4]

Perfil de velocidad del viento con respecto a la altura	Comportamiento de la velocidad del viento con respecto a la altura. [logarítmico – ley de potencia]
Coeficiente de rugosidad	Coeficiente que dimensiona el efecto de frenado del entorno en la velocidad del viento superficial [típicamente 0,00001 – 3]
Caudal promedio mensual	Caudal medido por medio de las estaciones hidrológicas del IDEAM o de cuentas compatibles hidrológicamente.
Caudal residual ecológico	Caudal de reserva para fines ecológicos excluido del caudal aprovechable por la turbina hidráulica
Promedio mensual de biomasa disponible	Cantidad de biomasa disponible en toneladas/día preparada para el gasificador.
Precio de la biomasa	Precio de adquisición de la biomasa, con los tratamientos necesarios para entrar al gasificador
Eficiencia del gasificador	Eficiencia del gasificador al transformar los kilogramos de biomasa a biogás.
Poder calorífico inferior de la biomasa	Capacidad de energía que desprende una unidad de biomasa al realizarse un proceso de oxidación y/o combustión
Precio del combustible diésel	Precio del combustible en el sitio del generador diésel.

TABLA E. 2 Datos de entrada para la simulación: Tecnologías energéticas

Datos de entrada	Consideraciones
TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS	
Costos de la tecnología	Para cada una de las tecnologías incluidas en la simulación se definen los siguientes costos: <ul style="list-style-type: none"> • Costo de capital • Costos de reemplazo • Costo AOM • Vida útil de los equipos en años o en horas de servicio.
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	
Altura disponible PCH	Altura aprovechable de caída de agua aplicada a la turbina

	hidráulica.
Caudal de diseño	Caudal nominal por el cual la turbina hidráulica genera la mayor energía.
Rango de caudal de trabajo	Caudal mínimo y máximo en el que podría empezar a generar la turbina hidráulica
Eficiencia de la turbina hidráulica	Eficiencia con que la turbina convierte la energía del agua en electricidad.
Características tubería hidráulica	Para el cálculo de las pérdidas debido a la tubería, se define: <ul style="list-style-type: none"> • Longitud de la tubería • Diámetro de la tubería • Material de la tubería
GENERADOR DIÉSEL Y BIOGÁS	
Horas de operación (vida útil)	Expresa las horas de operación normal antes de realizar un reemplazo superior
Rango mínimo de carga	Mínimo de carga admisible en el generador diésel o generador biogás.
Curva eficiencia combustible	Modela el consumo de combustible de los generadores diésel y biogás con respecto a su potencia de salida
Consumo de combustible sin carga	Consumo de combustible cuando se presentan valores menores que el valor mínimo de carga del generador
Modo de operación generadores	Pestaña en la cual se selecciona el modo de operación del generador, forzando funcionamiento encendido, apagado u optimizado, además de jornadas de trabajo entre semana o fines de semana. Se elige operación optimizada, con libertad de operación para toda la semana.
Factor de emisiones (diésel)	El software contiene factores establecidos para el combustible elegido y el tipo de generador.
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	

Factor de reducción	Factor que dimensiona el efecto negativo de la temperatura, la suciedad, entre otros en la potencia eléctrica del equipo.
Pendiente	Ángulo de inclinación del panel solar con respecto a la horizontal.
Orientación	Dirección de inclinación hacia la cual el panel se orienta para captar mayor cantidad de radiación solar (W o S)
Factor de reflexión	Porcentaje de la radiación solar incidente que es reflejada por el panel.
TURBINA DE VIENTO	
Tipo	HOMER incorpora un lista con los generadores más utilizados para diversas aplicaciones, en ella viene implícito diferentes características, en especial su curva de potencia.
Cantidad	Se define cuantas turbinas eólicas debe considerar HOMER para el análisis óptimo.
Altura rotor	Altura con respecto al suelo de la turbina eólica. Generalmente 25 m para turbinas menores a 50 kW, 50 m o 100 m para mayores.
DEMANDA DE ENERGÍA (CARGA)	
Perfil diario	Se deben ingresar las demandas de energía discriminadas por horas, día y mes del año. [kW]
Variabilidad	Estimación de la aleatoriedad de los consumos de los usuarios, para valores diarios y horarios.
Periodo de tiempo	Unidad de tiempo en la que se define el valor de demanda constante.
BATERÍAS	
Tipo	El software contiene en sus bibliotecas diferentes tipos de baterías con sus respectivas características técnicas; además permite ingresar un nuevo tipo de batería

Cantidad	Se definen cuantas baterías debe considerar HOMER para el funcionamiento óptimo.
Número de baterías en serie o cadena	El banco de baterías generalmente se configura con cadenas de baterías conectadas en paralelo, por tanto se debe estipular el número máximo de baterías en serie, para calcular el número total de baterías y de cadenas en paralelo.
Estado inicial de carga	Estado de carga de las baterías con las que inician a operar
CONVERTIDOR AC/DC	
Rangos de capacidades	Capacidades que HOMER considera para encontrar el funcionamiento optimo
Eficiencia inversor	Eficiencia con que el inversor convierte potencia AC en DC
Eficiencia rectificador	Eficiencia con que el rectificador convierte potencia AC en DC
OTROS	
Tasa de interés anual real	Tasa utilizada para convertir costos unitarios en costos anualizados
Duración del proyecto	Años en los que se tiene proyectado el funcionamiento del proyecto
Costo por energía no suministrada	Costos o penalidades por falta de suministro energético a los usuarios.
Unidad de tiempo para la simulación de la operación	Periodo mínimo en el cual HOMER encuentra el modo de operación de los elementos de la microrred.
Estrategia de despacho de potencia	Operación de la microrred de acuerdo al comportamiento de la carga o de acuerdo al ciclo de carga de los sistemas de almacenamiento (baterías).
Control de generadores	Características del funcionamiento de generadores dentro de la microrred: <ul style="list-style-type: none"> • Habilitar el uso de múltiples generadores • Habilitar el funcionamiento simultaneo de generadores

	<ul style="list-style-type: none"> • Permitir empleo de generadores con capacidad inferior a la carga pico
Índice de energía no suministrada	Porcentaje máximo de la demanda total en la cual el suministro de energía no fue prestado.
Fracción mínima de energía renovable	Requisito de uso de energía renovable para el suministro energético de la demanda estimada
Porcentaje de reserva	Cantidad de energía suministrada dedicada a la reserva para elevar confiabilidad de la configuración energética
Porcentaje potencia solar y eólica	Cantidad de la potencia de salida de las fuentes renovables destinada a reservar energía.

ANEXO F

PRODUCTOS DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

F.1. PARTICIPACION IX CONVENCION INTERNACIONAL SOBRE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO.

En el desarrollo del presente trabajo de investigación y de la mano con estudiantes de la Escuela de Trabajo Social de la Universidad Industrial de Santander, se realizó una ponencia titulada “Construcción de una política medioambiental para la formulación de proyectos de electrificación por medio del uso de energías renovables en Colombia” para la IX Convención Internacional sobre Medio Ambiente y Desarrollo, llevada a cabo desde el 6 al 12 de Julio de 2013, en La Habana, Cuba.

Esta ponencia recopiló los avances realizados en este trabajo en lo que se refiere a la revisión de los proyectos, documentos y normatividad vigente concerniente a proyectos de electrificación, política de energización y expansión de cobertura, además de los diferentes documentos sobre la energía renovable en Colombia. De la mano de una visión social y un compendio de sugerencias encontradas, se estableció un marco de política pública medioambiental para los proyectos de electrificación que incorporen energías renovables en Colombia. En esta ponencia se pueden resaltar diferentes aspectos importantes como lo son la identificación de diversas barreras que no permiten el desarrollo, expansión e implementación de energías renovables en Colombia y la postulación de estrategias a seguir por medio de las instituciones encargadas del sector, como del gobierno central y local para superar dichas barreras y concluyendo que es necesaria la construcción de una política pública que encierre en su totalidad todo un compendio de acciones necesarias en el sector eléctrico colombiano, que articuladamente brinde

condiciones favorables para la implementación y expansión de las energías renovables a lo largo del territorio nacional.

F.2. PARTICIPACION CONGRESO INTERNACIONAL SOBRE AGUA, RESIDUOS Y GESTION DE LA ENERGÍA.

El Congreso Internacional sobre Agua, Residuos y Gestión de la Energía, es un encuentro académico y científico donde, en el marco de un foro internacional se discute entorno a las áreas descritas y presentar las investigaciones realizadas por las instituciones participantes. En este importante evento se participó como ponentes, exponiendo la metodología propuesta en este trabajo de investigación, sus características, usos y alcances principales, así como una breve exposición de la situación actual de la cobertura energética en el territorio y la implementación de las energías renovables en el país. Se propone además dentro de la metodología un modelo de electrificación para zonas aisladas acorde a la situación actual y a la implementación de las soluciones energéticas más adecuadas y económicas para establecer suministro energético en condiciones mínimas de calidad, continuidad y confiabilidad. Por último se expusieron los resultados de la aplicación de la metodología en la región del Urabá Chocoano, mostrando las simulaciones concernientes a microrredes aisladas y microrredes en red, de acuerdo a la configuración híbrida en paralelo con suministro en AC que corresponde a la más recomendada para proyectos de funcionamiento aislado o modo isla. Para la región de estudio se expuso adicionalmente el análisis realizado y las conclusiones a que dieron lugar, para así brindar los primeros pasos para afrontar el problema de la expansión de cobertura del sistema eléctrico colombiano de la mano del desarrollo, expansión e implementación de tecnologías renovables en Colombia.

En el evento realizado en la ciudad de Oporto, Portugal, los días 16, 17 y 18 de Julio de 2014, se resaltó la importancia del trabajo de investigación para los procesos de expansión y consolidación de energías renovables, resaltando las

diferentes variables y datos utilizados en el completo análisis de las soluciones energéticas y exaltando los nuevos caminos abiertos que futuras investigaciones puedan recorrer para perfeccionar aún más la metodología propuesta, permitiendo a Colombia dar soluciones energéticas eficientes a zonas no interconectadas