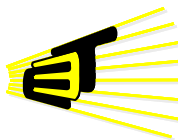


**PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE LA ENERGÍA  
ELÉCTRICA: CASO DE APLICACIÓN A ZONAS NO INTERCONECTADAS EN  
COLOMBIA**

**HENRY LEONARDO ARTEAGA MEDINA  
CRISTIAN LEONARDO MANRIQUE PÉREZ**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA  
Y DE TELECOMUNICACIONES**



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

**2015**

**PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE LA ENERGÍA  
ELÉCTRICA: CASO DE APLICACIÓN A ZONAS NO INTERCONECTADAS EN  
COLOMBIA**

**HENRY LEONARDO ARTEAGA MEDINA**  
**CRISTIAN LEONARDO MANRIQUE PÉREZ**

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

**Director**

**PhD. Gerardo Latorre Bayona**

**Co-director**

**M.Sc. Néstor Raúl Ortiz Pimiento**

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

**2015**

## AGRADECIMIENTOS

Inmensamente agradecidos con nuestra querida y grandiosa UIS; por todo el conocimiento adquirido, por todo aquello vivido en ella y por la calidad de los profesores que aman enseñar.

En especial agradecemos a:

Gerardo Latorre Bayona Doctor en Ingeniería Industrial, quien nos brindó su confianza, sus conocimientos, sus reflexiones, su apoyo y su tiempo, para la culminación del proyecto; formando parte de nuestro crecimiento como ingenieros electricistas.

Mariantonieta Molina Mantilla Magíster en Ingeniería Industrial, quien fue el autor del método de investigación aplicado - nuestra tutora y amiga durante todas las etapas del proyecto; brindándonos sus conocimientos, anécdotas y experiencia.

Los funcionarios del IPSE – German Neira y German Hernández, y el funcionario de la UPME – Javier Rodríguez. Quienes brindaron fuentes de información, conocimientos, colaboración y tiempo, para la evolución del proyecto.

Néstor Raúl Ortiz Pimiento Magister en Ingeniería Industrial, quien nos brindó sus conocimientos, colaboración y tiempo en las etapas de evolución del proyecto.

## DEDICATORIA

Este triunfo es destinado principalmente a mis padres, quienes han hecho esta realidad posible gracias a su apoyo continuo y motivación. En segunda instancia, quiero agradecer a mis hermanas por su perseverancia y dedicación, y a toda mi familia por aportar un granito de arena y creer sin duda en mí. Finalmente, a Cristian Manrique mi compañero y amigo.

**Henry Arteaga**

## DEDICATORIA

Dedico este logro a mi padre, quien me ha brindado y apoyado en todo lo necesario para el cumplimiento de esta meta. A mi familia quienes creen en mi sabiduría y en mis capacidades; en especial a mi hermano mayor “Andrés Manrique” quien es mi ejemplo de superación y una mano amiga en momentos difíciles. Y aquellos amigos que me brindaron su luz y alegría en mi continuo crecimiento personal y profesional; en especial a Henry Arteaga, mi compañero de proyecto de grado.

**Cristian Manrique**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	23
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO .....	25
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	25
1.2. JUSTIFICACIÓN .....	25
1.3. OBJETIVOS .....	26
1.3.1. Objetivo General. ....	26
1.3.2. Objetivos Específicos.....	26
2. COBERTURA SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	28
2.1. ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI).....	29
2. PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN (GEP) .....	29
3. MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO .....	31
3.1. MÉTODO DE SUMAS PONDERADAS .....	32
4. MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO.....	34
4.1. PROCESO DE ANÁLISIS JERÁRQUICO (AHP).....	34
5. SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN GAMS; SOLVER CPLEX .....	36
6. MODELO: “SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO Y MULTICRITERIO” .....	37

6.1. DEFINICIONES CONCEPTUALES DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO DEL MODELO .....	37
6.2. DEFINICIONES OPERATIVAS DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO DEL MODELO .....	37
6.3. CRITERIOS CUANTITATIVOS DEL MODELO .....	38
6.3.1. Criterio Económico.....	38
6.3.2. Criterio Ambiental. ....	38
6.3.3. Restricciones. ....	38
6.4. CRITERIOS CUALITATIVOS DEL MODELO .....	40
6.5. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DEL MODELO .....	40
6.6. ENFOQUE DEL MODELO.....	41
7. SELECCIÓN DE LOS NODOS DE ESTUDIO .....	42
8. DATOS REQUERIDOS POR EL MODELO .....	45
9. TECNOLOGÍAS Y FUENTES ENERGÉTICAS VIABLES A CONSIDERAR EN EL ESTUDIO.....	47
10. PARÁMETROS CUANTITATIVOS .....	48
10.1. DEMANDA PROYECTADA EN LOS NODOS .....	49
10.1.1. Carga Máxima <b>DM</b> .....	49
10.1.2. Demanda <b>D(t)</b> . ....	50
10.1.3. Curvas de Carga Diaria.....	53
10.1.4. Curvas De Carga Anual. ....	55
10.1.5. Tasa de Crecimiento de la Demanda.....	57
10.1.6. Proyección de la demanda en los nodos. ....	58
10.2. TECNOLOGÍAS Y FUENTES VIABLES EN LOS NODOS.....	63
10.2.1. Recurso Energético. ....	63
10.3. CAPACIDAD INSTALADA EN LOS NODOS .....	68

10.4. FACTOR DE CARGA ANUAL DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN .....	74
10.5. FACTOR DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> POR kW GENERADO .....	78
10.6. CANTIDAD DE FUENTE DE ENERGÍA (UNIDADES/KW) REQUERIDO EN CADA TECNOLOGÍA .....	81
10.7. MÁXIMA CAPACIDAD A INSTALAR (kW), EN EL HORIZONTE DE TIEMPO .....	83
10.8. TASA DE DESCUENTO PARA CALCULAR EL VALOR PRESENTE NETO (VPN): .....	86
10.9. COSTO DE INVERSIÓN Y GENERACIÓN TEGNOLOGÍAS DE ESTUDIO.....	87
10.9.1. Costos De Inversión Y Generación SFV.....	88
10.9.2. Costos De Inversión Y Generación SE. ....	91
10.9.3. Costos de Inversión y Generación en Sistemas de Generación a Partir de Biomasa Residual.....	92
10.9.4. Costos de Inversión y Generación Sistemas Térmicos.....	94
10.9.5. Costos De Inversión Y Generación Sistemas Hidráulicos.....	96
10.10. MÁXIMA INVERSIÓN DISPONIBLE.....	97
10.11. PRESUPUESTO PARA GENERACIÓN DISPONIBLE.....	100
10.12. PRESUPUESTO TOTAL DISPONIBLE .....	102
11. CRITERIOS CUALITATIVOS.....	103
11.1. ESTABLECIMIENTO DE PRIORIDADES UTILIZANDO AHP .....	106
12. RESULTADOS.....	111
12.1. RESULTADOS DEL MODELO EN GAMS.....	111
12.2. RESULTADOS EN HOMER POR LOCALIDAD .....	113
13. OBSERVACIONES.....	127
14. CONCLUSIONES .....	128

15. RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	132
ANEXOS.....	137

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Variables de decisión .....	37
Tabla 2. Notaciones del modelo.....	38
Tabla 3. Criterios cualitativos del modelo .....	40
Tabla 4. Nodos de estudio .....	43
Tabla 5. Informe mensual, telemetría IPSE 2014 .....	43
Tabla 6. Parámetros del modelo .....	45
Tabla 7. Tecnologías y fuentes de energía a considerar en el estudio .....	47
Tabla 8. Check List de datos cuantitativos del Modelo .....	48
Tabla 9. Carga máxima año 2013 – Localidades.....	50
Tabla 10. Demanda nodos de estudio .....	50
Tabla 11. Valores bases de los escenarios, para la proyección de la demanda....	56
Tabla 12. Crecimientos geométricos.....	58
Tabla 13. Resumen proyección .....	59
Tabla 14. Radiación solar por localidad 2013 .....	64
Tabla 15. Velocidad del viento por localidad 2013.....	64
Tabla 16. Biomasa disponible por localidad 2013.....	65
Tabla 17. Caudal máximo disponible por localidad 2013.....	65
Tabla 18. Proyección Diésel 2013 – 2023 .....	66
Tabla 19. Tecnología y fuentes viables en las localidades .....	67
Tabla 20. Capacidad instalada Acandí .....	68
Tabla 21. Capacidad instalada Leticia .....	69
Tabla 22. Capacidad Instalada Ciudad Mutis .....	71
Tabla 23. Capacidad Instalada en San Andrés.....	72
Tabla 24. Factores de carga para la capacidad instalada.....	77
Tabla 25. Factor de carga nueva capacidad.....	77
Tabla 26. Factor de emisiones de GEI estándar.....	80

Tabla 27. Resumen factor de emisión de GEI (CO <sub>2</sub> ), en el uso de electricidad.....	80
Tabla 28. Cantidad de fuente de energía para la capacidad existente .....	82
Tabla 29. Cantidad de fuente de energía para nueva capacidad instalada .....	83
Tabla 30. Crecimiento demanda máxima Acandí .....	84
Tabla 31. Crecimiento demanda máxima Leticia .....	84
Tabla 32. Crecimiento demanda máxima Ciudad Mutis.....	85
Tabla 33. Crecimiento demanda máxima San Andrés.....	85
Tabla 34. Máxima capacidad a instalar en el horizonte de tiempo.....	86
Tabla 35. Costos SFV para Acandí, AOM anuales. ....	89
Tabla 36. Costos SFV para Leticia, AOM anuales. ....	90
Tabla 37. Costos SFV para Ciudad Mutis, AOM anuales. ....	90
Tabla 38. Costos SFV para San Andrés, AOM anuales. ....	90
Tabla 39. Costos SE para San Andrés, AOM anuales.....	91
Tabla 40. Costo Biomasa para Gasificación AOM anuales .....	93
Tabla 41. Costo de la Biomasa como Combustible para Gasificación .....	93
Tabla 42. Costo de la Biomasa por localidad.....	94
Tabla 43. Costos Motores alternativos de Combustión interna 0,011-0,22 MW ....	95
Tabla 44. Costos Motores alternativos de Combustión interna 0,35-1,35 MW .....	95
Tabla 45. Consolidado información técnica costo diésel ZNI.....	96
Tabla 46. Costo de inversión, AOM anuales Hidroelectricidad .....	97
Tabla 47. Resultados PIEC 2013-2017.....	99
Tabla 48. Utilidades netas operadores localidades.....	101
Tabla 49. Variaciones anuales - utilidades netas.....	101
Tabla 50. Presupuesto total Disponible .....	102
Tabla 51. Orden jerárquico para cada pareja fuente –tecnología respecto a los subcriterios.....	105
Tabla 52. Escala de valoración de Saaty .....	106
Tabla 53. Matriz de comparación de subcriterios –Criterio Técnico.....	108
Tabla 54. Matriz de comparación de subcriterios – Criterio Social .....	108
Tabla 55. Matriz de comparación de subcriterios – Criterio Ambiental .....	108

Tabla 56. Clasificación general de prioridades respecto a cada criterio .....	109
Tabla 57. Matriz de comparación de criterios .....	109
Tabla 58. Clasificación AHP – Matriz de prioridades .....	110
Tabla 62. Capacidad a instalar – Acandí .....	111
Tabla 63. Capacidad a instalar - Ciudad Mutis .....	111
Tabla 64. Capacidad a instalar –Leticia .....	112
Tabla 66. Capacidad a generar - Acandí .....	112
Tabla 67. Capacidad a generar – Ciudad Mutis.....	112
Tabla 68. Capacidad a generar – Leticia .....	113

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Mapa de Colombia de prestación de servicio ZNI .....	44
Figura 2. Consumo de potencia Acandí .....	51
Figura 3. Consumo de potencia Leticia.....	51
Figura 4. Consumo de potencia Ciudad Mutis - Bahía Solano.....	52
Figura 5. Consumo de potencia San Andrés .....	52
Figura 6. Curva de carga promedio diaria mensual Acandí .....	54
Figura 7. Curva de carga promedio diaria mensual Leticia.....	54
Figura 8. Curva de carga promedio diaria mensual Ciudad Mutis - Bahía Solano.....	54
Figura 9. Curva de carga promedio diaria mensual San Andrés.....	55
Figura 10. Curva de carga anual Acandí .....	55
Figura 11. Curva de carga anual San Andrés .....	56
Figura 12. Evolución de la demanda de energía en las ZNI .....	58
Figura 13. Proyección Anual de la demanda Acandí .....	59
Figura 14. Proyección Mensual de la demanda Acandí.....	60
Figura 15. Proyección Anual de la demanda Leticia .....	60
Figura 16. Proyección Mensual de la demanda Leticia.....	61
Figura 17. Proyección Anual de la demanda Bahía Solano - Mutis .....	61
Figura 18. Proyección Mensual de la demanda Ciudad Mutis - Bahía Solano .....	62
Figura 19. Proyección Anual de la demanda San Andrés.....	62
Figura 20. Proyección Mensual de la demanda San Andrés .....	63
Figura 21. Diagrama unifilar de la localidad de Acandí.....	69
Figura 22. Diagrama unifilar de la localidad de Leticia.....	70
Figura 23. Diagrama unifilar de la localidad de Ciudad Mutis .....	71
Figura 24. Diagrama unifilar de la localidad de San Andrés .....	72
Figura 25. Casa de máquinas unidad A y unidad C, San Andrés Islas.....	73
Figura 26. Costo de inversión tecnologías de estudio .....	97

Figura 27. Costo de generación tecnologías de estudio.....	98
Figura 28. Valor presente neto por tecnología Acandí.....	114
Figura 29. Características eléctricas Acandí.....	114
Figura 30. Generación con PCH Acandí.....	115
Figura 31. Generación con Diésel Acandí.....	115
Figura 32. Generación con Biomasa Acandí.....	116
Figura 33. Generación con la Capacidad existente Acandí.....	116
Figura 34. Emisiones de GEI Acandí.....	117
Figura 35. Valor presente neto por tecnología Ciudad Mutis.....	117
Figura 36. Características eléctricas Ciudad Mutis.....	118
Figura 37. Generación con PCH Ciudad Mutis.....	118
Figura 38. Generación con Diésel Ciudad Mutis.....	119
Figura 39. Generación con Biomasa Ciudad Mutis.....	119
Figura 40. Emisiones de GEI Ciudad Mutis.....	120
Figura 41. Valor presente neto por tecnología San Andrés.....	120
Figura 42. Emisiones de GEI San Andrés.....	121
Figura 43. Valor presente neto por tecnología Leticia.....	121
Figura 44. Características eléctricas Leticia.....	122
Figura 45. Generación con PCH Leticia.....	122
Figura 46. Generación con la Capacidad existente Leticia.....	123
Figura 47. Generación con Biomasa Leticia.....	123
Figura 48. Banco de baterías Leticia.....	124
Figura 49. Conjunto de inversores Leticia.....	124
Figura 50. Emisiones de GEI Leticia.....	125
Figura 51. Generación por tipo de fuente localidades de estudio.....	125
Figura 52. Valor presente neto localidades de estudio.....	126

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS VIABLES PARA LOS NODOS DE ESTUDIO Y SUS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS. ....	137
ANEXO B. METODOLOGÍA DE COSTOS EMPLEADA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS. ....	138
ANEXO C. METODOLOGÍA CUALITATIVA AHP. ....	139
ANEXO D. INFORMACIÓN, DATOS (RESULTADOS) Y CALCULOS PARA EL MODELO (ARCHIVO EXCEL). ....	140
ANEXO E. MODELADO EN HOMER (ARCHIVO HOMER). ....	141

## LISTA DE SIGLAS

- AHP:** Proceso Analítico Jerárquico
- AOM:** Administración, Operación y Mantenimiento
- CDT:** Certificados de Depósito a Terminó
- CNM:** Centro Nacional de Monitoreo
- CPLEX:** Programa de Solución de Alto Rendimiento para la Programación Lineal
- DANE:** Departamento Nacional de Estadística
- DTF:** Tasa de colocación y captación
- ENAM:** Energía para el Amazonas (Sociedad Anónima de Energía para el Amazonas S.A.E.S.P)
- FAER:** Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
- FAZNI:** Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
- FNR:** Fondo nacional de regalías
- FOES:** Fondo de Energía Social
- Fuel Oil 6:** Combustóleo
- GAMS:** Sistema General de Modelo Algebraico
- GEI:** Gases de Efecto Invernadero
- GEP:** Planificación de expansión en generación
- HOMER:** Generación Distribuida e Híbrido Renovable
- ICEE:** Índice de Cobertura de Energía Eléctrica
- IPSE:** Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas en Zonas No Interconectadas.
- MACI:** Motor Alternativo de Combustión Interna
- MGEP:** Planificación de la Expansión en Generación Multiobjetivo
- PCH:** Pequeña central hidráulica

**PIEC:** Plan Indicativo de Expansión de Cobertura

**SE:** Sistemas Eólicos

**SFV:** Sistemas Fotovoltaicos

**SIAME:** Sistema de información Ambiental Minero Energético

**SIMEC:** Sistema de información Minero Energético Colombiano

**SIEL:** Sistema de Información Eléctrico Colombiano

**SIN:** Sistema interconectado nacional

**SI3EA:** Sistema de Información de Eficiencia Energética y Energías Alternativas

**SUI:** Sistema Único de Información

**SSPD:** Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

**UPME:** Unidad de Planeación y Promoción Minero Energética

**VPN:** Valor Presente Neto

**VSS:** Viviendas Sin Servicio de Energía

**ZNI:** Zonas no Interconectadas

## RESUMEN

**TÍTULO:** PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN EN GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA: CASO DE APLICACIÓN A ZONAS NO INTERCONECTADAS EN COLOMBIA.\*

**AUTORES:** HENRY LEONARDO ARTEAGA MEDINA, CRISTIAN LEONARDO MANRIQUE PÉREZ.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Capacidad a Instalar, Capacidad a Generar, FAZNI, ZNI, Demanda de Energía, SIN, CNM, Proyección de la Demanda, SUI, Presupuesto.

**DESCRIPCIÓN:** Se llevará a cabo un caso de aplicación de planeación de la expansión de la generación de energía eléctrica, para las comunidades de Acandí (Choco), Leticia (Amazonas), Ciudad Mutis (Choco) y San Andrés (Archipiélago de San Andrés y Providencia), ubicadas en Zonas No Interconectadas del sistema eléctrico Colombiano. El estudio se realizará aplicando un modelo de optimización conformado por los métodos Multiobjetivo y Multicriterio, desarrollado en la maestría de Ingeniería Industrial – por Mariantonieta Molina Mantilla, bajo la dirección del profesor Néstor Raúl Ortiz Pimiento; aplicando la metodología de sumas ponderadas, empleando el software de programación GAMS, utilizando el solver CPLEX y aplicando la metodología AHP en programación en Excel. En términos generales el modelo requiere de parámetros cuantitativos, los cuales son la entrada de la programación en GAMS conformada por el criterio económico y por criterio ambiental, éstos sujetos a restricciones, como resultado se obtiene 10 alternativas viables dadas por pesos de importancia, éstas son la entrada de la programación en Excel que jerarquiza por prioridad de criterios y subcriterios, para obtener como resultado una óptima solución. El modelo permite determinar el plan de inversión en generación eléctrica, la capacidad a instalar, la capacidad a generar y la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> a un horizonte de planeación de 10 años, minimizando costos de inversión y considerando el mínimo impacto ambiental; de acuerdo con el problema de optimización formulado se brinda una solución de ingeniería integral al problema de planificación de la expansión en generación en ZNI en Colombia e incluye fuentes alternativas de generación. Como complemento los parámetros cuantitativos son utilizados como entrada al software de optimización Homer el cual brinda óptimas soluciones por localidad.

---

\*Proyecto de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director PhD. Gerardo Latorre Bayona. Codirector M.Sc. Néstor Raúl Ortiz Pimiento.

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPANSION PLANNING IN ELECTRICITY GENERATION: AN APPLICATION TO AREAS NOT INTERCONNECTED IN COLOMBIA.\*

**AUTHORS:** HENRY ARTEAGA LEONARDO MEDINA, CRISTIAN LEONARDO MANRIQUE PÉREZ.\*\*

**KEYWORDS:** Ability to Install, Capacity to Generate, FAZNI, ZNI, Energy Demand, SIN, CNM, Designing Demand, SUI, Budget.

**DESCRIPTION:** It will hold a planning application if the expansion of power generation for communities Acandí (Choco), Leticia (Amazonas), Ciudad Mutis (Choco) and San Andrés (Archipelago of San Andres and Providencia) , located in non-interconnected areas of the Colombian electrical system. The study will be conducted using an optimization model consists of the Multiobjective and multicriteria methods, developed in the mastery of Industrial Engineering - by Mariantonieta Mantilla Molina, under the direction of Professor Nestor Raul Ortiz pepper; applying the methodology of weighted sums using GAMS software programming, using the CPLEX solver and applying the AHP methodology of programming in Excel. Overall, the model requires quantitative parameters, which are input GAMS programming shaped by economic criteria and environmental criteria, they are subject to restrictions as a result 10 viable alternatives given by importance weights are obtained, these are the entry of programming in Excel that ranks by priority of criteria and sub-criteria, to result in an optimal solution. The model allows to determine the plan of investment in electricity generation capacity installed, the ability to generate and the amount of CO2 emissions a planning horizon of 10 years, minimizing investment costs and considering the minimal environmental impact; according to the optimization problem formulated a comprehensive engineering solution to the problem of expansion planning in generation ZNI in Colombia is provided and includes alternative generation sources. To complement the quantitative parameters are used as input to Homer optimization software which provides optimal solutions by location.

---

\* Degree Work

\*\*Faculty of Physics-Mechanical Engineering. Faculty of Electrical, Engineering and Telecommunications, Electronics. Director PhD. Gerardo Latorre Bayona. Codirector M.Sc. Néstor Raúl Ortiz

## INTRODUCCIÓN

Para realizar el suministro de potencia y energía en el territorio nacional se cuenta con dos clases de sistemas: El sistema interconectado nacional SIN y los sistemas aislados de las Zonas no Interconectadas ZNI; estos sistemas se diferencian por la cantidad de potencia y energía demandada, así como por la capacidad instalada. El SIN tiene un alto nivel de cobertura en las ciudades ubicadas sobre las cordilleras, y se abastece primordialmente de fuentes Hídricas. Por su parte, los sistemas de las ZNI presentan baja cobertura y su principal fuente de generación es el diésel.

A partir de la constitución de 1991 el estado reconoce la obligación de prestar servicios públicos a cada habitante del país, para lo cual crea fondos de inversión y toma el papel de ejecutor de los recursos – procurando garantizar la disponibilidad de los mismos para aplicarlos en la ampliación de cobertura. En consecuencia, el estado administra fondos públicos como el FNR, el FAER y el FAZNI; y fondos privados como el FOES; cuyos recursos se aplican a proyectos de inversión en infraestructura.

En el sector eléctrico el objetivo principal es ampliar la cobertura nacional del suministro de energía eléctrica, aplicando los recursos de los fondos correspondientes atendiendo a criterios de prioridad - según la factibilidad y necesidad en cada departamento. En ese sentido, la UPME viene desarrollando una labor importante en la configuración de planes de expansión de cobertura para zonas que tienen factibilidad de interconexión al SIN. Por su parte, el IPSE está encargado, principalmente, de proyectar y planificar soluciones energéticas para las ZNI. También en esa línea de acción, la UIS ha venido trabajando de

forma independiente y en convenio con el IPSE, en procura de llevar soluciones energéticas a zonas no interconectadas.

En ese orden de ideas, con el objetivo de buscar alternativas de solución para ampliar la cobertura de las zonas no inter-conectables en Colombia; en el trabajo de grado propuesto se utilizará el modelo de optimización desarrollado en la tesis de maestría de ingeniería industrial – por Mariantonieta Molina Mantilla, bajo la dirección del profesor Néstor Raúl Ortiz Pimiento. A partir del mismo, se buscará un conjunto de alternativas de expansión en generación de energía eléctrica; aplicando técnicas de optimización multiobjetivo y multicriterio, para seleccionar una única solución que presente menor costo de inversión y de operación - considerando minimizar impacto ambiental - para un horizonte de 10 años.

## 1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

### 1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Es evidente que las zonas no interconectadas presentan falta de cobertura, principalmente por grandes distancias al SIN y dificultad en el acceso, lo que conlleva a elevados costos en inversión, operación y mantenimiento en líneas y redes de distribución de energía eléctrica<sup>1</sup>. Esas zonas presentan baja densidad poblacional y sus habitantes tienen niveles de ingresos reducidos, lo que implica que no haya cierre financiero en los proyectos de interconexión a red; haciéndolas no inter-conectables al SIN. En consecuencia, la alternativa posible y requerida es la generación local. Por tanto, se ve la necesidad de realizar estudios que suministren una opción factible de generación local, que no supere el presupuesto FAZNI, que minimice los costos de inversión, tenga en cuenta los recursos energéticos en la localidad y cuide del medio ambiente; teniendo en cuenta criterios cualitativos: técnicos, sociales, ambientales y físicos.

### 1.2. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad la fuente de mayor consumo para la generación en las zonas no interconectadas es el diésel<sup>2</sup>. Sin embargo, la dificultad en el transporte y el impacto ambiental – como fuente convencional de energía – sugiere la necesidad de explorar otras opciones que acudan a fuentes locales y alternas de energía. En consecuencia, de acuerdo con el objetivo principal de ampliar la cobertura, es necesario diversificar la matriz energética implementando fuentes no

---

<sup>1</sup> IPSE, “Energía Social Para La Prosperidad,” 2013.

<sup>2</sup>UPME, “Plan indicativo de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2006.

convencionales de energía. Por consiguiente, se requieren estudios que permitan obtener modelos híbridos para suministrar la demanda en las diferentes épocas del año, y de esta manera garantizar un criterio de sostenibilidad y confiabilidad.

Al diversificar la matriz energética aumenta la cantidad de alternativas para cada punto de demanda en las zonas no interconectadas, y de esa forma se puede aprovechar la capacidad solar, eólica, hídrica y de los residuos de los cultivos de cada región (Biomasa). Con ello se reducirían los costos de combustible y de su transporte, y se adaptarían las fuentes a las necesidades; para que de esa forma, con pocas unidades de generación de la tecnología más adecuada, se pueda suplir la demanda sin necesidad de un impacto social y ambiental considerable.

### **1.3. OBJETIVOS**

**1.3.1. Objetivo General.** Determinar alternativas de expansión en generación de la energía eléctrica a largo plazo, en Zonas No Interconectadas en Colombia, aplicando un modelo de optimización multiobjetivo y multicriterio; y considerando en la función objetivo costos e impacto ambiental.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Definir las zonas no interconectadas en Colombia que serán objeto de estudio, precisando el conjunto de nodos, y para cada nodo el tipo de fuente de energía posible (viento, radiación solar, biomasa, combustibles fósiles o caudal); así como las tecnologías a considerar.
- Recopilar información de los parámetros considerados como datos de entrada en el modelo multiobjetivo: Costos de inversión y operación asociados a la generación; Valores de operación para generación; Disponibilidad y consumo

por tipo de fuente de energía o tipo de combustible; Cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> por tecnología.

- Evaluar la información sobre criterios cualitativos requeridos para determinar la alternativa de solución en las Zonas No Interconectadas bajo estudio, como son: Técnicos, Sociales, Ambientales y Físicos.
- Aplicar el método de optimización multiobjetivo y multicriterio, utilizando programación en GAMS mediante solver CPLEX, a partir del método de sumas ponderadas y el método AHP, para solucionar el problema de planeación energética en zonas no interconectadas; identificando la alternativa a implementar (tecnologías y fuentes de generación), la capacidad de generación a instalar y cuánto generar en cada periodo del horizonte de tiempo.

## 2. COBERTURA SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

El estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población para lo cual deberá asumir los proyectos que los particulares no emprendan. La normatividad y la regulación del servicio público de electricidad exige que los suscriptores paguen los costos eficientes de prestación con sus propios recursos o que, de no ser posible lo anterior, estos sean cubiertos con recursos de contribución o recursos fiscales, es decir, que en ningún momento la empresa trabaje a pérdida<sup>3</sup>.

La formulación de un plan de expansión de cobertura de electricidad requiere de la definición y ejecución de proyectos financieramente auto sostenibles y del establecimiento del origen de los recursos que le den esta viabilidad. Para lograr esta sostenibilidad se debe buscar la estrategia más apropiada para cada tipo de zona, ya que la situación de las áreas urbanas es diferente a la de las rurales, y de igual forma, la situación de las zonas interconectadas presenta diferencias con respecto a las zonas no interconectadas.

En Zonas No Interconectadas (ZNI), se cuenta con el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), como la entidad que se encarga de planear y promocionar las soluciones energéticas más idóneas para estas regiones. El papel fundamental del IPSE es el de apoyar las zonas que requieren de una solución aislada, zonas que se encuentran en los andenes del territorio nacional.

---

<sup>3</sup> UPME, “Plan indicativo de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2002.

## 2.1. ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)

Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por ZNI a los municipios, corregimientos, localidades, y caseríos no interconectados al SIN, de acuerdo al artículo primero de la ley 855 de 2003.

Características ZNI, <sup>4</sup>:

- NBI > 77% (Nivel de Necesidades Básicas Insatisfechas)
- Zonas dispersas (Baja Densidad Poblacional)
- Bajo nivel de consumo promedio.
- Baja capacidad de pago.
- Bajo nivel de recaudo.
- Altos costos de prestación de servicio de energía eléctrica.
- Alto nivel de pérdidas.
- Bajo nivel de micro medición.

Problemas en la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI:

- Altos costos
- Empresas con baja capacidad financiera, administrativa y operativa
- Elevado nivel de pérdidas
- Bajo nivel de recaudo
- Insuficiente reconocimiento de costos
- Inoportuno giro de subsidios

## 2. PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN EN GENERACIÓN (GEP)

El problema se define como la determinación de qué, dónde, y cuando las unidades de generación deben implementarse sobre un periodo en el horizonte de planificación, para satisfacer la demanda de energía eléctrica prevista. El

---

<sup>4</sup> IPSE, "Energía Social para la Prosperidad," 2013.

problema GEP se considera difícil de resolver por varias razones. El primero resulta de la incertidumbre asociado con los datos de entrada, tales como el pronóstico de la demanda de electricidad, características económicas y técnicas de la evolución en las nuevas tecnologías de generación, los plazos de construcción y regulaciones gubernamentales. Una segunda dificultad resulta del hecho de que a menudo varios objetivos en conflicto deben ser considerados. Estos objetivos pueden incluir la minimización del coste del sistema, la maximización de la fiabilidad del sistema, y la minimización de la degradación ambiental<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> J. L. C. MEZA, M. B. Yildirim, and A. S. M. Masud, "A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 2, pp. 871–878, May 2007.

### 3. MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO

simultáneamente M objetivos, los cuales pueden ser contradictorios, en conflicto e inmensurables entre sí. Estos objetivos se evalúan mediante M funciones objetivo de la forma,<sup>6</sup>:

$$y_k = f_k(x) \quad k = 1, 2, \dots, M \quad (1)$$

Donde  $x$  es un vector de dimensión N, en el que cada componente indica el valor de un parámetro o variable de decisión de problema. Estos parámetros pueden estar sujetos a restricciones de la forma:

$$R_j(x) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, J. \quad (2)$$

De esta manera, un problema puede expresarse formalmente como:

$$\text{Optimizar } y = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_M(x)] \quad (3)$$

$$\text{Sujeto a } R(x) = [R_1(x), R_2(x), \dots, R_J(x)] \geq 0 \quad (4)$$

Siendo  $x = [x_1, x_2, \dots, x_N]$  el vector de decisión;  $y = [y_1, y_2, \dots, y_M]$  el vector objetivo o evolución correspondiente a  $x$ ; Optimizar se refiere indistintamente a minimizar o maximizar todas las funciones objetivo.

Al momento de comparar las soluciones surge el concepto de dominancia de Pareto. Sin pérdida de generalidad, para un caso de minimización se dice que un vector de decisión  $u$  domina o es mejor que otro vector de decisión  $v$ , denotado por  $u \prec v$ , sí y sólo sí:

---

<sup>6</sup> J. Q. L. M. C. and B. Barán, "Optimización de Enjambre de Partículas aplicada al Problema del Cajero Viajante Bi - objetivo," 2006.

$$f_i(u) \leq f_i(v) \quad \forall i \in \{1, 2, \dots, M\} \quad (5)$$

**Y además  $f_i(u) < f_i(v)$  para al menos un valor de  $i$**

Por otro lado, si  $u$  no domina a  $v$  y tampoco  $v$  domina a  $u$ , se dice que son soluciones no dominadas, no comparables o igualmente factibles, lo que se denota como  $u \sim v$ .

El conjunto de todas las soluciones en el espacio de decisión para las cuales no existen solución que las dominen se conocen como conjunto Pareto y a la imagen de este conjunto en el espacio objetivo se la conoce como Frente de Pareto.

Así, el objetivo de los métodos de optimización multiobjetivo basados en el enfoque dominancia de Pareto es encontrar el conjunto de Pareto del problema, o al menos una buena aproximación a este conjunto. El cual luego será la entrada del proceso de toma de decisiones, en el que se elige a una o más soluciones para ser aplicadas al caso práctico del problema.

### 3.1. MÉTODO DE SUMAS PONDERADAS

Método basado en la combinación de objetivos; en el que se optimizará el valor obtenido mediante la suma de los valores correspondientes a los distintos objetivos, multiplicados cada uno por un coeficiente de peso. Estos coeficientes de peso establecerán la importancia relativa de cada objetivo. El problema de optimización multiobjetivo se transforma así en otro de optimización escalar, que para el caso de la minimización será de la forma<sup>7</sup>.

$$\min \sum_{i=1}^k w_i * f_i(x) \quad (6)$$

---

<sup>7</sup> J. PACIELLO and H. MARTÍNEZ, "Optimización Multi-Objetivo Basada En Colonias De Hormigas Teoría Y Estrategias De Paralelización," Universidad Nacional De Asunción, 2006.

Donde  $w_i \geq 0$ , es el coeficiente de peso correspondiente al objetivo  $i$

Al agregar las funciones objetivo en una única función se obtiene una única solución óptima, correspondiente a la combinación lineal de valores asignados a los pesos  $w_i$ . Para obtener diferentes soluciones de Pareto óptimas, se puede asignar diferentes pesos  $w_i$  a las funciones objetivo y volver a optimizar la función  $f_i(x)$ .

Una consideración a tener en cuenta al utilizar este método es la necesidad de normalizar de los valores de la función objetivo en caso que las mismas posean distintos dominios de definición e inclusive estén medidas con distintas magnitudes.

El método de las ponderaciones no permite encontrar todo el conjunto de Pareto, ya que sólo puede generar puntos extremos o vértices de la frontera factible. Para cada combinación de factores poderdantes, se obtiene una nueva alternativa no dominada.

## 4. MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO

Empleados para problemas discretos en donde se desea seleccionar la mejor alternativa entre un grupo de opciones que son válidas para el decisor. La selección debe tener en cuenta criterios (objetivos) múltiples.

Se podría encontrar una solución adecuada para problemas continuos multiobjetivo entre las soluciones no dominadas (Frontera de Pareto), empleando métodos multicriterio<sup>8</sup>.

### 4.1. PROCESO DE ANÁLISIS JERÁRQUICO (AHP)

Este método se distingue por la forma en que se determinan los pesos de cada criterio. El método realiza comparaciones binarias por cada nivel de la jerarquía de criterios. Su popularidad se debe a<sup>9</sup>:

- Estructura Jerárquica: Organiza criterios y sub-criterios en niveles diferentes pero relacionados coherentemente.
- Interdependencia: Permite considerar la interdependencia de los niveles de un sistema.
- Consistencia: Permite guardar una consistencia lógica entre los juicios que emite el decisor para determinar prioridades en los criterios
- Síntesis: Permite obtener una apreciación general de la importancia de cada alternativa

---

<sup>8</sup> R. A. S. QUINTERO, G. P. J. ÁLVAREZ, J. I. V. UPEGUI, V. BOTERO, AND H. CABALLERO, "Desarrollo de técnicas para el manejo de incertidumbre e imprecisión en problemas de decisión con múltiples objetivos," Universidad Nacional, 2005.

<sup>9</sup> Ibid

- Su flexibilidad permite su utilización en gran variedad de problemas no estructurados.

Etapas del proceso analítico Jerárquico:

Etapa 1: Descomponer el problema complejo en una estructura jerárquica

Etapa 2: A juicio del decisor, realizar las comparaciones binarias:

- Criterios con criterios
- Alternativas con alternativas (dentro de cada criterio)

Etapa 3: Determinar los pesos para cada criterio.

Etapa 4: Determinar los pesos para cada alternativa dentro de cada criterio

Etapa 5: Evaluar la coherencia de los juicios emitidos por el decisor y seleccionar la mejor alternativa.

## 5. SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN GAMS; SOLVER CPLEX

El sistema de modelación algebraica general GAMS\* - modelado de programación matemática que permite resolver problemas lineales, no lineales y de optimización; utiliza un lenguaje de modelación, en donde el usuario puede escribir en un editor la formulación del modelo matemático, y luego aplica un Solver para resolver completamente el modelado, brindándole así un claro conocimiento de las condiciones de su modelo y de las consecuencias que tiene sobre él un cambio en el valor de cualquier variable. En problemas en los cuales se busca maximizar o minimizar una variable desconocida, teniendo en cuenta que el sistema de ecuaciones es un sistema lineal, cuadrático o de programación lineal entera mixta se utiliza el Solver CPLEX - diseñado para problemas extensos y difíciles, de una manera rápida y mínima intervención del usuario<sup>10</sup>.

---

\* The General Algebraic Modeling System is a high-level modeling system for mathematical programming problems

<sup>10</sup> J. C. T. ROA and G. S. B. ARDILA, GAMS aplicado a las ciencias económicas. Bogotá D.C., 2010, pp. 1–36

## 6. MODELO: “SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE INVERSIÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN MULTIOBJETIVO Y MULTICRITERIO”

A continuación, como marco de referencia se describe el modelo de optimización realizado por Mariantonieta Molina Mantilla, bajo la dirección del profesor Néstor Raúl Ortiz Pimiento<sup>11</sup>.

### 6.1. DEFINICIONES CONCEPTUALES DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO DEL MODELO

### 6.2. DEFINICIONES OPERATIVAS DE LAS VARIABLES DE ESTUDIO DEL MODELO

**Tabla 1. Variables de decisión**

Variable	Unidades de medida	Descripción
$X_{i,j,k,t}$	kW	<b>Capacidad a instalar</b> (Equipo de generación que se va a instalar en el nodo $i$ , para generar con la tecnología $j$ , con la fuente de generación $k$ , en el período de tiempo $t$ .)
$Y_{i,j,t}$	kW	<b>Demanda a generar</b> (Generación en el nodo $i$ , con la tecnología $j$ , con la fuente de generación $k$ , en cada período de tiempo $t$ .)
$\hat{S}_{i,k,t}$	U. Combustible	<b>Combustible o fuente</b> (Cantidad de combustible o fuente de generación tipo $k$ , adquirido en el mercado interno, si está disponible para el nodo $i$ , en el período de tiempo $t$ .)
$H_{i,j,k,t}$	kW	<b>Capacidad instalada</b> (Cantidad de capacidad instalada acumulada en el nodo $i$ , con la tecnología $j$ , con la fuente de generación $k$ , en cada período de tiempo $t$ .)

<sup>11</sup> Mariantonieta Molina Mantilla, “Selección d Alternativas d Inversión e Generación d Energía Eléctrica a artir d Técnicas De Optimización Multiobjetivo Y Multicriterio,” 2014, Pp. 1–46.

**Tabla 2. Notaciones del modelo**

Índice	Descripción
i	<b>Nodos de demanda</b> i (1,N), siendo <b>N</b> la totalidad de los nodos de estudio.
j	<b>Tipo de tecnología</b> j (1,J), Siendo <b>J</b> tecnologías de generación.
k	<b>Fuentes de energía</b> k(1,K). Siendo <b>K</b> los tipo de fuentes o combustibles.
t	<b>Periodo de tiempo</b> t (1,T), Siendo <b>T</b> un horizonte de planeación en años

### 6.3. CRITERIOS CUANTITATIVOS DEL MODELO

**6.3.1. Criterio Económico.** Funciones objetivo minimizar costos; costos de inversión y costos de generación (valor presente neto):

$$M_{in}F_1 = \sum_{t \in T} (1+r)^{-t} \left[ \sum_{i \in N} \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} I_{i,j,k,t} * X_{i,j,k,t} + \sum_{i \in N} \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} C_{i,j,k,t} * Y_{i,j,k,t} + \sum_{i \in N} \sum_{k \in K} CS_{i,k,t} * \hat{S}_{i,k,t} + \sum_{i \in N} \sum_{k \in K} CI_{i,k,t} * \hat{I}_{i,k,t} \right] \quad (7)$$

**6.3.2. Criterio Ambiental.** Funciones objetivo minimizar las emisiones de GEI: gases efecto invernadero - CO<sub>2</sub>

$$M_{in}F_2 = \sum_{t \in T} \left[ \sum_{i \in N} \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} E_{i,j,k} * Y_{i,j,k,t} \right] \quad (8)$$

La definición de los parámetros cuantitativos de las funciones objetivo y de las restricciones, están definidos en la tabla 6.

**6.3.3. Restricciones.** Las funciones objetivo, se encuentran sujetos a las siguientes restricciones:

- **Balance de energía en los nodos:** La cantidad a generar debe ser igual a la demanda; es decir, considerando nodos únicos.

- **Capacidad de generación instalada (disponible) acumulada:** La capacidad total por periodo es igual a la capacidad instalada en el periodo anterior más la capacidad que se va a instalar en el periodo actual.
- **Reserva en la capacidad instalada:** La capacidad acumulada debe ser mayor o igual que la demanda por un factor de reserva, previendo un posible futuro incremento en la demanda planeada.
- **Capacidad máxima de generación:** La capacidad generada no debe superar la capacidad instalada acumulada. Se considera el factor de generación (Factor de carga) del equipo.
- **Nivel máximo admisible de capacidad a instalar:** La capacidad de generación acumulada debe ser inferior al nivel máximo que establece un límite a la cantidad total instalada en el horizonte de planeación. Teniendo en cuenta que existen recursos limitados en las fuentes de energía, especialmente en las energías renovables (viento, radiación, biomasa, caudal, entre otros) y un área disponible para generación de energía.
- **Cantidad de combustible requerido para generación en el nodo:** La cantidad total de combustible requerido está restringido, por un límite máximo de combustible disponible en el nodo, más las cantidades de combustible que se debe comprar en el mercado interno.
- **Cantidad máxima de combustible disponible en el mercado interno o local:** La cantidad de combustible a comprar en el mercado interno debe ser inferior a la cantidad del combustible disponible en el mercado interno en el período de tiempo.
- **Inversión máxima en nueva capacidad a instalar:** La inversión en nueva capacidad a instalar debe ser inferior al presupuesto máximo de inversión en nuevas unidades (FAZNI).
- **Restricción presupuestal en costos totales:** Existe un presupuesto máximo total para inversión en nuevas unidades o expansión en la capacidad de generación; para generar, operar e instalar nuevas unidades de generación, en cada período de tiempo.

- **No negatividad en las variables de decisión**

#### 6.4. CRITERIOS CUALITATIVOS DEL MODELO

**Tabla 3. Criterios cualitativos del modelo**

<b>Técnico</b>	<b>Confiabilidad del suministro</b>
	<b>Madurez tecnológica</b>
<b>Social</b>	<b>Generación de empleo</b>
	<b>Aceptabilidad Social</b>
	<b>Uso de la tierra y recursos naturales</b>
<b>Ambiental</b>	<b>Afectación al ecosistema</b>
	<b>Estética</b>
<b>Físico</b>	<b>Accesibilidad: Vías de acceso al lugar</b>

#### 6.5. DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DEL MODELO

El modelo se fundamenta en dos métodos: el método multiobjetivo y el método multicriterio. La implementación de métodos multiobjetivo y multicriterio de manera conjunta garantiza una solución integral del problema de planificación de la expansión en generación<sup>12</sup>.

**MGEP (Multiobjective Generation Expansion Planning):** Este problema se formula considerando múltiples objetivos y consiste en seleccionar las alternativas de inversión (tecnologías; convencionales o no convencionales) a implementar, a partir de una o varias fuentes de energía renovable o no renovable, o combinación de las anteriores (Sistemas Híbridos); considerando las características energéticas del sistema. El modelo obtiene la expansión en capacidad y generación

---

<sup>12</sup> MOLINA MANTILLA Mariantonieta, "Selección De Alternativas De Inversión En Generación De Energía Eléctrica A Partir De Técnicas De Optimización Multiobjetivo Y Multicriterio," 2014, Pp. 1–46.

multiperíodo, en un horizonte de planeación a largo plazo, para diferentes nodos simultáneamente.

**La optimización Multicriterio:** El modelo tiene en cuenta criterios cualitativos que no se tienen en cuenta en el método Multiobjetivo; tanto sociales, técnicos y físicos. Para ello, utiliza el método AHP; el cual permite seleccionar una alternativa de solución para el conjunto de nodos. De esta forma, contribuye a resolver de manera apropiada el problema de seleccionar en toma de decisiones en planeación energética.

## 6.6. ENFOQUE DEL MODELO

El modelo se enfoca en lo siguiente,<sup>13</sup>:

- ¿Qué alternativas implementar, identificando tecnologías y fuentes de generación en cada nodo?
- ¿Qué capacidad de generación instalar?
- ¿Cuánto generar en cada período de tiempo?
- ¿Cuándo implementar cada alternativa en el horizonte de planeación?

---

<sup>13</sup> Ibid, pp. 1–46.

## 7. SELECCIÓN DE LOS NODOS DE ESTUDIO

Para la selección de los nodos de estudio en zonas no interconectadas del país, se verificó el cumplimiento de las siguientes características específicas:

- Ser cabecera municipal <sup>14</sup>
- Tener información Registrada en el SUI, SIMEC (SIEL, SIAME, SI3EA), NASA – RETScreen, Telemetría IPSE y en la SSPD.
- Estar clasificado como ZNI y disponer del suministro de energía eléctrica por un período de 16 a 24 horas; de acuerdo con la información de Telemetría CNM IPSE 2014.
- Disponer de estudios complementarios en energías renovables (Solar, Eólica, Biomasa, PCH), realizados por el IPSE, la UPME, o la UIS; entre otros.
- Pertenecer a una zona no Interconectable al SIN; de acuerdo con las proyecciones PIEC 2013 – 2017.

Esto con la finalidad de obtener datos confiables, actualizados y reales de los nodos de estudio; procurando que la demanda y la capacidad instalada no desaparezcan por motivos de orden público, por desplazamiento de actividades económicas de las comunidades, o por proyecciones de interconexión en Colombia (PIEC 2013 - 2017).

Para este estudio, tomando como referencia las especificaciones anteriores, se seleccionaron los siguientes nodos, tablas 4 y 5; y figura 1:

---

<sup>14</sup> DANE, “Codificación de la División Político- Administrativa de Colombia,” 2014.

**Tabla 4. Nodos de estudio**

Nombre Departamento	Nombre Municipio	Nombre Centro Poblado	Tipo Centro Poblado
CHOCÓ	ACANDÍ	ACANDÍ	CABECERA MUNICIPAL (CM)
AMAZONAS	LETICIA	LETICIA	CABECERA MUNICIPAL (CM)
CHOCÓ	BAHÍA SOLANO	CIUDAD MUTIS	CABECERA MUNICIPAL (CM)
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA	SAN ANDRÉS	SAN ANDRÉS	CABECERA MUNICIPAL (CM)

Fuente: Modificado de [10]

**Tabla 5. Informe mensual, telemetría IPSE 2014**

LOCALIDAD (CM)	Población (DANE)	Unidades de generación	Tipos de generación	Circuitos de distribución Local	Capacidad Operativa (kW)	Promedio Diario de Prestación de Servicio	Usuarios
ACANDÍ	5.195	2	Generadores Diesel	1	2.000	16:52:00	2.400
LETICIA	25.365	6	Generadores Diesel	6	19.303	23:57:00	8246
CIUDAD MUTIS	4.651	3	PCH (1), Generadores Diesel (2)	1	2.780	23:59	1600
SAN ANDRÉS	42.641	16	Generadores Diesel	13	57.574	24:00:00	16729

Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual De Telemetría Octubre," 2014.

Figura 1. Mapa de Colombia de prestación de servicio ZNI



Fuente: IPSE and CNM, "Mapa Colombia prestación de servicio ZNI," [http://186.154.241.109/ps\\_cnm/](http://186.154.241.109/ps_cnm/), 2014. .

## 8. DATOS REQUERIDOS POR EL MODELO

Los datos requeridos por el modelo son parámetros cuantitativos, que deben ser identificados y recopilados de las fuentes de información ya mencionadas en los criterios para la selección del nodo, fuentes relacionadas con investigaciones en ZNI en Colombia y estudios complementarios en energías renovables.

Los parámetros de entrada del modelo se presentan en la tabla 6 <sup>15</sup>[9].

**Tabla 6. Parámetros del modelo**

Tipo de parámetro	Parámetro	Unidades de medida	Descripción
<b>Costos de Inversión</b>	<b>Mt</b>	<b>USD</b>	<b>Máxima inversión disponible (Expansión) por año</b>
	<b>Pt</b>	<b>USD</b>	<b>Presupuesto total disponible (Generación y Expansión) por año</b>
	$I_{i,j,k,t}$	<b>[USD/kW]</b>	<b>Costo Unitario (nueva capacidad)</b>
<b>Costo de operación</b>	$C_{i,j,k,t}$	<b>[USD/kW]</b>	<b>Costo Unitario (generación)</b>
	$CS_{i,k,t}$	<b>[USD/U. Combustible]</b>	<b>Costo Unitario (combustible mercado interno)</b>
	$CI_{i,k,t}$	<b>[USD/U. Combustible]</b>	<b>Costo Unitario (combustible mercado externo)</b>
<b>Operación en Generación</b>	$D_{i,t}$	<b>kW</b>	<b>Demanda</b>
	$F_{j,k}$	<b>%</b>	<b>Factor de carga</b>
	$L_{i,j,k}$	<b>kW</b>	<b>Capacidad máxima (Horizonte de tiempo)</b>

<sup>15</sup> Mariantonieta Molina Mantilla, “selección de alternativas de inversión en generación de energía eléctrica a partir de técnicas de optimización multiobjetivo y multicriterio,” 2014, pp. 1–46.

Tipo de parámetro	Parámetro	Unidades de medida	Descripción
	$PD_{i,t}$	kW	Proyección de la Demanda
Disponibilidad y consumo por tipo de fuente de energía o tipo de combustible	$W_{i,j,k,t}$	[U. Combustible/kW]	Factor de consumo
	$R_{i,k,t}$	[U. Combustible]	Combustible disponible (en el nodo)
	$S_{i,k,t}$	[U. Combustible]	Combustible disponible (mercado interno) por año
Impacto ambiental	$E_{j,k}$	[U. CO2/kW]	Emisiones

Fuente: MOLINA MANTILLA, Marianonieta. “selección de alternativas de inversión en generación de energía eléctrica a partir de técnicas de optimización multiobjetivo y multicriterio,” 2014, pp. 1–46.

## 9. TECNOLOGÍAS Y FUENTES ENERGÉTICAS VIABLES A CONSIDERAR EN EL ESTUDIO

Consistió en buscar alternativas energéticas que son viables para una comunidad o población no interconectada; investigando los recursos energéticos (potencial energético), y técnicos con los que cuenta la localidad. En el ANEXO A, se presenta la descripción de las tecnologías viables para los nodos de estudio y sus especificaciones técnicas.

La metodología de costos descrita en el ANEXO B, presenta las variables y las ecuaciones necesarias para dimensionar cada sistema (tecnología y fuente) y determinar los costos de acuerdo al potencial energético, en las ZNI de estudio. La tabla 7 especifica las tecnologías y fuentes viables para los nodos objetos de estudio.

**Tabla 7. Tecnologías y fuentes de energía a considerar en el estudio**

Combustible o Fuente de Energía		Tecnología		
Diésel (ACPM) o Combustóleo		Grupo Electrónico		
Vientos		Eólica	Aerogeneradores	Turbina eje Horizontal
Radiación Solar		Solar	Fotovoltaica	Silicio puro poli cristalino
Agua (Caudal)		Hidráulica	Mini-CH	Turbina Pelton
			PCH	
Madera	Biomasa Solida (Gasificación - Syngas)	Planta de Gasificación mas Grupo Electrónico		
Bagazo				
Residuos forestales y/o Agrícolas				
Caña Panelera				
Cultivos energéticos				

## 10. PARÁMETROS CUANTITATIVOS

Se elaboró un Check List de datos de entrada para cada localidad, con la finalidad de recopilar los parámetros requeridos por el modelo multiobjetivo; que son: costos de inversión, costos de operación y operación en generación, disponibilidad y consumo por tipo de fuente de energía o tipo de combustible e impacto ambiental (CO<sub>2</sub>). En la columna localidad se especificó **Si**, al aplicar dicho parámetro o **N/A**, al no aplicar; en la columna referencia se especificó el documento, la página en donde se halla el dato o el cómo se obtuvo determinado parámetro; y en la columna dato se especificó el (los) dato(s) obtenidos, como se encuentra en el ANEXO D.

**Tabla 8. Check List de datos cuantitativos del Modelo**

No.	Parámetro	Localidad	Referencia	Dato
1	Demanda proyectada en el nodo			
2	Tecnologías y Fuentes viables en el nodo			
3	Capacidad instalada actual existente en el nodo			
4	Factor de carga anual de las unidades de generación			
5	Cantidad de emisiones por cada kW generado			
6	Cantidad de fuente de energía (unidades/kW) requerido en cada tecnología			
7	Máxima capacidad a instalar (kW) en el horizonte de tiempo			
8	Costo de inversión (USD/kW) en nuevas unidades de generación para cada tecnología y su fuente de energía. Si existe capacidad instalada; costo (USD) de adicionar un (kW) a la capacidad instalada.			
9	Tasa de descuento para calcular el valor presente neto %.			
10	Costo asociado a la generación: Administración, Operación, y Mantenimiento en el nodo, para cada tecnología y su fuente de energía.			
11	Costo (USD/unidades) de fuente de energía existente en el nodo (adquisición y transporte).			
12	Costo (USD/unidades) de fuente de energía (adquisición y transporte) en el mercado interno en cada nodo. Comprado en Colombia.			

No.	Parámetro	Localidad	Referencia	Dato
13	Máxima inversión disponible (USD) en nuevas unidades de generación en cada año del periodo de tiempo en el conjunto de nodos.			
14	Presupuesto total disponible (USD): Costo de inversión y generación, costo asociado al combustible (adquisición y transporte) en el nodo proveniente del mercado interno, externo y existente.			
15	Recurso energético. Cantidad (unidades) de fuente de energía disponible para el sistema de generación. Existente en el nodo, en el año actual.			
16	Recurso energético. Cantidad (unidades) de fuente de energía disponible adquirido en el mercado interno para cada nodo en cada año.			

Fuente: MOLINA MANTILLA, Mariantonieta. “selección de alternativas de inversión en generación de energía eléctrica a partir de técnicas de optimización multiobjetivo y multicriterio,” 2014, pp. 1–46.

## 10.1. DEMANDA PROYECTADA EN LOS NODOS

Para calcular la proyección de la demanda en las ZNI de estudio, se caracterizó: la carga máxima (demanda máxima), la demanda de energía, las curvas de carga diaria, curvas de carga anual y la tasa de crecimiento.

**10.1.1. Carga Máxima *DM*.** Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

**Tabla 9. Carga máxima año 2013 – Localidades**

ACANDÍ (ACANDÍ - CHOCÓ)		LETICIA ( LETICIA - AMAZONAS)		CIUDAD MUTIS (BAHÍA SOLANO - CHOCÓ)		SAN ANDRÉS (SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA)	
Mes	[kW]	Mes	[kW]	Mes	[kW]	Mes	[MW]
Septiembre	790,24	Septiembre	7057,02	Septiembre	1185,8	Junio	29,25

**10.1.2. Demanda  $D(t)$ .** Es la cantidad de energía que un consumidor utiliza en cualquier intervalo de tiempo. Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico<sup>17</sup> [13].

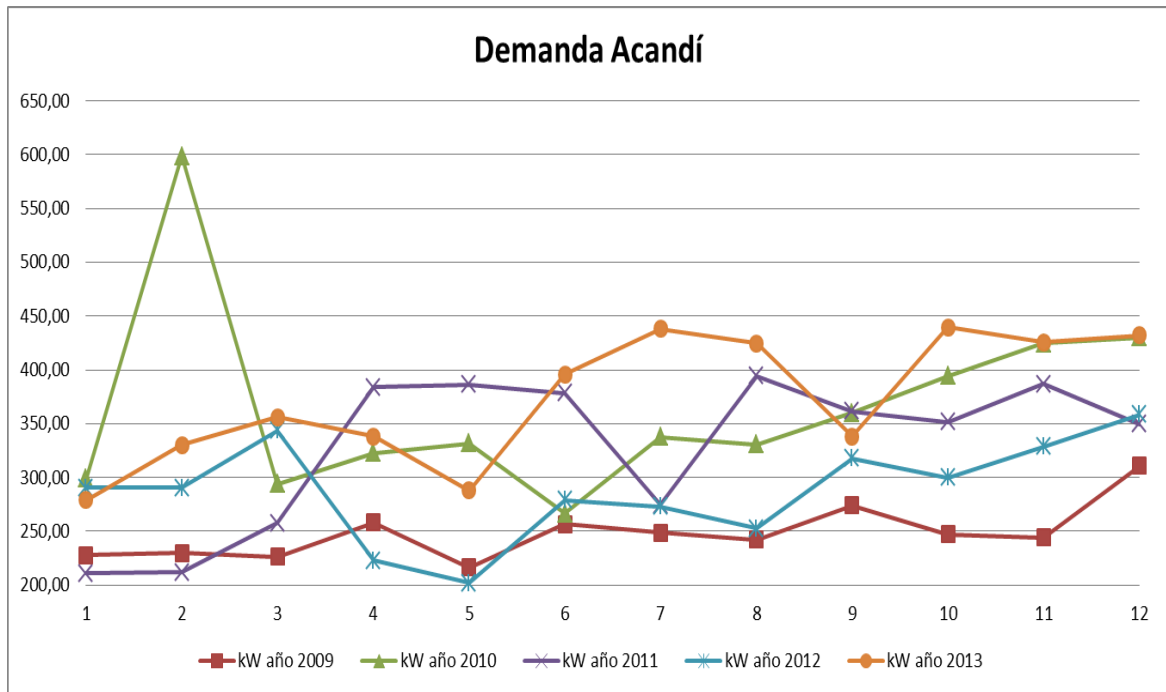
Los datos obtenidos de la demanda fueron recopilados de los reportes que cada operador de red u operador local de la ZNI de estudio, tuvo que reportar en el SUI (Sistema único de información), según indicaciones de las SSPD. Los reportes de los cuales se recopiló la información son los siguientes: Información comercial de los prestadores de la ZNI, consumos facturados en kWh, plantas, y compra de combustible y aspectos de generación.

**Tabla 10. Demanda nodos de estudio**

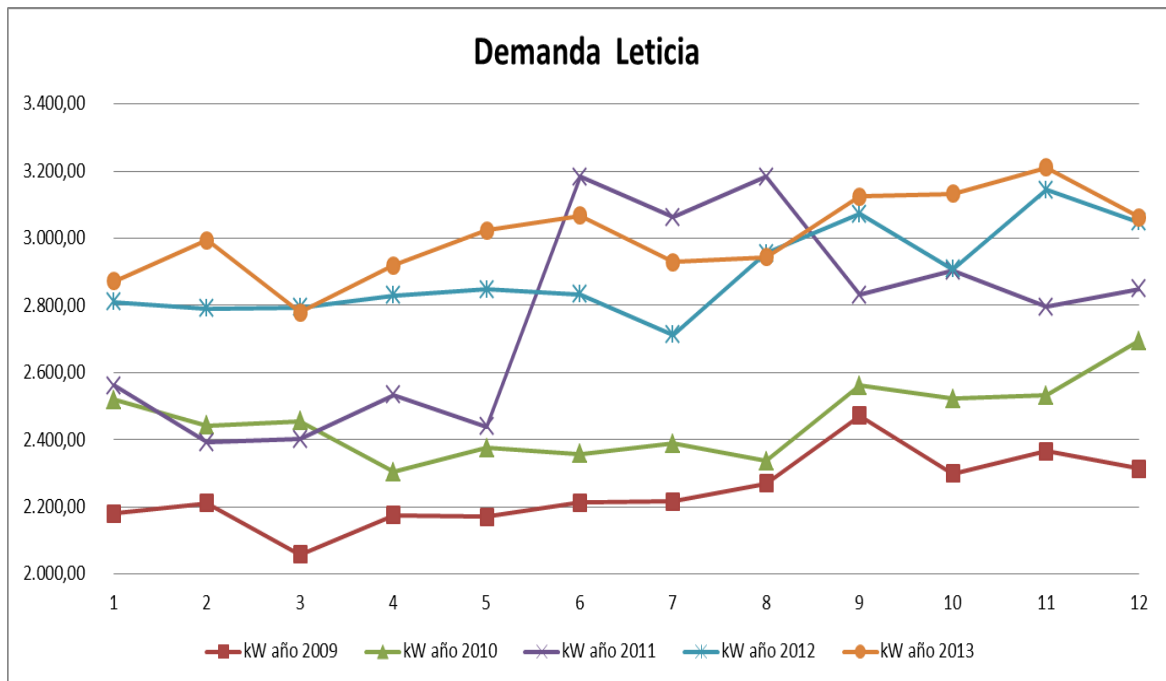
Localidad	[kWh] año 2009	[kWh] año 2010	[kWh] año 2011	[kWh] año 2012	[kWh] año 2013
<b>Acandí</b>	1.521.081,00	2.238.963,00	2.013.324,00	1.763.959,00	2.287.495,96
<b>Leticia</b>	19.399.942,00	21.232.705,00	23.859.889,00	25.017.686,00	25.965.175,00
<b>Ciudad Mutis</b>	4.948.354,00	5.033.676,00	4.951.919,00	4.801.484,00	4.914.597,00
<b>San Andrés</b>	80.603.063,00	101.226.106,00	93.517.094,00	117.557.199,00	127.837.024,00

<sup>17</sup> S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

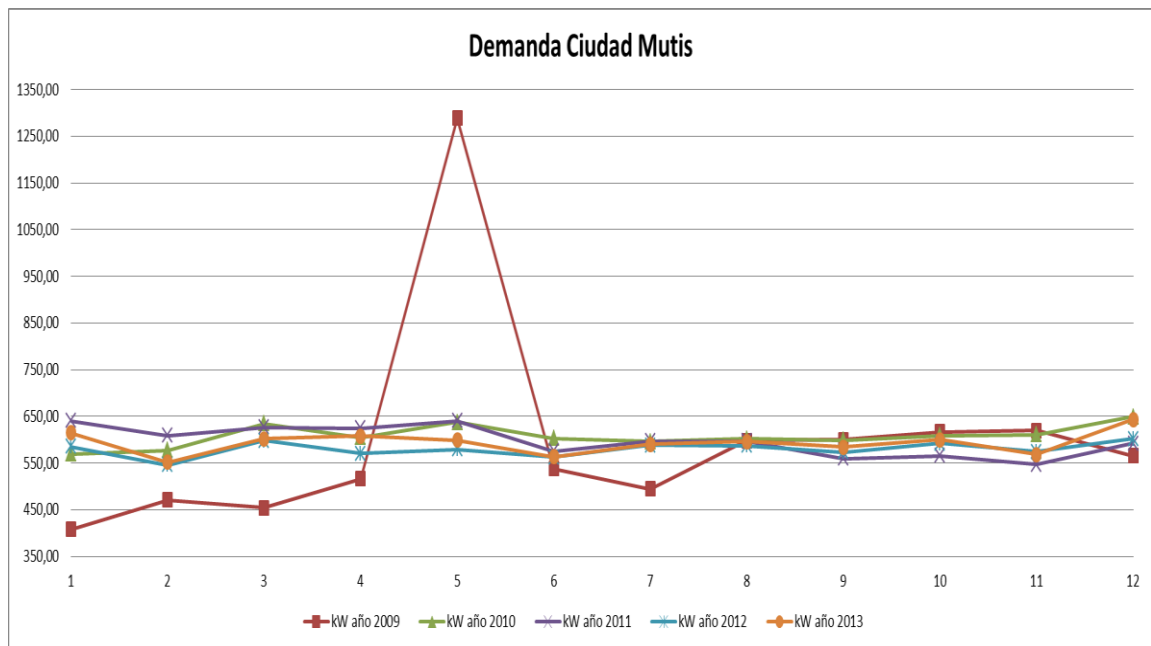
**Figura 2. Consumo de potencia Acandí**



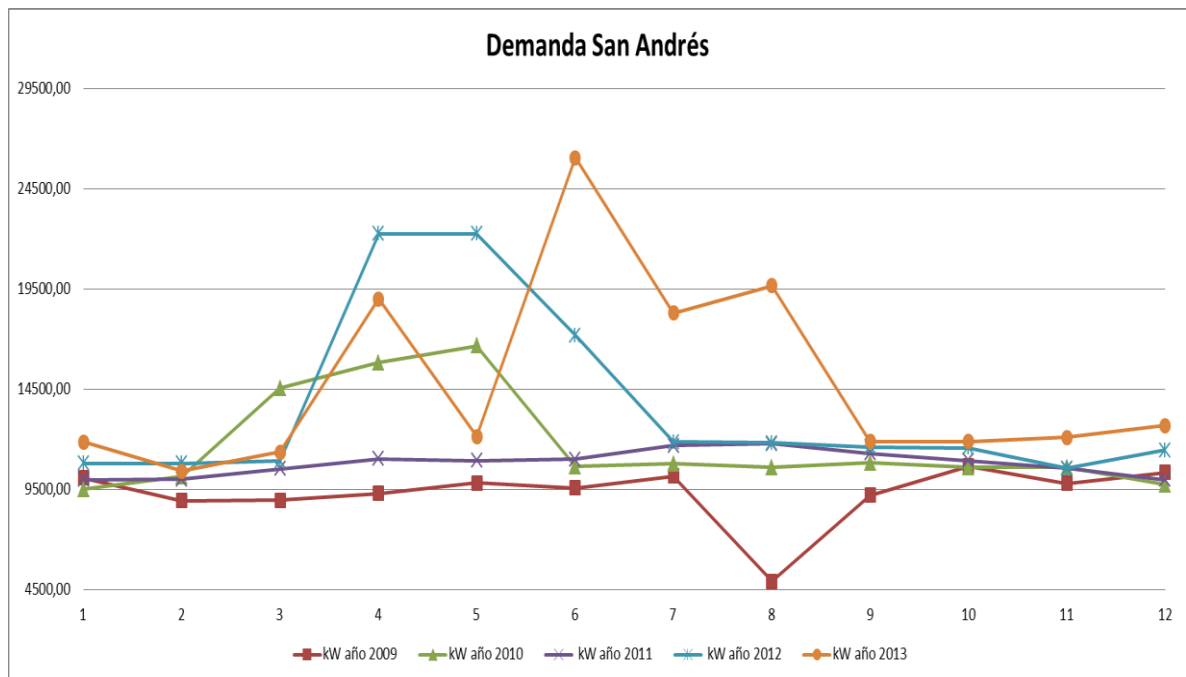
**Figura 3. Consumo de potencia Leticia**



**Figura 4. Consumo de potencia Ciudad Mutis - Bahía Solano**



**Figura 5. Consumo de potencia San Andrés**



Como se puede verificar en las curvas de demanda dadas, figura 2 a la figura 5, no existe un marcado crecimiento en el consumo de potencia año tras años; presentando incluso algunos comportamientos erráticos en determinados momentos del período de observación. Las posibles causas para esos comportamientos pueden ser:

- Racionamientos en horas pico.
- Incremento en las horas de prestación del servicio de energía eléctrica.
- Mantenimiento del parque de generación.
- Problemas en la prestación del servicio de energía respecto a años anteriores.

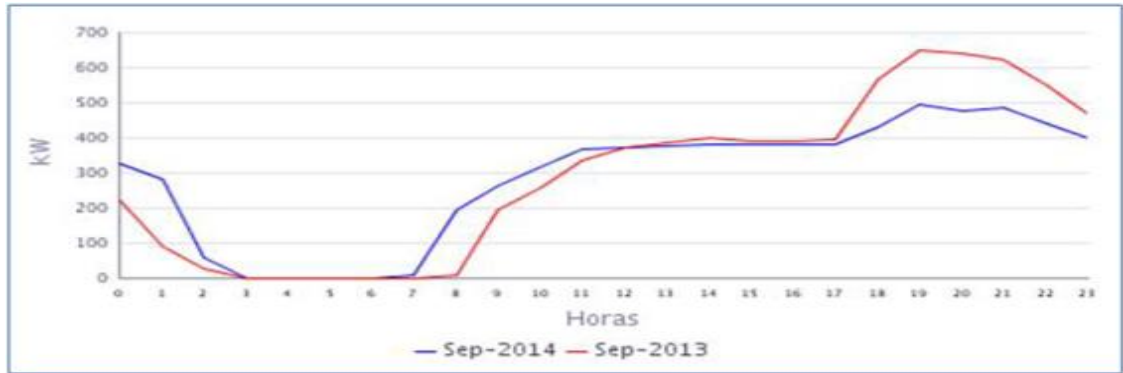
**10.1.3. Curvas de Carga Diaria.** Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema. En ese sentido, permiten seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución<sup>18</sup>.

Las curvas de carga diarias típicas de las ZNI de estudio, se presentan en las figuras 6, 7, 8 y 9. Siendo predominantes las cargas residencial y comercial.

---

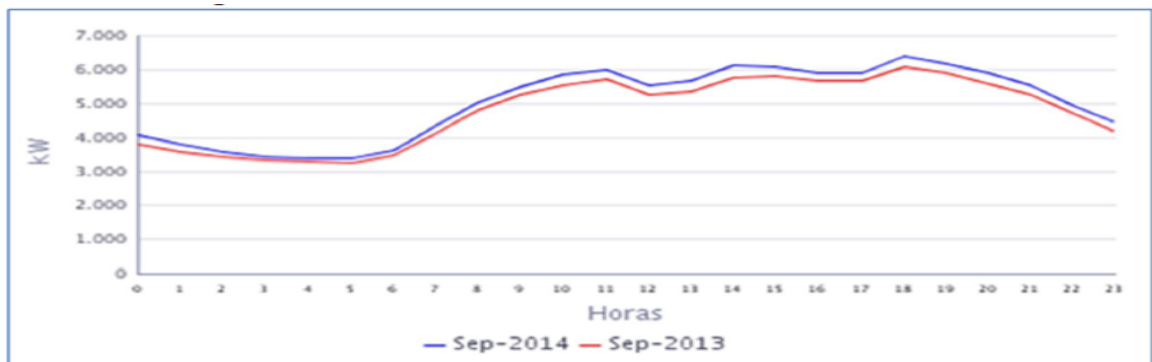
<sup>18</sup> S. R. Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

**Figura 6. Curva de carga promedio diaria mensual Acandí**



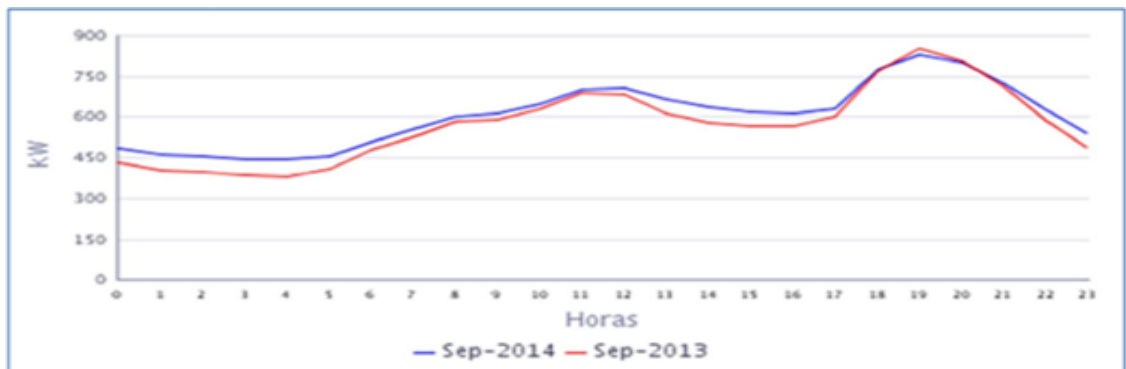
Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

**Figura 7. Curva de carga promedio diaria mensual Leticia**



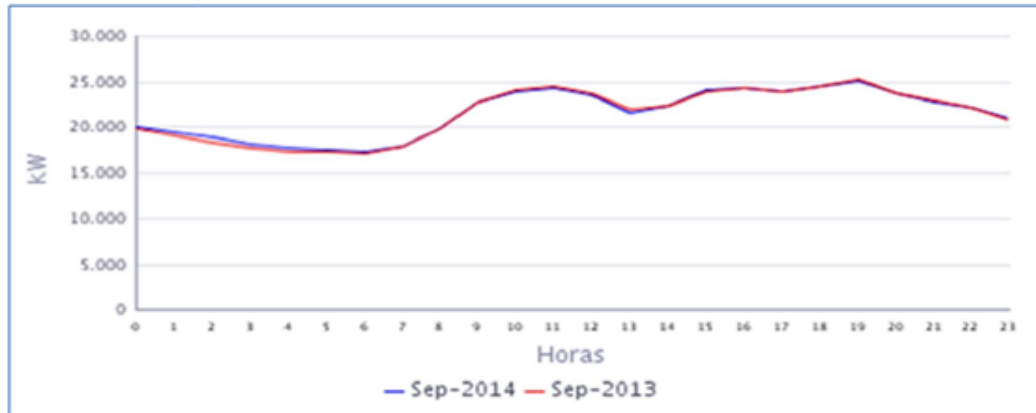
Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

**Figura 8. Curva de carga promedio diaria mensual Ciudad Mutis - Bahía Solano**



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

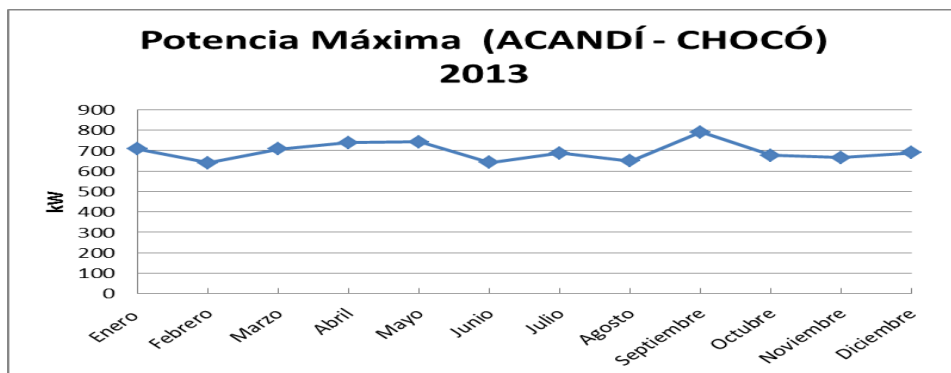
Figura 9. Curva de carga promedio diaria mensual San Andrés



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

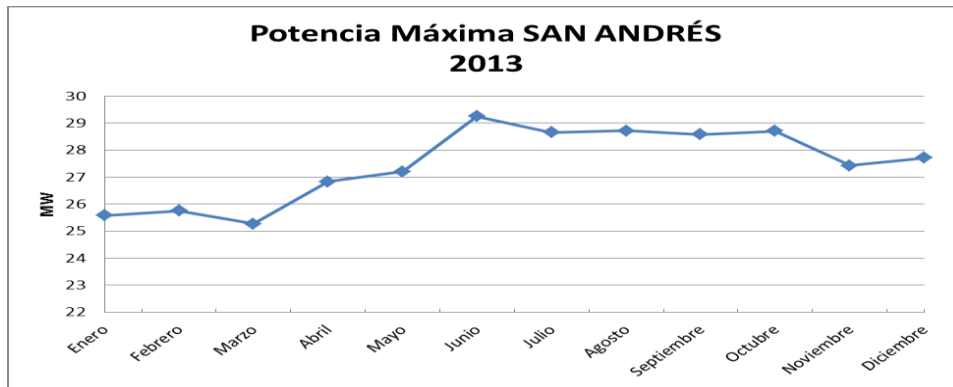
**10.1.4. Curvas De Carga Anual.** Estas curvas muestran la forma como se está incrementando la carga durante dicho periodo y ayuda en la deducción de la rata de crecimiento de la demanda. Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, y permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan<sup>19</sup>. A continuación se presentan las curvas de carga anual de Acandí y San Andrés.

Figura 10. Curva de carga anual Acandí



<sup>19</sup> S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

**Figura 11. Curva de carga anual San Andrés**



No fue posible obtener las curvas de carga anual de las localidades de Ciudad Mutis y Leticia, debido a que en los informes de Telemetría no se hallaron los datos de los meses correspondientes a enero y febrero de Ciudad Mutis, noviembre y diciembre de Leticia del 2013.

Tomando como referencia las curvas de carga anual de los nodos de estudio, se especificaron los valores bases de las potencias máximas para las proyecciones de la demanda. El año base es el 2013.

**Tabla 11. Valores bases de los escenarios, para la proyección de la demanda**

<b>ACANDÍ (ACANDÍ - CHOCÓ)</b>		
Escenarios de proyección	Meses	Potencias Máximas [kW] 2013
Alto	Septiembre	790,24
Medio	Julio	687,28
Bajo	Febrero	639,32
<b>LETICIA ( LETICIA - AMAZONAS)</b>		
Escenarios de proyección	Meses	Potencias Máximas [kW] 2013
Alto	Septiembre	7057,02
Medio	Junio	6590,58
Bajo	Julio	6440,48
<b>CIUDAD MUTIS ( BAHÍA SOLANO - CHOCÓ)</b>		
Escenarios de proyección	Meses	Potencias Máximas [kW] 2013
Alto	Septiembre	1185,8
Medio	Diciembre	930,86
Bajo	Junio	885,72
<b>SAN ANDRÉS ( SAN ANDRÉS -ARCHIPIELAGO DE SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA )</b>		
Escenarios de proyección	Meses	Potencias Máximas [kW] 2013
Alto	Junio	29245,04
Medio	Noviembre	27422,91
Bajo	Marzo	25273,54

**10.1.5. Tasa de Crecimiento de la Demanda.** En estos casos, y teniendo en cuenta la escasez de datos estadísticos confiables y en cantidad suficiente para permitir aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico; con base en los siguientes factores:

- El crecimiento demográfico.
- El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsibles.
- El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda se obtuvo mediante análisis estadístico de datos históricos; materializados en las curvas de carga anual y las curvas de demanda, “tomando como mínimo los últimos 4 años” y el crecimiento de la población. La tasa de crecimiento geométrico está dada por<sup>20</sup>:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_0}} - 1 \quad (9)$$

*Donde:*

$D_0$ : *Demanda actual*

$D_n$ : *Demanda para el período de proyección (cargas de diseño).*

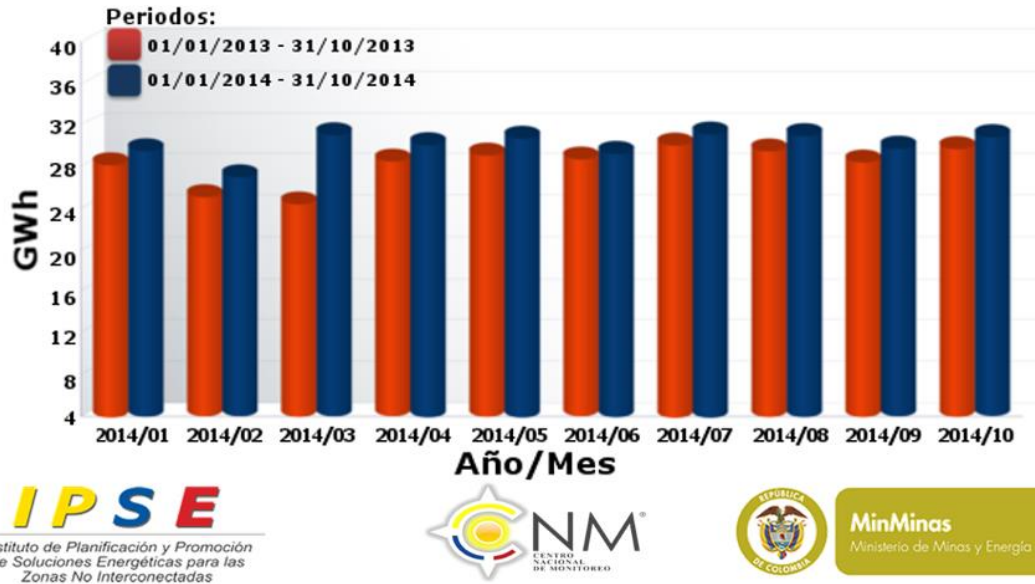
$n$ : *Período de proyección.*

En la figura 12 se observa la concordancia que existe en las curvas de carga diaria, respecto al crecimiento de la demanda en las ZNI.

---

<sup>20</sup> S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

**Figura 12. Evolución de la demanda de energía en las ZNI**



Fuente: IPSE and CNM, “Informe general,”[en línea] disponible en: <http://186.154.241.109/cnm/#>, 2014. .

Los datos históricos de demanda (Curvas de demanda) obtenidos en el SUI, presentan crecimientos; con excepción de la localidad de Ciudad Mutis. Por tal razón, se determinó el crecimiento demográfico (DANE 2005 – 2020) de los nodos de estudio; que se relaciona directamente con el crecimiento de la demanda. En la Tabla 12 se presentan las tasas de crecimiento geométrico de los datos históricos de la demanda y de la población de las ZNI en estudio.

**Tabla 12. Crecimientos geométricos**

Localidad	Crecimiento de la demanda %	Crecimiento de la población %
Acandí	2,68	-0,88
Leticia	1,89	0,85
Ciudad Mutis	-0,17	0,26
San Andrés	3,06	0,85

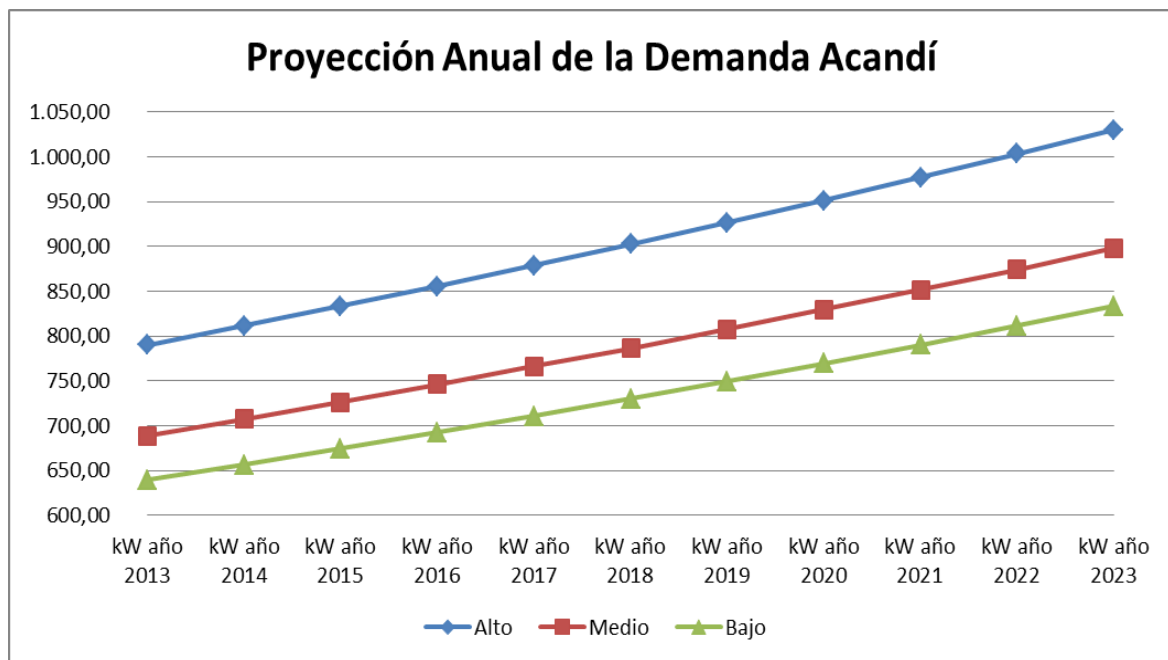
**10.1.6. Proyección de la demanda en los nodos.** La proyección de la demanda para cada nodo de estudio, se realizó para el período comprendido entre el año

2013 - año base, hasta el año 2023; es decir, para un horizonte de proyección de diez (10) años - ciento veinte (120) meses. Utilizando las tasas de crecimiento geométrico de la demanda, la variación promedio mensual de los datos históricos de demanda obtenidos en el SUI y los valores base de los escenarios de proyección obtenidos de las curvas de carga anual, se obtuvieron los siguientes resultados:

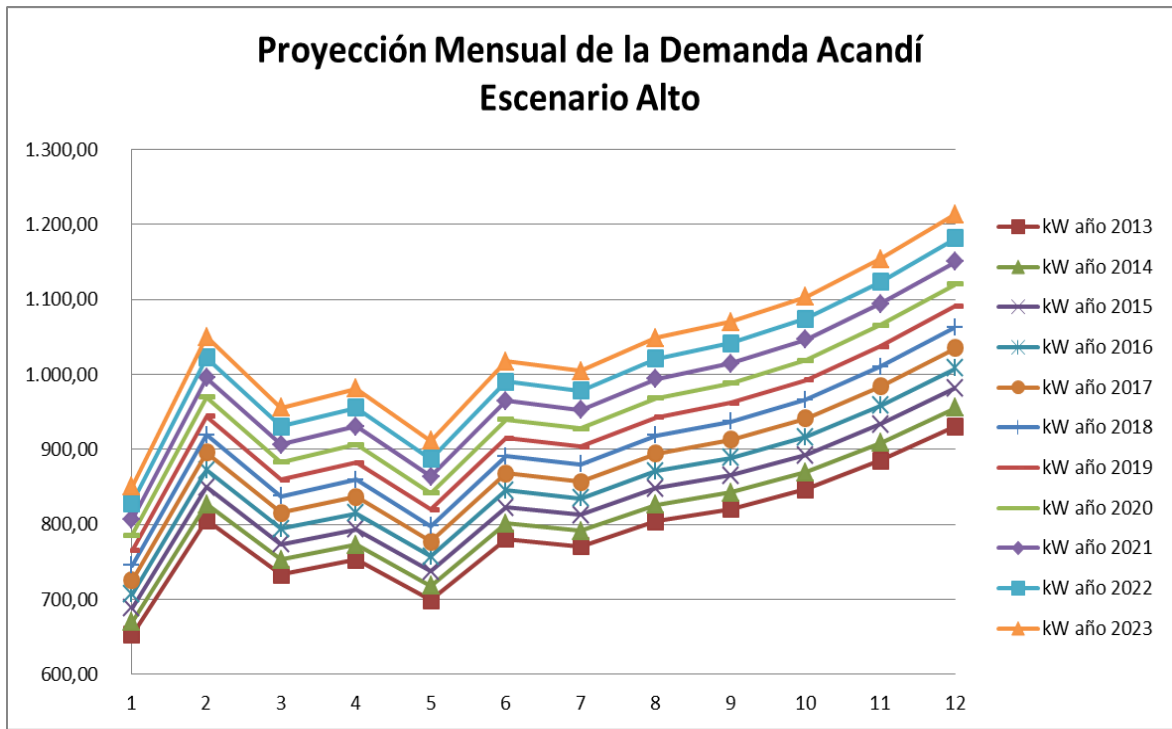
**Tabla 13. Resumen proyección**

Escenarios	Acandí		Leticia		Ciudad Mutis		San Andrés	
	kW año 2013	kW año 2023	kW año 2013	kW año 2023	kW año 2013	kW año 2023	kW año 2013	kW año 2023
<b>Alto</b>	790	1.030	7.057	8.510	1.186	1.217	29.245	39.515
<b>Medio</b>	689	898	6.591	7.948	931	955	27.423	37.053
<b>Bajo</b>	639	833	6.440	7.767	886	909	25.274	34.149

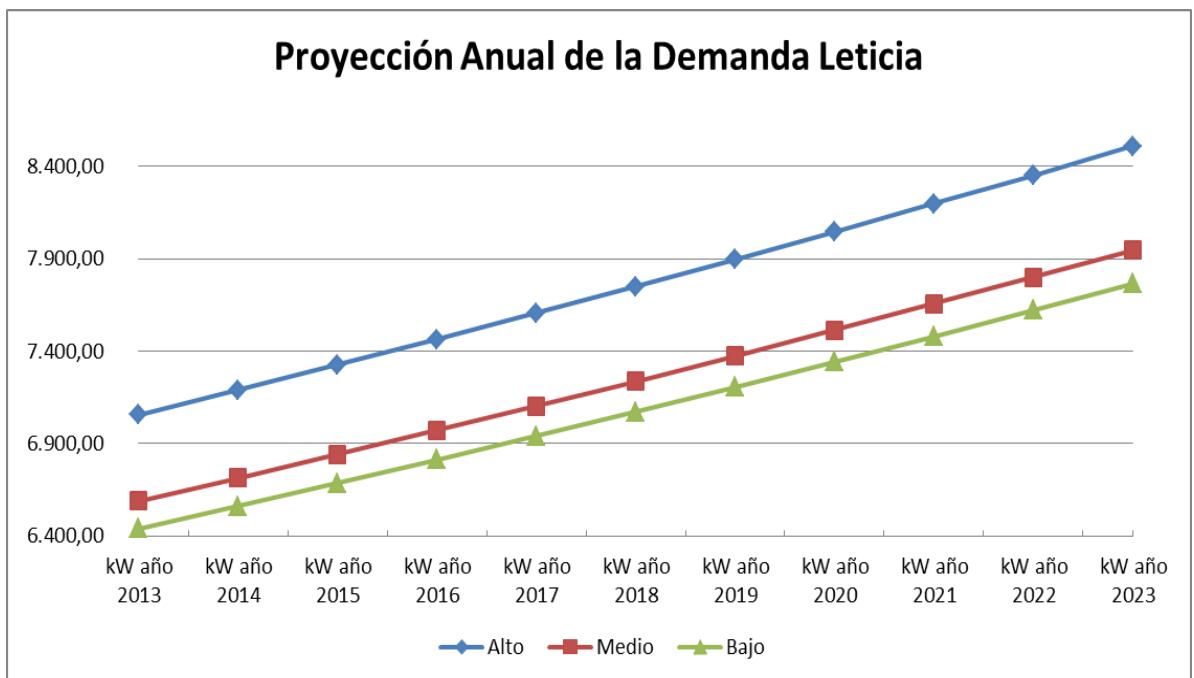
**Figura 13. Proyección Anual de la demanda Acandí**



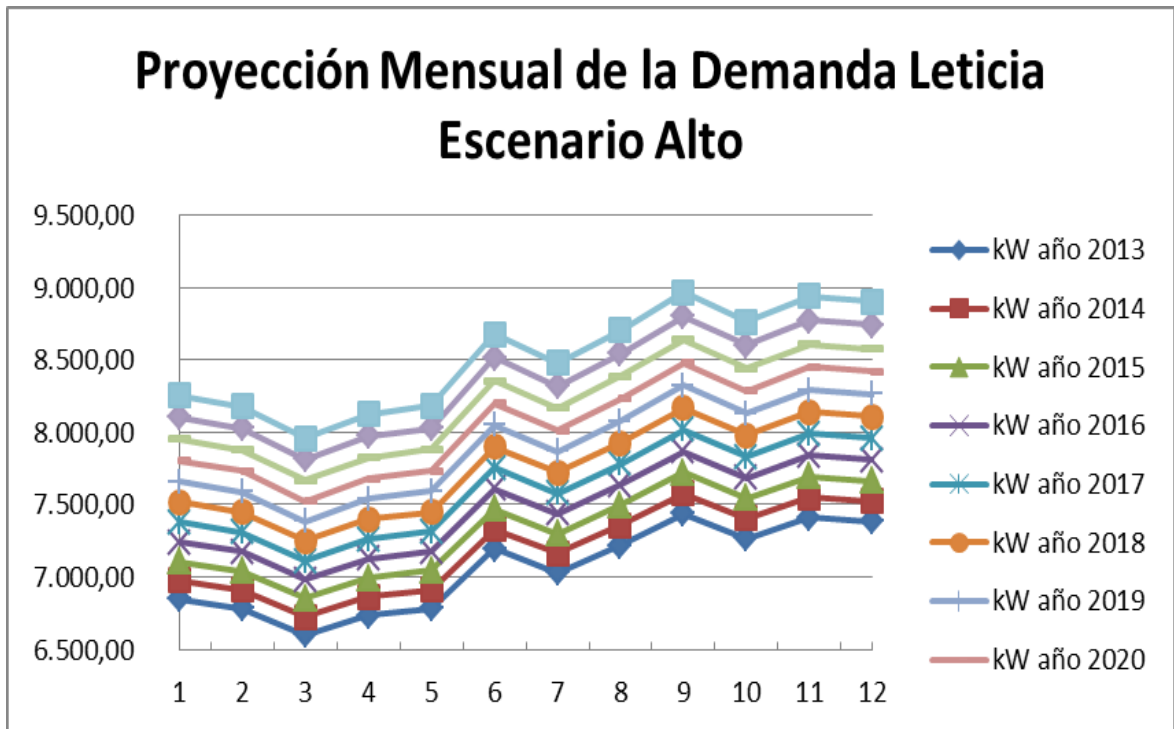
**Figura 14. Proyección Mensual de la demanda Acandí**



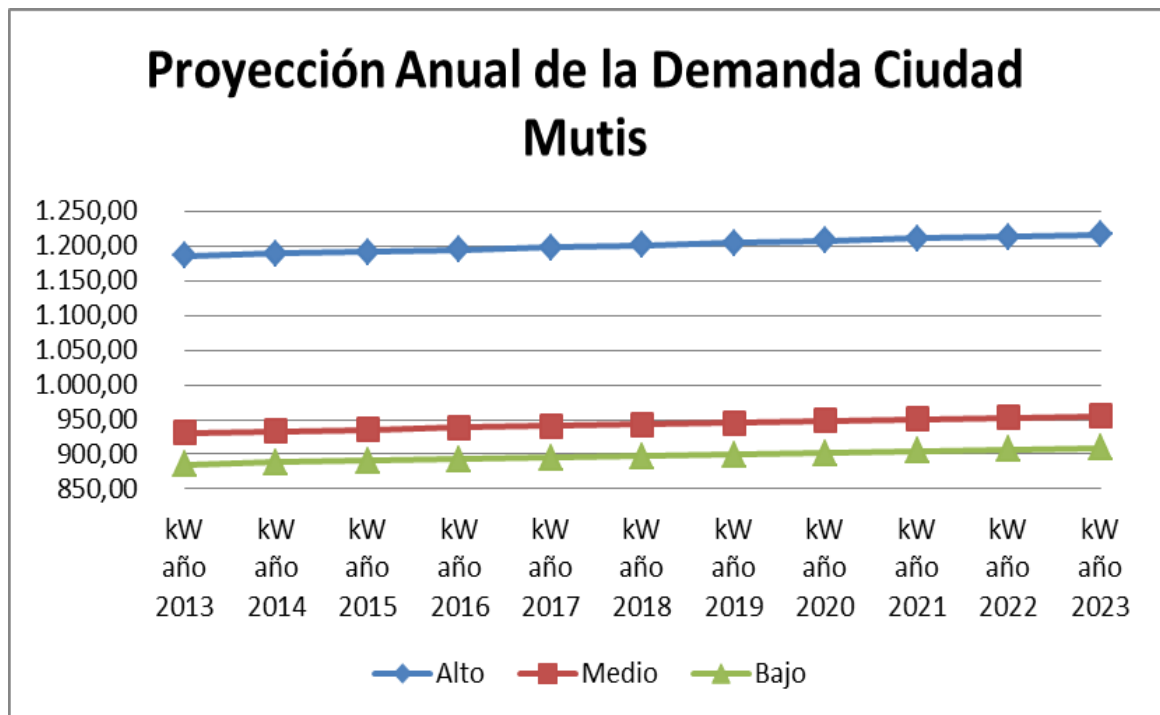
**Figura 15. Proyección Anual de la demanda Leticia**



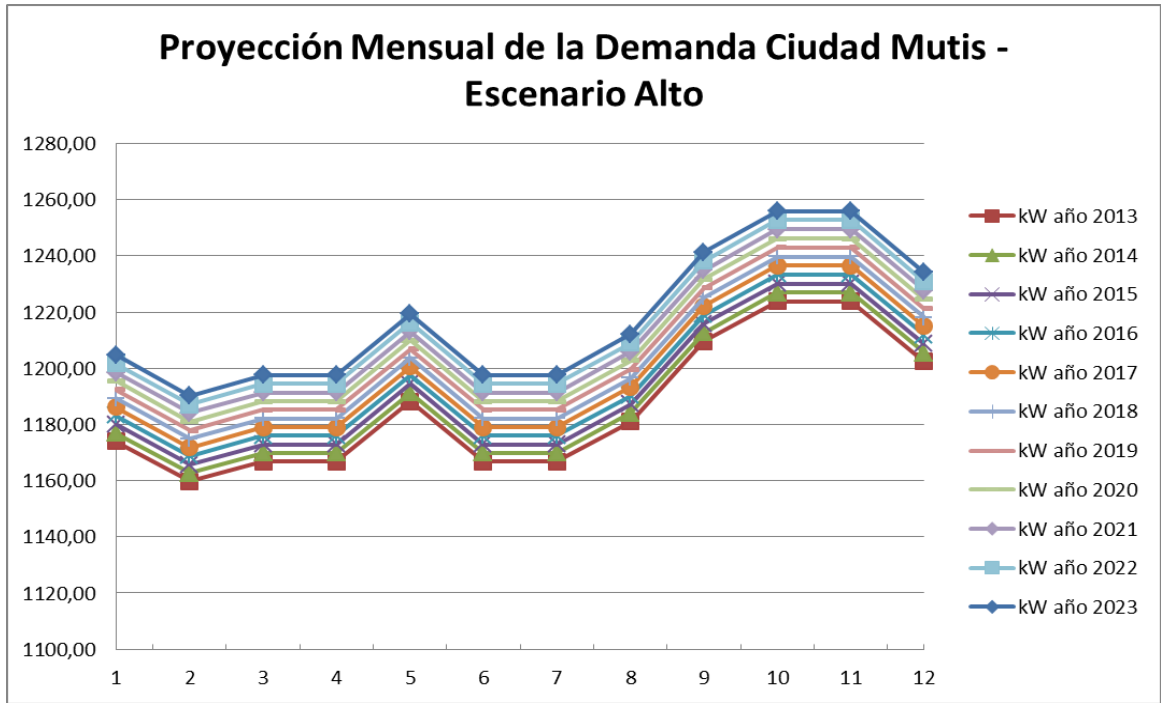
**Figura 16. Proyección Mensual de la demanda Leticia**



**Figura 17. Proyección Anual de la demanda Bahía Solano - Mutis**



**Figura 18. Proyección Mensual de la demanda Ciudad Mutis - Bahía Solano**



**Figura 19. Proyección Anual de la demanda San Andrés**

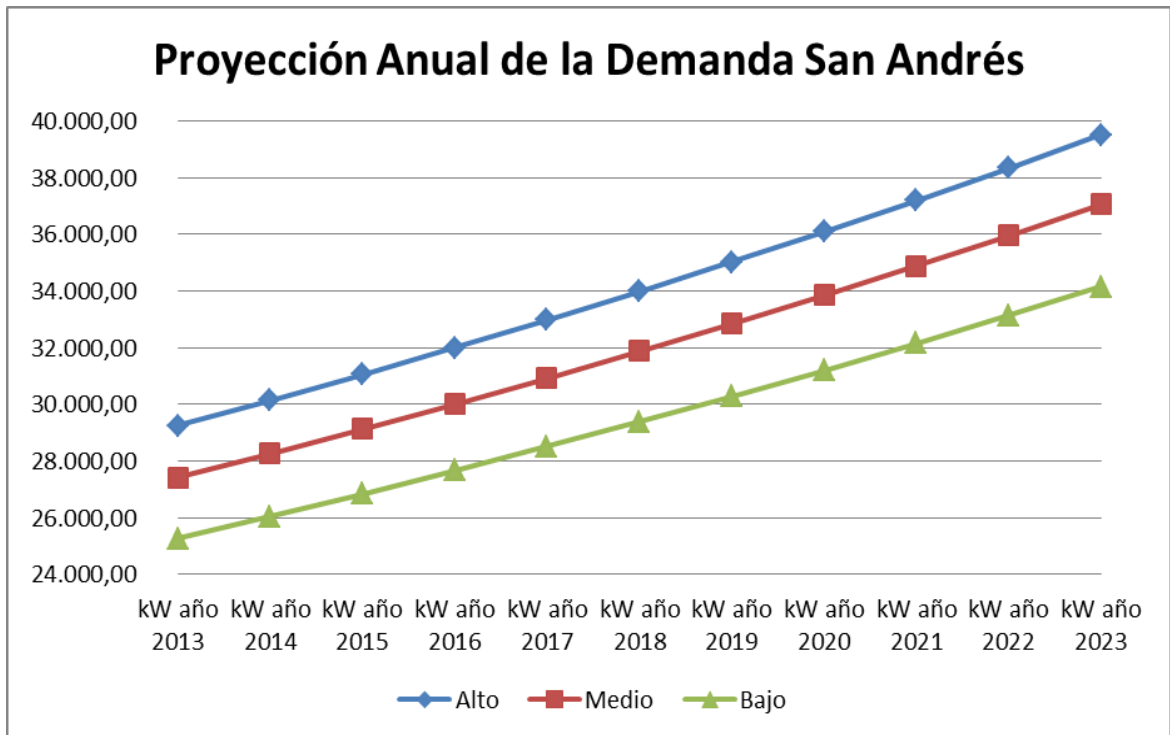
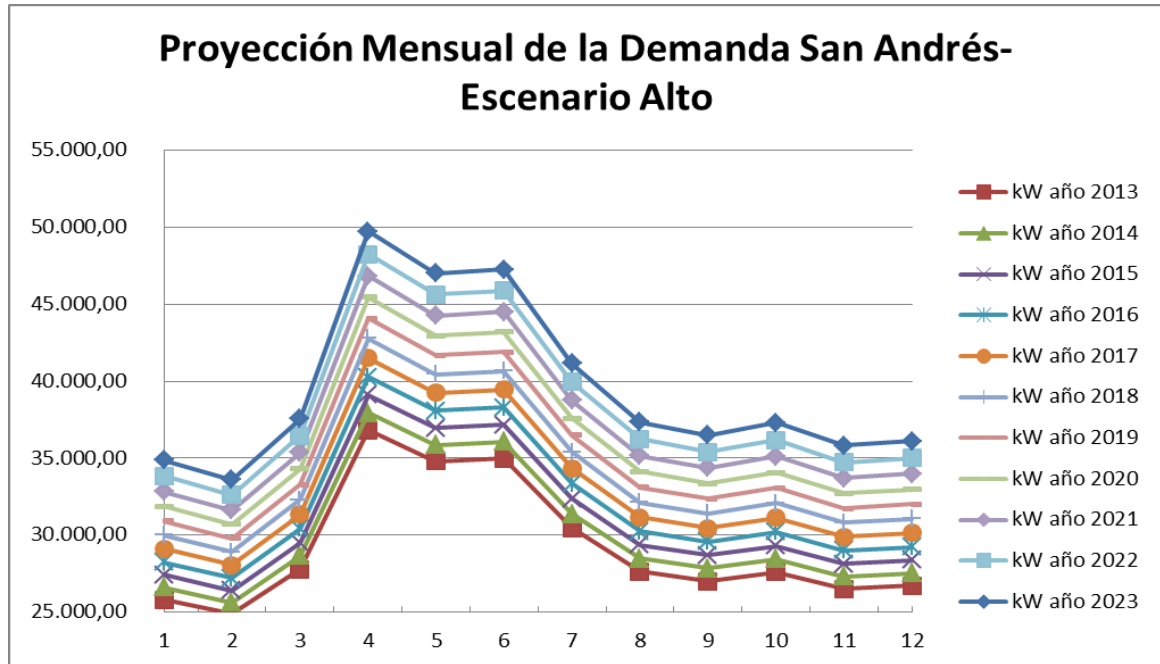


Figura 20. Proyección Mensual de la demanda San Andrés



## 10.2. TECNOLOGÍAS Y FUENTES VIABLES EN LOS NODOS

**10.2.1. Recurso Energético.** La información de los recursos energéticos para cada localidad proviene de RETScreen, con la ayuda del Atlas de radiación Solar en Colombia<sup>21</sup>, Atlas de viento y energía eólica en Colombia<sup>22</sup>, Atlas de potencial energético de la Biomasa residual en Colombia<sup>23</sup>, Evaluaciones agropecuarias Municipales 2013<sup>24</sup> y Mapa Geológico de Colombia<sup>25</sup>.

<sup>21</sup> Upme and IDEAM, "Atlas de Radiación Solar de Colombia," pp. 1–175, 2005.

<sup>22</sup> UPME and IDEAM, "ATLAS de Viento y Energía Eólica de Colombia." pp. 1–168, 2006.

<sup>23</sup> UPME, IDEAM, Colciencias, and Universidad Industrial de Santander, "ATLAS del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia." pp. 1–177, 2011.

<sup>24</sup> MINISTERIO DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL, "Evaluaciones Agropecuarias Municipales." 2013.

<sup>25</sup> INGEOMINAS, "Mapa Geológico de Colombia." 2007.

## Recurso energético Solar

**Tabla 14. Radiación solar por localidad 2013**

Mes	Radiación solar- Horizontal (kWh/m2/día)			
	Bahía Solano	Acandí	Leticia	San Andrés
Ene	4,55	4,67	4,49	5,35
Feb	5,19	4,78	4,42	6,12
Mar	5,36	4,91	4,52	6,9
Abr	4,51	4,73	4,4	7,01
May	4,02	4,96	4,22	6,07
Jun	3,6	5,25	4,03	5,37
Jul	4,11	5,55	4,5	5,48
Ago	3,94	5,73	4,97	5,56
Sep	3,72	5,44	5,09	5,39
Oct	3,66	4,98	4,98	4,94
Nov	3,58	4,47	4,77	4,59
Dic	3,91	4,32	4,52	4,74
<b>Promedio anual</b>	<b>4,18</b>	<b>4,98</b>	<b>4,58</b>	<b>5,63</b>

## Recurso energético Eólico

**Tabla 15. Velocidad del viento por localidad 2013**

Mes	Velocidad del viento (m/s)			
	Bahía Solano	Acandí	Leticia	San Andrés
Ene	2	2,5	1,1	7,6
Feb	1,7	2,4	1,2	7,2
Mar	1,6	2,3	1,2	6,7
Abr	1,4	2	1,4	6
May	1,6	1,9	1,6	4,9
Jun	1,7	2,2	1,9	5,1
Jul	1,8	2,3	1,7	5,9
Ago	1,9	2	1,4	5,1
Sep	2,2	1,8	1,2	4,1
Oct	2,2	1,7	1,2	4,3
Nov	2,2	1,8	1,2	5,6
Dic	2,1	2,3	1,2	7,4
<b>Promedio anual</b>	<b>1,87</b>	<b>2,1</b>	<b>1,36</b>	<b>5,83</b>

La velocidad del viento se midió a una altura de 10 m como se especifica en RETScreen. Como consecuencia del bajo recurso energético de la mayoría de las localidades, la única que presenta el potencial para dimensionar un parque eólico es la localidad de San Andrés.

### Recurso energético Biomasa residual

Como resultado de la dificultad de encontrar información de residuos orgánicos urbanos para la localidad de San Andrés, se optó trabajar con el recurso energético que presentara mayor potencial para las otras localidades; de esta forma, sólo se consideró la opción de Biomasa residual.

**Tabla 16. Biomasa disponible por localidad 2013**

Biomasa Residual	Localidad			
	Bahía Solano	Acandí	Leticia	San Andrés
Residuos Vegetales (Tn)	79,23	222,94	37,79	3,2
Cáscara de arroz (Tn)	20	80	0	0
Cáscara de coco (Tn)	119	17	0	4
Rendimiento neto de energía (TJ/ha - año)	0,09	0,09	0,05	0,05

La metodología empleada para determinar el potencial energético por localidad, consiste en evaluar la cantidad de producción, área cosechada y área sembrada de los cultivos agrícolas, para establecer un porcentaje de residuos agrícolas que presenten disponibilidad para ser utilizados en la generación a partir de Biomasa.

### Recurso energético Hídrico

**Tabla 17. Caudal máximo disponible por localidad 2013**

Caudal de referencia en cada nodo [m <sup>3</sup> /s]	
Acandí - Río Natí	1
Bahía Solano - Quebrada Mutatá	1,8
Leticia - Caño Calderón	3,5

Se determina mediante las variaciones de la pluviosidad, tomando como porcentaje máximo el valor del caudal de referencia. Para aquellos meses donde la cantidad de precipitaciones es baja, se asemeja a aquellos meses donde el recurso hídrico es bajo, de manera que se establezca un porcentaje del caudal de referencia relacionado con el porcentaje de precipitaciones.

## Recurso energético Diésel

**Tabla 18. Proyección Diésel 2013 – 2023**

Año	Barriles Mensuales (Diésel) Acandí	Barriles Mensuales (Diésel) Ciudad Mutis	Barriles Mensuales (Combustóleo - Fuel Oil) Leticia	Barriles Mensuales (Diésel Marino) San Andrés
2013	10.393,1	7.720,79	31.179,3	36.000,0
2014	10.970,5	8.149,72	32.911,5	36.000,0
2015	10.393,1	7.720,79	31.179,3	36.000,0
2016	10.681,8	7.935,25	32.045,4	54.000,0
2017	11.259,2	8.364,18	33.777,5	54.000,0
2018	12.414,0	9.222,06	37.241,9	72.000,0
2019	11.547,9	8.578,76	34.643,6	72.000,0
2020	10.393,1	7.720,79	31.179,3	90.000,0
2021	10.104,4	7.500,63	30.313,2	90.000,0
2022	10.104,4	7.500,63	30.313,2	90.000,0
2023	10.104,4	7.500,63	30.313,2	108.000,0

Fuente: Modificado de SUI

### Abastecimiento de combustible en las localidades

**Acandí:** El abastecimiento de combustible lo hace ECOPETROL por vía terrestre desde Mamonal o Cartagena hasta Turbo y por vía marítima de ahí hasta Acandí. También por vía marítima directamente desde Mamonal <sup>26</sup>.

**Leticia:** El combustible es adquirido directamente a Ecopetrol, quien a su vez, tiene convenios internacionales con Petroperú y Petrobras de Perú y Brasil respectivamente. En el primer caso, el combustible es llevado de Iquitos (Perú), mientras que en el segundo es llevado desde Manaus (Brasil); dependiendo de la disponibilidad del combustible <sup>27</sup> y <sup>28</sup>.

<sup>26</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe de Gestión Empresa de Servicios de ACANDÍ S.A E.S.P EMSELCA S.A.E.S.P.,” Bogotá D.C., 2012.

<sup>27</sup> ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS Exactas Físicas Y Naturales and (ACCEFYN), “Sustitución de Diesel y Fuel Oil Por Biodiesel en la Planta de Generación de Electricidad de Leticia,” [en línea] citado 18 de noviembre 2014, disponible en: [http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/HTML/6\\_Descrip\\_Leticia.htm](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/HTML/6_Descrip_Leticia.htm), 2003. .

<sup>28</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, “Resolución 124109,” [en línea] citado 18 de noviembre 2014, disponible en: [http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario\\_externo\\_normatividad/form\\_consultar\\_normas.jsp?parametro=1396&site=17](http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=1396&site=17), 2007. .

**Ciudad Mutis - Bahía Solano:** La ruta de abastecimiento inicia en el punto de acopio ubicado en el puerto de Buenaventura, departamento del Valle del Cauca, por vía marítima hasta la cabecera municipal en el municipio de Bahía Solano, departamento de Chocó<sup>29</sup>.

**San Andrés:** La empresa tiene firmado contrato para el suministro de combustible para la generación de energía, tanto en San Andrés como en Providencia, con la empresa Chevron Petroleum Company, el cual tiene vigencia hasta el 1° de mayo de 2016, así mismo cuenta con el contrato de transporte de combustible hasta la Isla de Providencia con la empresa Howard Brothers Ltda<sup>30</sup>.

En la tabla 19, se presenta un resumen de viabilidad de las tecnologías con las cuales es posible la generación en sitio en cada nodo de estudio.

**Tabla 19. Tecnología y fuentes viables en las localidades**

<b> nodos</b>	<b> Eólica</b>	<b> Solar</b>	<b> Biomasa Solida</b>	<b> Hidráulica</b>	<b> Diesel o Combustóleo</b>
<b>Acandí</b>	No es posible generar; el recurso de viento promedio anual no supera los 4 m/s.	Si es posible generar; el recurso solar y la disponibilidad de terrenos en ZNI de estudio, son ideales.	Si es posible generar; los residuos de los cultivos actuales son suficientes para su aprovechamiento en la producción de energía eléctrica.	Si es posible generar; Actualmente se genera en bahía solano y existen estudios de factibilidad del aprovechamiento del caudal de ríos y afluentes en Acandí y en Leticia.	Si es posible generar; actualmente se genera en las ZNI mediante grupos electrógenos.
<b>Leticia</b>					
<b>Ciudad Mutis</b>					
<b>San Andrés</b>	Si es posible generar; el recurso del viento mensual supera 3,2 m/s y supera el promedio 4 m/s anual. El potencial de viento es apto		No fue posible encontrar información con mayor detalle, aun así existe un proyecto en proyección que aprovecha residuos orgánicos en la producción de	No existen afluentes o ríos en San Andrés.	

<sup>29</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe de Gestión Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano S.A. E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.

<sup>30</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE, “Informe de Gestión Sociedad Productora de Energía de San Andrés y Providencia S.A. E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.

<b>Nodos</b>	<b>Eólica</b>	<b>Solar</b>	<b>Biomasa Solida</b>	<b>Hidráulica</b>	<b>Diesel o Combustóleo</b>
	para su aprovechamiento o para la producción de energía eléctrica.		energía eléctrica.		

### 10.3. CAPACIDAD INSTALADA EN LOS NODOS

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema<sup>31</sup> [13]. A continuación se presenta la capacidad Instalada y el diagrama unifilar de los nodos de estudio.

#### Acandí

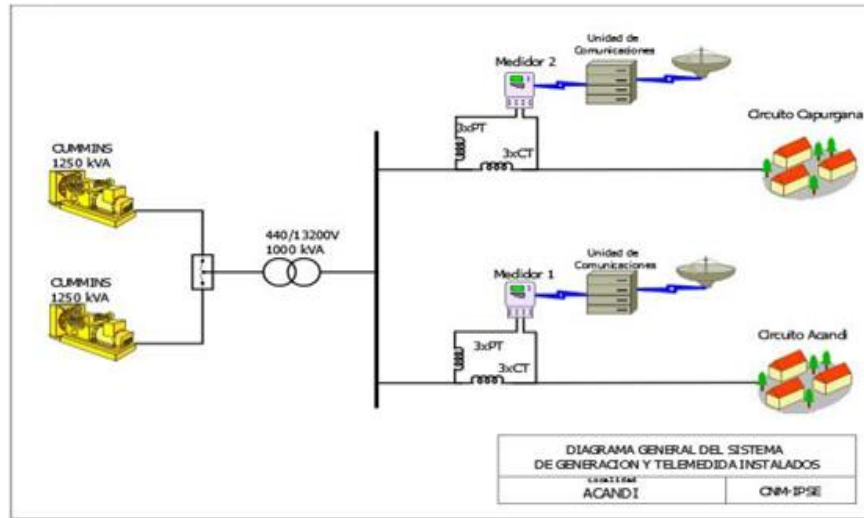
**Tabla 20. Capacidad instalada Acandí**

<b>Unidades de generación</b>	<b>Tipos de generación</b>	<b>Capacidad Instalada en generación (kW)</b>	<b>Capacidad Operativa (kW)</b>	<b>Promedio Diario de Prestación de Servicio (horas)</b>	<b>Estado</b>
<b>2</b>	<b>Generadores Diésel</b>	<b>2500</b>	<b>2.000</b>	<b>16:52:00</b>	<b>En operación</b>

Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual De Telemetría Octubre," 2014.

<sup>31</sup> S. R. Castaño, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.

**Figura 21. Diagrama unifilar de la localidad de Acandí**



Fuente: IPSE and CNM, “Informe Mensual De Telemetría Octubre,” 2014.

La prestación del servicio se hace mediante plantas de generación diésel con una duración de 18 horas al día, de 8:00 a.m. a 2:00 a.m. y de 9:00 a.m. a 3:00 a.m., en épocas de temporada turística<sup>32</sup>. Normalmente las horas promedio de prestación del servicio son 17 al día.

## Leticia

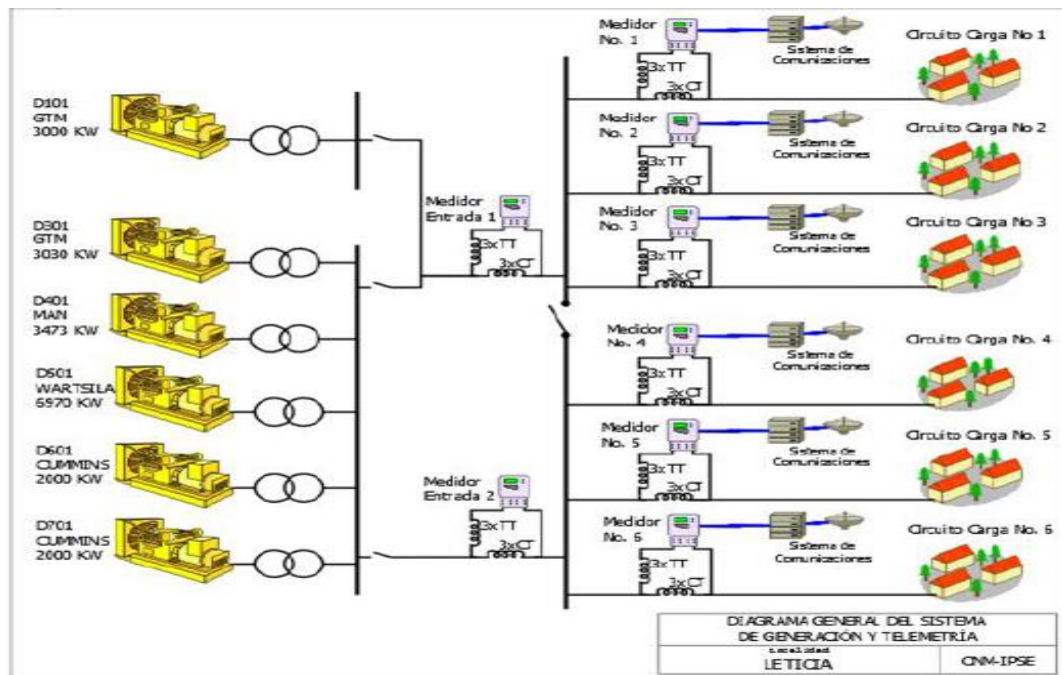
**Tabla 21. Capacidad instalada Leticia**

Unidades de generación	Tipos de generación	Capacidad Instalada en generación (kW)	Capacidad Operativa (kW)	Promedio Diario de Prestación de Servicio (horas)	Estado
6	<b>Generadores Diesel</b>	<b>20473,00</b>	<b>19.303</b>	<b>23:57:00</b>	<b>En Operación</b>

Fuente: IPSE and CNM, “Informe Mensual De Telemetría Octubre,” 2014.

<sup>32</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe De Gestión Empresa De Servicios DE ACANDÍ S.A E.S.P EMSELCA S.A.E.S.P.,” Bogotá D.C., 2012.

**Figura 22. Diagrama unifilar de la localidad de Leticia**



Fuente: IPSE and CNM, “Informe Mensual de Telemetría Octubre,” 2014.

El sistema de distribución del municipio de Leticia cuenta con un total de 6 circuitos, 272 transformadores, de los cuales 127 son de propiedad de la empresa y 145 son de propiedad de particulares<sup>33</sup>.

### Descripción de la Infraestructura del Parque Generador

1. Planta marca Wartsila 6.960 kW: Operativa de propiedad de ENAM, presta el servicio las 24 horas del día.
2. GMT 2: Capacidad Nominal del grupo 1 de potencia 2.000 kW y grupo tres 3.000 kW, Grupo 2, inactiva. Propiedad: Ministerio de Minas y Energía. Pueden operar las 24 horas del día.
3. MAN 3.300 kW: Estado operativa. Propiedad: Ministerio de Minas y Energía, pueden operar las 24 horas del día.
4. Plantas Cummins 1.400 kW: Dos unidades en estado operativas, son plantas de emergencia y ayudan a suplir la carga de las horas pico.

<sup>33</sup>

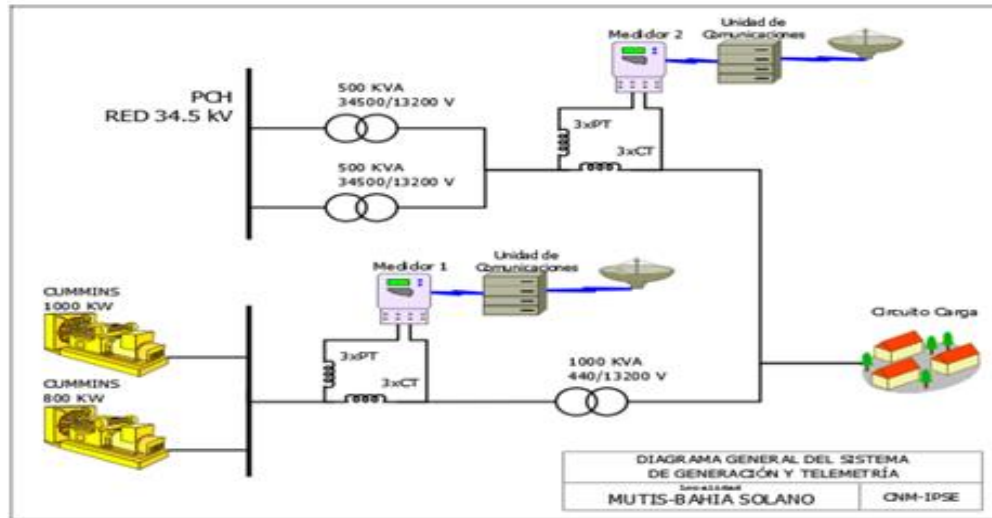
### Ciudad Mutis - Bahía Solano

**Tabla 22. Capacidad Instalada Ciudad Mutis**

Unidades de generación	Tipos de generación	Capacidad Instalada en generación (kW)	Capacidad Operativa (kW)	Promedio Diario de Prestación de Servicio (horas)	Estado
3	PCH (1); Generadores Diésel (2)	2.800	2.780	23:54	En operación

Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

**Figura 23. Diagrama unifilar de la localidad de Ciudad Mutis**



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

Cuenta con dos plantas Diésel instaladas en una de sus localidades y una Central Hidroeléctrica de Paso existente en su cabecera municipal. Las plantas Diésel funcionan 4 horas diarias, no funcionan al mismo tiempo y son operadas trimestralmente<sup>34</sup>.

<sup>34</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, "Informe de Gestión Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano S.A. E.S.P.," Bogotá D.C., 2013.

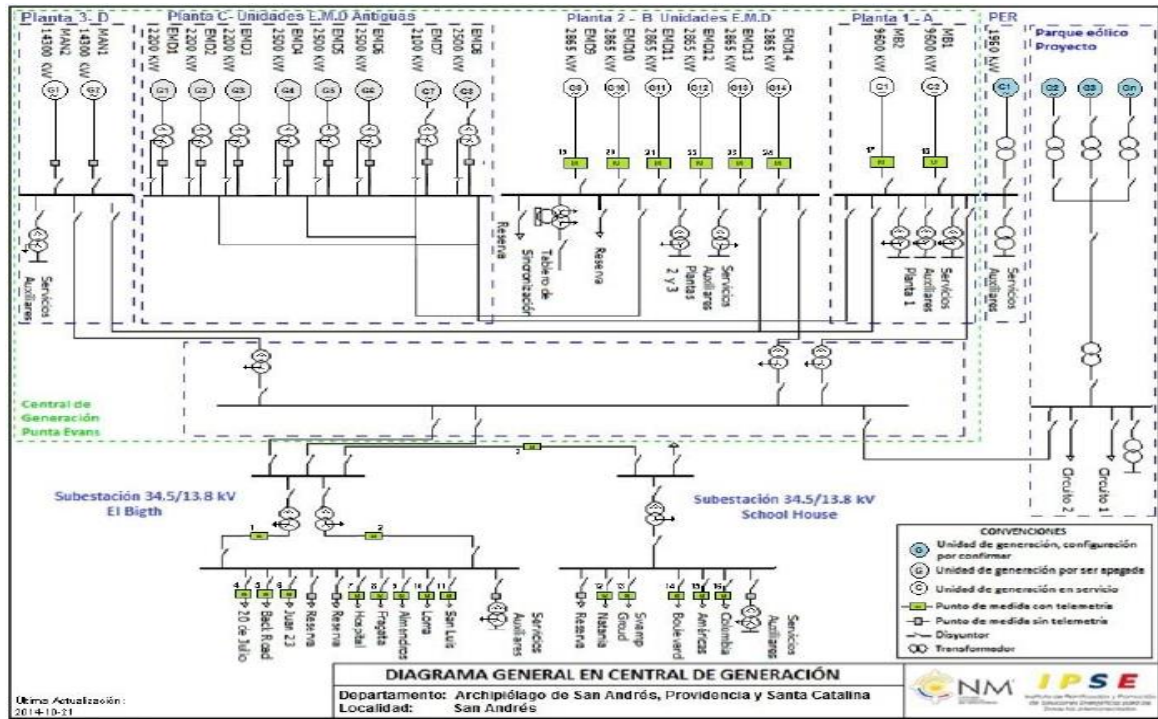
**San Andrés**

**Tabla 23. Capacidad Instalada en San Andrés**

Unidades de generación	Tipos de generación	Capacidad Instalada en generación (kW)	Capacidad Operativa (kW)	Promedio Diario de Prestación de Servicio (horas)	Estado	
					En operación	Por proyectar
22	Generadores Dese (18)	64.990	57.574	24	18	8
	Aerogeneradores (4)	4.000			4	
	Generador de Ciclo Térmico (combustión directa) (1)	1.600			1	

Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

**Figura 24. Diagrama unifilar de la localidad de San Andrés**



Fuente: IPSE and CNM, "Informe Mensual de Telemetría Octubre," 2014.

La Isla de San Andrés cuenta con una capacidad instalada total de 64990 kW.

### Unidad A

Funcionan las 24 horas para cubrir el 78% demanda de la isla, Marca inglesa Mirrlees Blackstone (Tipo: MB 430). Puestas en servicio en 1999.

### Unidad B

Tienen como función principal cubrir las horas picos diarios, fabricación estadounidense “GM-EMD“(Tipo: L16-710G4b (Turbo)). Para cubrir aproximadamente el 21% de la demanda. Puestas en servicio en 1997.

### Unidad C

Sólo entran en operación en casos excepcionales; es decir, sólo para cubrir emergencias o como remplazo durante el mantenimiento de los motores principales. Para cubrir aproximadamente el 1% de la demanda. Puestas en servicio en 1986<sup>35</sup>.

**Figura 25. Casa de máquinas unidad A y unidad C, San Andrés Islas**



Fuente: SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE, “Informe De Gestión Sociedad Productora De Energía De San Andrés Y Providencia S.A. E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.

---

<sup>35</sup> SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE, “Informe De Gestión Sociedad Productora De Energía De San Andrés Y Providencia S.A. E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.

#### **10.4. FACTOR DE CARGA ANUAL DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

Por definición se encuentra Factor de planta, Factor de capacidad o Factor de carga como el cociente entre la energía real producida sobre un periodo específico de tiempo (anual) y la energía que pudo haber sido producida si la planta ha operado continuamente a la máxima capacidad. Entre las razones que se encuentra obtener un factor de carga reducido se tiene: Mantenimientos preventivos, disponibilidad e intermitencia en el recurso energético, inestabilidad geológica y pérdidas como consecuencia de los equipos.

La principal función de las proyecciones de la demanda, es establecer si es necesario ampliar la capacidad instalada; por ello, se presenta la necesidad de conocer el factor de carga por localidad, con lo cual se garantizara un suministro adecuado de energía eléctrica dependiendo del recurso energético de la localidad, la eficiencia en el proceso, y el número de horas operativas anuales.

En virtud de aprovechar la capacidad instalada principalmente por grupos electrógenos, en la metodología de costos (ANEXO B) se presentarán alternativas de generación a partir de Biomasa residual, que puedan aprovechar la capacidad de los motores alternativos de combustión interna existentes - evitando elevados costos de combustibles fósiles y gases de efecto invernadero. Una de las principales ventajas del modelo de optimización de Maríantonieta Molina es determinar si se presenta factibilidad al operar con la capacidad instalada en el periodo de tiempo, o se encuentra mayor viabilidad al implementar capacidad a instalar de diferentes tecnologías; es decir, implementar capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía y utilizar los grupos electrógenos para los picos de demanda.

Para determinar el factor de carga de la capacidad instalada para cada localidad, se tomaron los reportes respecto a las zonas no interconectadas que aparecen en

el SUI y CNM; de allí fue posible conocer el número de horas operativas de las unidades de los grupos electrógenos, sus especificaciones técnicas, y la capacidad de los transformadores utilizados. Además, se determinó si es necesario ampliar la capacidad de los transformadores según a las proyecciones de demanda.

A continuación se presentan los siguientes resultados para cada una de las localidades.

### **Acandí**

Se obtiene un factor de carga máximo del 40% para las unidades del grupo electrógeno. Como consecuencia de ello, la capacidad del transformador de potencia debe ser ampliada; además de la necesidad de ampliar la capacidad instalada ya que no es posible suministrar la demanda para el periodo de tiempo.

### **Leticia**

Presenta una elevada capacidad instalada, donde la mayoría de las unidades del grupo electrógeno pueden operar las 24 horas del día. Además que es una de las localidades que tienen el precio más alto por el galón del combustóleo, por ello se recomienda diversificar la capacidad instalada, primordialmente por generación a base de Biomasa residual; disminuyendo considerablemente el costo asociado al combustible y las emisiones de gases de efecto invernadero. En consecuencia a su elevado número de horas de operación se consideró un factor de carga máximo del 72%. No se conoce información de la capacidad del conjunto de transformadores de potencia.

### **Ciudad Mutis - Bahía Solano**

La generación a base de diésel presenta un factor de carga máximo del 53%, lo cual contribuye a la capacidad nominal del transformador de potencia existente para las unidades del grupo electrógeno. Por esta razón, si se desea diversificar la

matriz energética sin ampliar la capacidad del transformador de potencia, es necesario utilizar el grupo electrógeno estrictamente para los picos máximos de demanda.

La PCH de la quebrada Mutatá es un central que históricamente ha tenido problemas por inestabilidad geológica tanto en la presa como en la tubería <sup>36</sup>, razón por la cual ha disminuido su capacidad de generación. Se ha estimado un factor de carga máximo del 80%.

De acuerdo con la información anteriormente planteada, se concluye que no es necesario ampliar la capacidad de los transformadores, ya que su capacidad satisface las condiciones de demanda para el periodo de tiempo. La capacidad instalada puede suministrar la demanda para el periodo de tiempo, siempre y cuando no se presenten mayores contratiempos por fallas geológicas.

### **San Andrés**

Se considera un factor de carga máximo del 69%, el cual influye notoriamente en el aumento de la capacidad de los transformadores de potencia de la central de generación Punta Evans. Como resultado de las proyecciones de demanda, se recomienda ampliar la capacidad instalada primordialmente por generación eólica; la única con capacidad de satisfacer la demanda.

Debido al bajo potencial energético de residuos agrícolas encontrados en San Andrés, la alternativa de generación con base en Biomasa residual no presenta viabilidad. Como consecuencia, se recomienda considerar un proyecto de generación de pequeña escala con base en Biomasa de residuos orgánicos; como una opción factible para diversificar la matriz energética, aprovechar la capacidad de los MACI, disminuir los costos asociados al combustible y la cantidad de

---

<sup>36</sup> C. EMA, “Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas no Interconectadas utilizando recursos Renovables,” Bogotá, 2012.

emisiones de gases de efecto invernadero. En el documento<sup>37</sup> se especifica un proyecto de generación con base en Biomasa de residuos orgánicos, con una capacidad instalada de 1,6 (MW); la planta utiliza un proceso de Combustión directa mediante una turbina de vapor.

En la tabla 24 se especifica el factor de carga de la capacidad instalada para cada una de las localidades de estudio.

**Tabla 24. Factores de carga para la capacidad instalada**

LOCALIDAD	FACTOR DE CARGA CAPACIDAD EXISTENTE	
	Grupo Electrónico	PCH
Acandí	40%	N/A
Leticia	72%	
San Andrés	69%	
Ciudad Mutis-Bahía Solano	53%	80%

**Tabla 25. Factor de carga nueva capacidad**

TECNOLOGÍA	FACTOR DE CARGA
Fotovoltaica	15%
Biomasa	75%
Hidráulica	92%
Eólica	36%
Diésel	50%

De acuerdo con las recomendaciones de los proveedores y los resultados obtenidos en Homer\* se determinó el factor de carga para la nueva capacidad de generación a instalar, tal como se especifica en la metodología de costos (ANEXO B). En la siguiente tabla se encuentra su valor.

Se puede concluir que el factor de carga para la generación eólica aumenta con la capacidad instalada, como consecuencia del necesario aumento de la altura de emplazamiento o altura del eje de la turbina, llegando a un límite del 43%.

<sup>37</sup> Ibid

\* Homer es un software de simulación de sistemas de energía renovable desarrollado por National Renewable Energy Lab de USA

El factor de carga para las pequeñas centrales hidráulicas presenta el mayor valor en comparación con las demás tecnologías, como resultado de la disponibilidad del potencial energético. En épocas de sequía es posible que disminuya el recurso energético, razón por la cual disminuya la capacidad de generación; por ello, es necesario analizar los siguientes dos escenarios: Si el caudal de diseño se encuentra en un valor inferior al recurso energético, el sistema es capaz de satisfacer la demanda. Por lo contrario, es necesario dimensionar un banco de baterías de acuerdo con el mínimo caudal presentando, aunque en la práctica no se utiliza con frecuencia.

El factor de carga para la generación fotovoltaica aparece como el mínimo valor en comparación con las demás tecnologías. Algunas de las razones de este resultado son: El recurso energético es el que presenta mayor intermitencia y menor disponibilidad en horas operativas, mayores pérdidas en los equipos, entre otros.

Para las tecnologías que utilizan motores alternativos de combustión interna el factor de carga depende estrictamente de la disponibilidad del combustible, y el número de horas en que puede operar la planta. En el caso de generación en base a Biomasa residual, se encuentra un factor de carga inferior para el proceso de Gasificación en comparación a la Combustión directa, como resultado del aprovisionamiento de la Biomasa. Cuando el proceso es la Combustión directa, el factor de carga además del aprovisionamiento del combustible depende del ciclo termodinámico, es decir, del tipo de turbina a utilizar.

## **10.5. FACTOR DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub> POR KW GENERADO**

Con el fin de cuantificar las emisiones de GEI derivadas del consumo de energía eléctrica, se determinó el consumo de energía eléctrica y se estima el factor de emisión derivado del proceso de generación de electricidad [27].

Los gases de efecto invernadero emitidos en la generación y consumo de electricidad se calculan de acuerdo con: **La estimación de emisiones de GEI por consumo de electricidad**

$$E_g^c = C_{Electricidad} * FE_{Electricidad,g} \quad (10)$$

En donde:

$E_g^c$ : emisiones totales del gas de efecto invernadero "g" (kg de GEI)

$C_{Electricidad}$ : consumo de energía eléctrica (kW)

$FE_{Electricidad,g}$ : factor de emisión de gas de efecto invernadero "g" en el uso de electricidad (kg de GEI / kW)

El factor de emisión utilizado refleja las emisiones generadas durante el proceso de generación de electricidad, de acuerdo con: **La estimación de factor de emisión para electricidad**

$$FE_{electricidad,g} = \frac{\sum_{p=1}^P \sum_{f=1}^F (C_{f,p} * FE_{g,f})}{\sum_{p=1}^P GE_p * (1-FP)} \quad (11)$$

Donde:

$C_{f,p}$ : consumo del energético "f" para generación de electricidad en la planta generadora "p" (kWh)

$FE_{g,f}$ : factor de emisión estándar de gas "g" en la combustión del energético "f" (kg / kWh); encontrado en la tabla 26 en (kg/TJ).

$GE_p$ : electricidad generada en la planta "p" (kWh)

$FP$ : factor de pérdidas técnicas de transmisión de electricidad

Las pérdidas técnicas de transmisión de electricidad en las localidades de estudio, están al rededor del 12% al 20%, según datos encontrados en los informes presentados por la SSPD. Además, por resolución CREG 091 de 2007, se estipulan las perdidas por distribución en un 10% y las perdidas en los transformadores según la capacidad en un rango de 1% hasta 3%; como perdida

de transmisión de electricidad para las localidades de estudio se especificó un 16% (supuesto del modelo).

**Tabla 26. Factor de emisiones de GEI estándar**

Factor de emisiones de GEI estándar por combustible, por tipo de energético (kg de GEI por TJ con base en poder calorífico neto)				
Energético		CO <sub>2</sub>		
		<i>FE<sub>g,f</sub></i>	Rango bajo	Rango alto
Diésel		74.100	72.600	74.800
Biodiésel		70.800	59.800	84.300
Vientos		0	0	0
Radiación Solar				
Agua (Caudal)				
Biomasa Solida	Madera	112.000	95.000	132.000
	Bagazo	100.000	84.700	117.000
	Residuos forestales y/o Agrícolas			
	Caña Panelera			
	Cultivos energéticos			
Biomasa Solida (Gasificación - Syngas)		54.600	46.200	66.000
		154.600	130.900	183.000
Combustóleo - Fuel oil		77.400	75.500	78.800

Fuente: SENER and CONUEE, “Metodologías para la Cuantificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de Consumos Energéticos Evitados por el Aprovechamiento Sustentable de la Energía,” 2009.

**Tabla 27. Resumen factor de emisión de GEI (CO<sub>2</sub>), en el uso de electricidad**

NODO	Factor de emisiones por generación de electricidad con Diesel (kg/kW)	Factor de emisiones por generación de electricidad con combustóleo (kg/kW)	Factor de emisiones por generación de electricidad con Biomasa (kg/kW)
ACANDÍ	15.880,55	N/A	4.699,57
LETICIA	N/A	19.170,82	16.598,17
BAHÍA SOLANO	16.153,93	N/A	4.699,57
SAN ANDRÉS	15.673,52	N/A	N/A

## 10.6. CANTIDAD DE FUENTE DE ENERGÍA (UNIDADES/KW) REQUERIDO EN CADA TECNOLOGÍA

La cantidad de fuente de energía requerida para generar un kW, depende estrictamente de la tecnología utilizada para generación. En SFV es la cantidad de radiación solar requerida para generar un kW, del conjunto de paneles solares. Este criterio depende de la radiación solar, la eficiencia de la planta y la capacidad a instalar.

Para SE es la velocidad del viento necesaria para generar un kW, de un aerogenerador, por ello, depende propiamente del tipo de aerogenerador; es decir, de su curva de Potencia generada vs Velocidad del viento.

En sistemas de Biomasa residual que utilizan el proceso de gasificación, proseguido de un MACI; la fuente de energía requerida para generar un kW, es la cantidad de flujo másico del combustible gaseoso necesario para generar un kW, - depende de la eficiencia del MACI y el poder calorífico del gas resultante en el proceso de Gasificación.

En sistemas que utilizan combustibles fósiles, y la generación se presenta a través de un motor alternativo de combustión interna; la cantidad de fuente de energía, hace referencia al consumo específico del combustible en la unidad de tiempo segundo (gal/s/kW). Su valor depende de la capacidad del MACI, y se encuentra en la Resolución No. 091 de 2007<sup>38</sup> para diferentes rangos de potencia.

Para las PCHs a filo de agua la cantidad de fuente de energía, es la razón del caudal requerido para generar un kW del turbogenerador; por esta razón, depende principalmente del tipo de turbina hidráulica y su capacidad, así como del aprovechamiento de la altura bruta de generación.

---

<sup>38</sup> CREG, Resolución No. 091. 2007, pp. 1–38.

En la metodología de costos (ANEXO B) se puede encontrar la cantidad de fuente de energía requerida para generar un kW para las diferentes tecnologías, de acuerdo con localidades analizadas y las capacidades posibles a instalar.

La cantidad de fuente de energía, es utilizada en el modelo de optimización de <sup>39</sup>, como un valor característico de la posible generación de acuerdo con el recurso energético de cada localidad; por esta razón, es necesario calcularlo para la capacidad existente. Como se muestra a continuación.

**Tabla 28. Cantidad de fuente de energía para la capacidad existente**

<b>Tecnología</b>	<b>Localidad</b>	<b>Capacidad existente (kW)</b>	<b>Cantidad de fuente de energía</b>	<b>Unidad</b>	<b>Combustible necesario (miles gal- anuales)</b>
PCH	Ciudad Mutis	1000	0,000824176	(m <sup>3</sup> /s/kW)	N/A
DIÉSEL	Ciudad Mutis	1800	0,0000222573	(gal/s/kW)	1246,126054
	Acandí	2500	0,0000222573		1730,73063
	Leticia	20473	0,0000215954		13751,79139
	San Andrés	57574	0,0000215954		38672,67314

En la tabla 29, es posible encontrar la cantidad de fuente de energía requerida para generar un kW para cada una de las localidades de acuerdo a la posible capacidad a instalar adicional. Buscando ampliar la capacidad instalada, diversificando la matriz energética y evitando elevados costos por combustibles, así como elevadas emisiones de gases de efecto invernadero.

<sup>39</sup> MOLINA MANTILLA, Mariantonieta. “Selección de Alternativas de Inversión en Generación de Energía Eléctrica a Partir de Técnicas de Optimización Multiobjetivo y Multicriterio,” 2014, pp. 1–46.

**Tabla 29. Cantidad de fuente de energía para nueva capacidad instalada**

Tecnología	Localidad	Capacidad (kW)	Cantidad de fuente de energía	Unidad
Fotovoltaica	Ciudad Mutis	120	0,04	(kWh/m <sup>2</sup> /kW)
	Acandí		0,05	
	Leticia		0,05	
	San Andrés		0,06	
Eólica	San Andrés	3500	0,008860759	(m/s/kW)
Biomasa	Ciudad Mutis	350	0,000688007	(kg/s/kW)
	Acandí	350	0,000688007	
	Leticia	1350	0,000662743	
PCH	Acandí	600	0,00124465	(m <sup>3</sup> /s/kW)
	Leticia	1000	0,000824176	

### 10.7. MÁXIMA CAPACIDAD A INSTALAR (kW), EN EL HORIZONTE DE TIEMPO

Para definir la posible máxima capacidad a instalar en el periodo de tiempo, es necesario determinar mediante las proyecciones de demanda, el máximo crecimiento de la misma en todo el horizonte de tiempo, y la posibilidad de satisfacer la demanda las 24 horas del día con la capacidad actualmente instalada. Como resultado de las proyecciones de demanda, la capacidad instalada y el factor de carga, se concluyó: La localidades de Ciudad Mutis y Leticia, pueden satisfacer la demanda proyectada con la capacidad existente. Las localidades de Acandí y San Andrés, requieren aumentar su capacidad instalada para satisfacer la demanda.

Con la necesidad de disminuir en la máxima cantidad emisiones de gases de efecto invernadero, y costos innecesarios de combustibles fósiles, se han seleccionado alternativas de fuentes no convencionales de energía que puedan satisfacer la demanda proyectada, garanticen confiabilidad en el suministro, y produzcan un impacto social que mejore la calidad de vida de las personas, como por ejemplo, generación de empleo.

En las siguientes tablas se encuentra los criterios definidos por localidad de acuerdo a la capacidad existente.

### Acandí

**Tabla 30. Crecimiento demanda máxima Acandí**

Demanda	Escenario alto	Capacidad instalada (kW)	Factor de carga (%)	Crecimiento escenario alto	Unidades
Proyección demanda de potencia (kW)	1213	2500	40%	282,3930	(kW)
Proyección demanda de energía (kWh-anual)	8898894		Máxima generación (kW)		
Máxima demanda actual de potencia (kW)	931		1000	2071220,322	(kWh-anual)
Demanda actual de energía (kWh-anual)	6827674				

### Leticia

**Tabla 31. Crecimiento demanda máxima Leticia**

Demanda	Escenario alto	Capacidad instalada (kW)	Factor de carga (%)	Crecimiento escenario alto	Unidades
Proyección demanda de potencia (kW)	8968	20473	71,89%	1531,169	(kW)
Proyección demanda de energía (kWh-anual)	73526275		Máxima generación (kW)		
Máxima demanda actual de potencia (kW)	7437		14718,67	12553622,12	(kWh-anual)
Demanda actual de energía (kWh-anual)	60972653				

### Ciudad Mutis - Bahía Solano

**Tabla 32. Crecimiento demanda máxima Ciudad Mutis**

Demanda	Escenario alto	Capacidad instalada (kW)	Factor de carga (%)		Crecimiento escenario alto	Unidades
Proyección demanda de potencia (kW)	1749	2800	Diésel	53%	274,7679	(kW)
Proyección demanda de energía (kWh-anual)	12150346		PCH	80%		
Máxima demanda actual de potencia (kW)	1474		Máxima generación (kW)	1905035,63	(kWh-anual)	
Demanda actual de energía (kWh-anual)	10245312		1754			

### San Andrés

**Tabla 33. Crecimiento demanda máxima San Andrés**

Demanda	Escenario alto	Capacidad instalada (kW)	Factor de carga (%)	Crecimiento o escenario alto	Unidades
Proyección demanda de potencia (kW)	49728	57574	69,00%	12924,19	(kW)
Proyección demanda de energía (kWh-anual)	341407459		Máxima generación (kW)		
Máxima demanda actual de potencia (kW)	36804		39726,06	88730313,73	(kWh-anual)
Demanda actual de energía (kWh-anual)	252677147				

Una vez determinado el crecimiento y proyección de la demanda para cada localidad se prosigue con la determinación de la máxima capacidad a instalar en el horizonte de tiempo. Para garantizar que las nuevas alternativas de generación

puedan llegar a valores nominales de su capacidad, mediante el factor de carga es posible estimar la máxima generación con la capacidad existente – esto suponiendo un comportamiento constante de la disponibilidad del recurso energético y las horas operativas de la planta – de tal manera que las nuevas unidades de generación sean capaces de satisfacer la demanda que no puede ser suministrada por la capacidad actual, con un criterio de confiabilidad y sostenibilidad en el suministro; sin sobredimensionar el sistema de generación. En el caso en que la capacidad existente es capaz de satisfacer la demanda proyectada, la posible nueva capacidad tiene como principal objetivo minimizar costos asociados a la generación y combustible.

A continuación se encuentra la máxima capacidad a instalar para la nueva capacidad a instalar.

**Tabla 34. Máxima capacidad a instalar en el horizonte de tiempo**

Localidad	Tecnología	Crecimiento de la demanda (kW)	Máxima capacidad a instalar por planta (kW)	Máxima capacidad a instalar en el horizonte de tiempo (kW)
Ciudad Mutis	Fotovoltaica	275	120	360
	Biomasa		350	1050
Acandí	Fotovoltaica	283	120	360
	Biomasa		350	1050
	PCH		600	600
Leticia	Fotovoltaica	1532	120	600
	Biomasa		1350	9450
	PCH		6750	6750
San Andrés	Fotovoltaica	12925	120	360
	Eólica		3500	14000

### **10.8. TASA DE DESCUENTO PARA CALCULAR EL VALOR PRESENTE NETO (VPN):**

La tasa de descuento para proyectos de energización en zonas no interconectadas, se determinó por medio del concepto dado por German Neira

Torres<sup>\*</sup>; corresponde a la tasa promedio ponderada de capital (WACC). Se determinó por medio de la siguiente ecuación:

$$i = (12\% - DTF); i \cong 8\% \quad (12)$$

*DTF: Tasa de colocación y captación*

El DTF es el promedio ponderado de las tasas de interés de los Certificados de Depósito a Término (CDT) de captación a 90 días ofrecidas por el sistema financiero colombiano. Para la aplicación se definió que, el DTF es igual a 4,04% efectiva anual; correspondiente al mes de diciembre de 2013<sup>40</sup>.

## 10.9. COSTO DE INVERSIÓN Y GENERACIÓN TEGNOLOGÍAS DE ESTUDIO

La metodología empleada para determinar los costos de inversión y los asociados a la actividad de generación en las zonas no interconectadas agrupa el modelo empleado en<sup>41, 42, 43, y 44</sup>; teniendo en cuenta las definiciones, aportes y formulación existente en algunas de ellas. Además de la optimización realizada en Homer para aquellas tecnologías que no son despachables; es decir, que necesitan acumulación de energía.

Se realizaron consultas a algunas empresas distribuidores de equipos de energía renovable, información y asesoría suministrada por el IPSE y la UPME, así como

---

\* Administrador Público, Especialista en Gerencia Administrativa y Financiera Pública, del departamento Subdirección de Contratos y Seguimiento IPSE

<sup>40</sup> Banco de la República, "Tasa de captación y colocación,"[en línea] citado 16 de noviembre 2014 disponible en: <http://www.banrep.gov.co/tasas-captacion-semanales>.

<sup>41</sup> C. EMA, "Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas no Interconectadas utilizando recursos Renovables," Bogota, 2012.

<sup>42</sup> D. T. HOROZCO AND S. A. FLÓREZ, "Optimización de herramientas Multiobjetivo para la toma de decisiones de Inversión en Sistemas Aislados sostenibles de energía," Universidad de Antioquia, ISA, COLCIENCIAS.

<sup>43</sup> UPME, "Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia," 2005.

<sup>44</sup> C. R. MAYA AND J. U. MARCUELLO, "Tecnologías motriz primario para poligeneración," pp. 1–55, 2008.

información de las localidades que pertenecen a las ZNI registrado en el SUI, y CNM.

En cada una de las localidades seleccionadas se encuentra capacidad instalada primordialmente a base de diésel, redes de distribución de energía eléctrica, subestación y su respectivo sistema de control, por ende los costos asociados a la inversión y generación se han establecido para ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica según a las proyecciones de demanda realizadas, garantizando un suministro de 24 horas diarias.

En el ANEXO B, se encuentra la metodología empleada para determinar los costos de inversión y los asociados a la actividad de generación. En ese sentido, es posible encontrar el procedimiento requerido para dimensionar cada sistema de generación, tomando en cuenta las posibles capacidades a instalar.

A continuación se presenta un consolidado de los costos para cada una de las localidades, dependiendo de la posible capacidad a instalar en cada uno de los sistemas de generación viables.

Estos datos se convierten a dólares, con una tasa de 1898 pesos/ dólar para el mes de agosto de 2014.

**10.9.1. Costos De Inversión Y Generación SFV.** En el ANEXO B, se determina el dimensionamiento del SFV de 15 (kW) a utilizar en la localidad de Ciudad Mutis del municipio de Bahía Solano, con su respectiva metodología de costos de inversión y generación. Siguiendo el mismo procedimiento para cada localidad en estudio, se determinaron los costos para diferentes capacidades a instalar. En las tablas 35, 36, 37 y 38 es posible observar el costo total de inversión - preinversión, capital y reemplazos -, así como el costo correspondiente a la administración (A), operación (O) y mantenimiento (M), y algunas características para cada capacidad

como: La cantidad de fuente de energía (W), el exceso de electricidad y la máxima energía generada anual según los criterios de diseño.

Entre los criterios de diseño se tiene:

- Conjunto de paneles solares policristalinos – capacidad por panel 300 (W) 72 celdas.
- Banco de baterías de ciclo profundo AGM – capacidad por batería 12V/255Ah.
- Conjunto de inversores 120V/60Hz de onda pura – capacidad por inversor 800 W/12 VDC
- Conjunto de controladores de carga con MPPT – capacidad 80/12-60VDC

Para una cantidad específica de demanda de energía, se seleccionó el conjunto más adecuado que resultaba del proceso de optimización en Homer. En este sentido, se pudo concluir un factor de carga de 15% de las consultas realizadas a los proveedores y los resultados que otorgaba Homer. A continuación se muestran las tablas mencionadas anteriormente.

### Acandí

**Tabla 35. Costos SFV para Acandí, AOM anuales.**

Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (kWh/m <sup>2</sup> /kW)	Exceso de electricidad (%)	Energía Generada anual (kWh)
15	5477,76	2751,32	0	858,43	258,74	0,37	11,5	19233
30	5435,52	1513,22	0	472,14	422,58	0,18	3,4	38441
60	5213,56	825,39	0	236,07	714,70	0,09	6,6	76885
90	5209,72	605,29	0	173,12	1022,98	0,06	7,5	115321
120	5110,29	453,97	0	129,84	1297,00	0,05	6,7	153762

## Leticia

**Tabla 36. Costos SFV para Leticia, AOM anuales.**

Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (kWh/m <sup>2</sup> /kW)	Energía Generada	Exceso de electricidad
15	6129,78	2751,32	0	858,43	277,31	0,39	20910	11
30	5547,54	1513,22	0	472,14	428,96	0,2	41237	5,6
60	5367,22	859,79	0	268,26	739,74	0,1	82664	8,1
90	5294,88	630,51	0	196,72	1045,87	0,07	123452	10,2
120	5291,28	472,88	0	147,54	1346,56	0,05	164973	8

## Ciudad Mutis - Bahía Solano

**Tabla 37. Costos SFV para Ciudad Mutis, AOM anuales.**

Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (kWh/m <sup>2</sup> /kW)	Energía Generada (kWh)	Exceso de electricidad (%)
15	5213,1	2751,32	0	858,43	251,21	0,35	18345	11,7
30	5206,49	1444,44	0	450,68	404,40	0,18	36514	2,9
60	5150,6	825,39	0	257,53	695,17	0,09	73435	10,4
90	5019,99	605,29	0	188,85	993,25	0,06	109805	6,7
120	4973,3	453,97	0	141,64	1268,48	0,04	146757	5,1

## San Andrés

**Tabla 38. Costos SFV para San Andrés, AOM anuales.**

COSTOS SFV PARA SAN ANDRÉS, AOM ANUALES.								
Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (kWh/m <sup>2</sup> /kW)	Energía Generada (kWh)	Exceso de electricidad (%)
15	5459,19	3026,45	0	944,27	268,49	0,39	23162	12,1
30	5420,42	1582,01	0	493,6	428,61	0,23	46438	8,9
60	5203,18	894,18	0	278,99	671,24	0,12	97496	17,6
90	5326,83	655,73	0	204,59	1035,80	0,08	139242	14,4
120	5193,06	491,8	0	153,44	1329,84	0,06	186060	9,4

**10.9.2. Costos De Inversión Y Generación SE.** En el ANEXO B, se describe una aplicación del dimensionamiento del SE a utilizar en San Andrés para una capacidad instalada de 12 (kW), con su respectiva metodología de costos de inversión y generación. Aplicando el mismo procedimiento se determinó para diferentes capacidades: El costo de inversión total, - Preinversión, capital y reemplazos -, el costo de administración (A), operación (O) y mantenimiento (M), y algunas características para las capacidades del sistema; cantidad de fuente de energía (W), exceso de electricidad y energía generada. Entre los criterios de diseño se trabajó con aerogeneradores de eje horizontal Barlovento de tres palas, como resultado de las simulaciones en Homer y las consultas realizadas a los proveedores; se determinó un factor de carga del 36% para la altura de emplazamiento de 18 (m).

**Tabla 39. Costos SE para San Andrés, AOM anuales.**

Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (m/s/kW)	Número de aerogeneradores	Energía Generada (kWh)	Exceso de electricidad (%)
12	12987,38	3783,06	0	1788,4	376,72	4,86	2	36.393	3,642
30	10362,18	1513,22	0	715,36	716,36		5	95.002	5
60	10260,3	832,27	0	393,45	1308,14		10	190.000	5
90	9720,22	554,85	0	262,3	1800,14		15	285.000	9
120	9555,79	540,98	0	255,74	2358,08		20	380.000	5,8
<b>Datos de inversión total tomados de la IEA</b>									
100	6040	554,82	0	262,29	1301,59	N/A			
1500	1950	51,47	0	24,33	5767,93				
3500	1500	24,46	0	11,56	10204,65				

En la tabla 39, se observa que la cantidad de fuente de energía presenta igual valor para las diferentes capacidades trabajadas con la metodología, esto es consecuencia que para cada capacidad se trabajó con un conjunto de aerogeneradores de igual característica; potencia generada vs velocidad del viento.

**10.9.3. Costos de Inversión y Generación en Sistemas de Generación a Partir de Biomasa Residual.** En el ANEXO B, se realiza el dimensionamiento de un sistema de 100 (kW) para la localidad de Ciudad Mutis del Municipio de Bahía Solano, con su correspondiente metodología de costos de inversión y generación.

Entre los criterios para dimensionar el sistema a base de Biomasa se tuvo en cuenta:

- El tipo de conversión de energía primaria corresponde a la Gasificación, un proceso termo-químico similar a la pirolisis con una mayor proporción de oxígeno.
- Como resultado del agente Gasificante (aire) se obtiene el denominado Gas Pobre o Syngas el cual presenta un poder calorífico promedio de 4,602 (MJ/kg).
- El recurso energético de cada localidad, es el residuo de cascara de arroz o cascara de coco con un poder calorífico inferior de 13,8 - 16,7 (MJ/kg).
- Para el proceso de conversión de energía térmica de la combustión a energía mecánica se trabajó con un motor alternativo de combustión interna.
- El MACI trabaja bajo el ciclo del diésel, un motor de encendido por compresión. Una ventaja en la eficiencia del proceso.
- El aprovisionamiento de la Biomasa en el proceso de Gasificación debe ser homogéneo; por ello, se ha tomado la Biomasa de mayor concentración por localidad. El sistema fue diseñado para un factor de carga del 75%, ya que es posible encontrar disponibilidad de Biomasa en las localidades allegadas.

Aplicando la misma metodología empleada para cada una de las localidades de estudio se determinó el costo de inversión total, administración (A), operación (O) y mantenimiento (M). Además, en la tabla 40 es posible encontrar la cantidad de combustible requerido para generar un kW (cantidad de fuente de energía W), el consumo específico de combustible (SFC), el flujo másico de combustible (mf) y la cantidad de Biomasa anual (B) como combustible requerida para generación.

**Tabla 40. Costo Biomasa para Gasificación AOM anuales**

Capacidad instalada (kW)	Inversión total (USD/kW)	A (USD/kW)	O y M (USD/kW)	Total (millones \$)	W (kg/s/kW)	SFC (kg/kWh)	mf (Tn/h)	B (Tn)
11	6381,55	540,42	361,55	158,02	0,0007249	2,6097	0,0287	51,98
32	5071,71	538,24	324,28	377,68	0,0007223	2,6002	0,0832	150,65
60	3962,3	535,36	306,06	579,25	0,0007188	2,5877	0,1553	281,12
100	3587,82	481,01	292,87	890,39	0,0007101	2,5562	0,2556	462,84
135	3295,17	527,7	285,71	1124,28	0,00071	2,5559	0,3451	624,77
220	2886,05	519,15	274,87	1651,71	0,0007007	2,5227	0,555	1004,88
350	2857,35	506,34	265,37	2590,51	0,000688	2,4768	0,8669	1569,63
440	2647,74	497,66	260,94	3068,02	0,0006801	2,4483	1,0773	1950,54
670	2488	476,18	253,14	4422,72	0,0006627	2,3859	1,5985	2894,38
900	2427,54	455,71	247,89	5784,4	0,0006489	2,3361	2,1025	3806,81
1130	2393,49	436,24	243,92	6923,97	0,0006379	2,2965	2,5951	4698,77
1350	2380,25	418,57	240,86	8422,86	0,0006296	2,2666	3,0599	5540,39

En la tabla 41, se encuentra el costo de la Biomasa como combustible para cada localidad en función de la capacidad instalada, donde es posible observar que para la localidad de San Andrés no es viable un sistema a base de Biomasa residual de los cultivos agropecuarios. Además, también se encuentra la energía generada anual de acuerdo a los criterios de diseño y el consumo del energético.

**Tabla 41. Costo de la Biomasa como Combustible para Gasificación**

Capacidad instalada (kW)	Ciudad Mutis	Acandí	Leticia	San Andrés	Energía Generada Anual (kWh)	Consumo del energético (MWh)
	Combustible (USD/kW)	Combustible (USD/kW)	Combustible (USD/kW)	Combustible (USD/kW)		
11	284,72	151,98	896,62	8470,34	72.270,00	241,12
32	283,67	151,42	893,33	8439,25	210.240,00	698,87
60	282,31	150,69	889,04	8398,78	394.200,00	1304,10
100	278,88	148,86	878,23	8296,63	657.000,00	2147,06
135	278,85	148,85	878,13	8295,74	886.950,00	2898,22
220	275,22	146,91	866,7	8187,75	1.445.400,00	4661,54
350	270,22	144,24	850,96	8038,97	2.299.500,00	7281,33
440	267,11	142,58	841,16	7946,46	2.890.800,00	9048,33
670	260,3	138,94	819,71	7743,78	4.401.900,00	13426,72
900	254,86	136,04	802,59	7582,11	5.913.000,00	17659,35
1130	250,55	133,74	789,01	7453,8	7.424.100,00	21797,08
1350	247,28	132	778,73	7356,62	8.869.500,00	25701,26

El consumo del energético es la cantidad de energía necesaria, aprovechada del poder calorífico inferior de la Biomasa, como resultado del consumo anual requerido para generación de energía eléctrica. Es un dato utilizado para calcular la cantidad de emisiones de efecto invernadero en el proceso de generación, que será especificado con mayor claridad en la etapa de cálculo de emisiones de efecto invernadero.

La tabla 42, especifica el costo de la Biomasa por localidad en función de la cantidad requerida para generación, tiene en cuenta el aprovisionamiento del combustible y su respectivo transporte.

**Tabla 42. Costo de la Biomasa por localidad**

<b>Bahía Solano</b>	<b>Acandí</b>	<b>Leticia</b>	<b>San Andrés</b>
<b>Combustible (USD/Tn)</b>	<b>Combustible (USD/Tn)</b>	<b>Combustible (USD/Tn)</b>	<b>Combustible (USD/Tn)</b>
60,25	32,16	189,75	1792,55

**10.9.4. Costos de Inversión y Generación Sistemas Térmicos.** En el ANEXO B, se encuentra la metodología empleada para determinar los costos de inversión y generación.

En las tablas 43 y 44 aparecen los costos aplicados en la metodología. Se encuentra el costo de inversión total, administración, operación, y mantenimiento. Además se determinó la cantidad de galones anuales necesarios para generación suponiendo una operación de 24 (h) diarias, el flujo másico de combustible, la cantidad de combustible requerido para generar un kW, el consumo específico de combustible y el consumo del energético.

**Tabla 43. Costos Motores alternativos de Combustión interna 0,011-0,22 MW**

Costos	Capacidad instalada (MW)					
	0,011	0,032	0,06	0,1	0,135	0,22
Inversión Total (USD/kW)	3507,71	2189,27	1723,93	1548,99	1324,01	1158,91
Administración (USD/KW)	540,42	538,24	535,36	531,26	527,70	519,15
Operación y mantenimiento (USD/kW)	256,26	210,94	188,80	172,82	164,17	151,14
Galones (gal)	8507,32	24657,74	46011,58	76175,53	102255,84	164469,99
Consumo del energético (MWh)	317,09	919,06	1714,97	2839,26	3811,35	6130,24
Flujo másico de combustible (gal/s)	0,00027351	0,00079275	0,00147928	0,00244905	0,00328754	0,005287744
Cantidad de combustible requerido para generar un kW (gal/s/kW)	2,48648E-05	2,47735E-05	2,46547E-05	2,44906E-05	2,43522E-05	2,40352E-05
Consumo específico de combustible (gal/kWh)	0,08951313	0,08918454	0,08875691	0,08816612	0,08766790	0,086526721

**Tabla 44. Costos Motores alternativos de Combustión interna 0,35-1,35 MW**

Costos	Capacidad instalada (MW)					
	0,35	0,44	0,67	0,9	1,13	1,35
Inversión Total (USD/kW)	1041,96	996,88	934,15	905,34	891,74	886,37
Administración (USD/KW)	506,34	497,66	476,18	455,71	436,24	418,57
Operación y mantenimiento (USD/kW)	139,83	134,61	125,58	119,64	115,28	111,98
Galones (gal)	256902,37	319246,16	473725,95	623063,02	769051,63	906800,1
Consumo del energético (MWh)	9575,45	11899,17	17657,05	23223,25	28664,65	33798,91
Flujo másico de combustible (gal/s)	0,008259464	0,01026383	0,015230387	0,020031605	0,024725168	0,029153
Cantidad de combustible requerido para generar un kW (gal/s/kW)	2,35985E-05	2,33269E-05	2,27319E-05	2,22573E-05	2,18807E-05	2,15954E-05
Consumo específico de combustible (gal/kWh)	0,08495449	0,083976791	0,081834915	0,080126418	0,078770448	0,077743

El consumo del energético es la cantidad de energía necesaria, aprovechada del poder calorífico del combustible como resultado del consumo anual de galones requeridos para generación de energía eléctrica. Es un dato utilizado para calcular la cantidad de emisiones de efecto invernadero en el proceso de generación, que será especificado con mayor claridad en la etapa de cálculo de emisiones de efecto invernadero. En la Resolución No. 091 de 2007<sup>45</sup> se especifica el consumo específico de combustible para un rango de capacidades.

El Sistema Único de Información (SUI) suministra reportes sobre las localidades existentes en las ZNI, en la siguiente tabla se encuentra la información del costo del diésel.

**Tabla 45. Consolidado información técnica costo diésel ZNI**

<b>Costo Combustible(USD/gal)</b>			
<b>Acandí</b>	<b>Ciudad Mutis</b>	<b>Leticia</b>	<b>San Andrés</b>
3,5845	5,2683	7,0595	3,4402

Fuente: Modificado de SUI

**10.9.5. Costos De Inversión Y Generación Sistemas Hidráulicos.** En el ANEXO B, se encuentra el dimensionamiento del sistema hidráulico de 1 (MW) para la localidad de Leticia, con los siguientes supuestos: Caudal de diseño 0,75 (m<sup>3</sup>/s) seleccionado para el caso más desfavorable del recurso energético, altura bruta de generación 150 (m), caída neta del 90% de la altura bruta de generación. Aplicando la misma metodología empleada para cada una de las localidades de estudio se determinó el costo de inversión total, administración (A), operación (O) y mantenimiento (M) - dependiendo las condiciones de incremento en la demanda como resultado de las proyecciones de las mismas, además de las especificaciones del diseño hidroeléctrico por localidad. En la tabla 46, también es posible encontrar el caudal de diseño (Q), la altura bruta de generación (H), el

<sup>45</sup> CREG, Resolución No. 091. 2007, pp. 1–38.

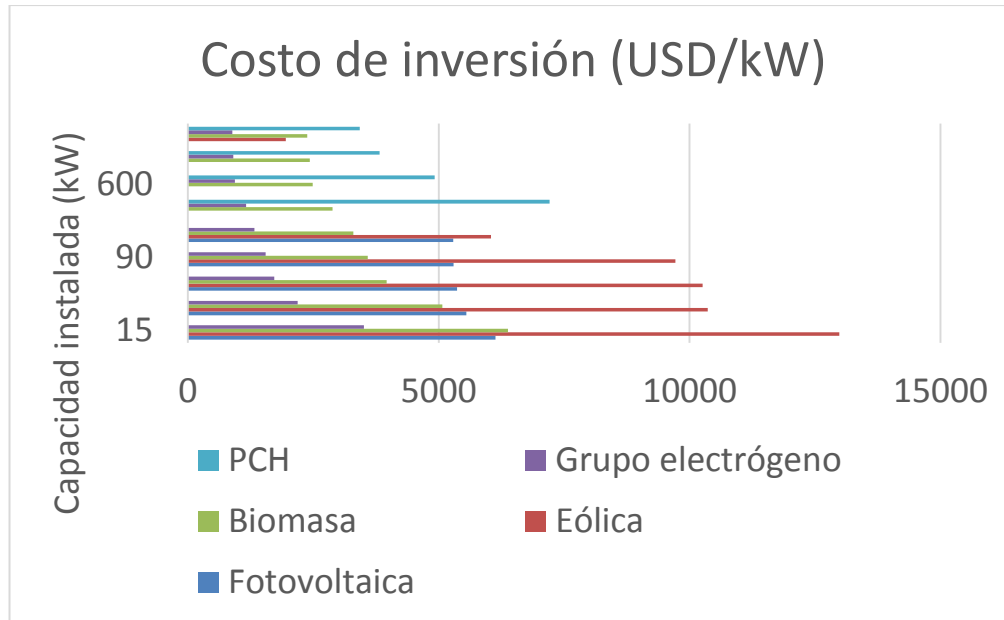
número de turbinas hidráulicas requeridas, la energía generada dependiendo del factor de carga 92%, y la cantidad de fuente de energía (W) requerida para generar un kW.

**Tabla 46. Costo de inversión, AOM anuales Hidroelectricidad**

Capacidad instalada (MW)	Costo de inversión (USD/kW)	A (USD/kW)	O (USD/kW)	M (USD/kW)	Costo (millones \$)	W (kWh/m <sup>3</sup> /kW)	Q (m <sup>3</sup> /s)	H (m)	# turbinas	Energía generada (kWh)
0,22	7208,8	223,98	439,67	225,45	3.381,64	0,002489	0,5	50	1	1.748.736,00
0,6	4917,45	93,32	183,2	189,38	6.131,07	0,001245	0,75	100	1	4.769.280,00
1	3820,4	55,99	109,92	180,36	7.909,00	0,000824	0,75	151	1	7.948.800,00
1,35	3423,06	41,48	81,42	144,29	9.456,29	0,001464	1	85	2	10.730.880,00

**Consolidado costos de inversión y generación**

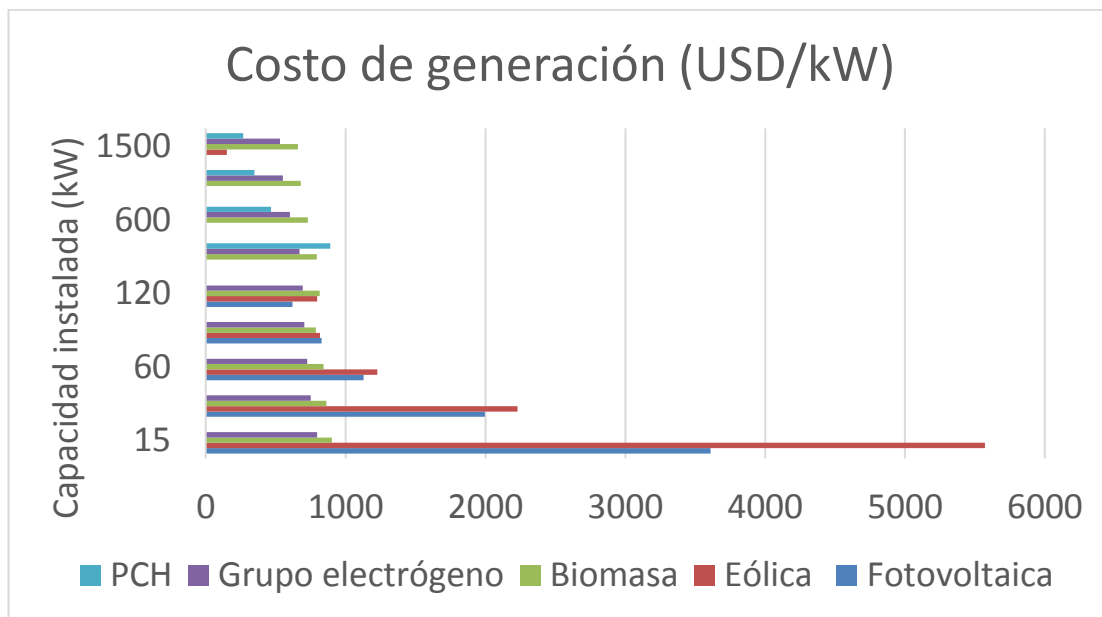
**Figura 26. Costo de inversión tecnologías de estudio**



A continuación se encuentran las características en cuanto a inversión para las tecnologías de estudio.

- Para pequeña capacidad (15 – 120 kW) es posible observar que los mayores costos de inversión se encuentra en SE y SFV, esto como consecuencia de la adquisición de los equipos y transporte.
- Para grandes capacidad (220 – 1500 kW) el mayor costo de inversión lo presenta los sistemas hidráulicos, ya que requieren grandes obras e instalaciones. En estas capacidades no se encuentra viabilidad para SFV.
- No existe una tecnología que presente competitividad respecto a los grupos electrógenos. Cabe resaltar, los mayores costos para sistemas de Biomasa lo presenta la adquisición del Gasificador, Planta de gasificación y grupo electrógeno, en este sentido y como supuesto, es posible disminuir el costo de inversión de sistemas con base en Biomasa si se utiliza la capacidad existente, además de elevadas cantidades de GEI.

**Figura 27. Costo de generación tecnologías de estudio**



## 10.10. MÁXIMA INVERSIÓN DISPONIBLE

Esta cantidad corresponde a la disponibilidad de recursos estatales que otorgan un apoyo financiero para energización de las zonas no interconectadas; para ello, se cuenta con el FAZNI, el cual incluye: la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica, reposición o rehabilitación de la existente en ZNI. En la tabla 48, se muestran los valores estimados por la UPME conforme a la metodología PIEC 2013-2017.

Para las localidades los resultados son (año base el 2012):

**Tabla 47. Resultados PIEC 2013-2017**

Departamento	Municipio	Usuarios año base	Viviendas año base	ICEE Base	Déficit de cobertura a base	Inversión con recursos FAZNI (No Interconectable) - millones -	VSS_FAZNI (No Interconectable)
Chocó	Acandí	2.667	2.699	98,81%	1,19%	\$ 593	32
Chocó	Ciudad Muis	2.024	2.237	90,48%	9,52%	\$ 1.529	213
Amazonas	Leticia	5.971	8.503	70,22%	29,78%	\$ 25.887	2.532
San Andrés y Providencia	San Andrés	14.310	14.310	100,00 %	0,00%	\$ 0	0
<b>Disponibilidad limitada de recursos públicos Fondo FAZNI, ZNI en Colombia (2013 - 2017) -Total en Millones -</b>							\$ 188.615

Fuente: UPME, "Resultados PIEC 2013-2017." 2013.

En dónde; VSS: Viviendas sin servicio.

La inversión pública en San Andrés ha llevado a mantener el ICEE (índice de cobertura de energía eléctrica) al 100%. En consecuencia, la destinación de recursos públicos (FAZNI) es cero (Tabla 48). Sin embargo, esto no quiere decir que no exista dinero disponible para inversión en nueva capacidad en este nodo, ya que el operador de red asume estas inversiones, siendo San Andrés una ZNI de área con servicio exclusivo. Para efectos de los cálculos en el modelo de

optimización, se tomó como supuesto un valor constante de \$100.000 millones por año (inversión privada).

Teniendo en cuenta la disponibilidad limitada de recursos públicos a nivel nacional para las ZNI, se estimó un porcentaje del FAZNI a cada una de las localidades de estudio que presentaban un déficit de cobertura - de acuerdo con la necesidad de ampliar la cobertura del servicio para los años siguientes (2018-2023) a la vigencia del actual fondo; es decir, se han asignado valores a cada uno de los nodos que presentan un déficit de cobertura que no puede ser satisfecho con el actual fondo.

Estos datos se convierten a dólares, con una tasa de 1898 pesos/ dólar para el mes de agosto de 2014.

#### **10.11. PRESUPUESTO PARA GENERACIÓN DISPONIBLE**

Cantidad de dinero obtenido por el operador local, correspondiente a las utilidades netas durante un año y disponible para generar energía en el periodo siguiente. Este valor se determinó a partir de los estados financieros presentados en el informe de gestión que elabora la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, y de los datos históricos registrados por cada empresa en el SUI.

En la siguiente tabla se encuentran las utilidades netas reportadas al sistema único de información suministrada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Esta información se encuentra en los reportes financieros para las ZNI en el SUI.

**Tabla 48. Utilidades netas operadores localidades**

<b>UTILIDADES NETAS ANUALES DEL EJERCICIO, EMPRESAS PRESTADORAS DEL SERVICIO DE ENERGÍA [En pesos]</b>						
<b>Nodo</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>ACANDÍ</b>	87.556.616	149.571.627	14.053.772	- 70.284.991	14.473.434	NO SE REPORTO
<b>LETICIA</b>	- 1.856.827.857	- 248.416.987	37.917.111	1.350.300.306	43.071.488	126.859.740
<b>CIUDAD MUTIS</b>	- 46.835	11.788.425	292.145	9.823.150	33.369.558	37.500.000
<b>SAN ANDRÉS</b>	- 252.061.917	430.799.542	594.681.641	753.743.065	794.780.911	553.979.466

**Tabla 49. Variaciones anuales - utilidades netas**

<b>Nodo</b>	<b>VARIACIONES ANUALES, EN LAS UTILIDADES NETAS</b>				
	<b>2008 -2009</b>	<b>2009 -2010</b>	<b>2010 -2011</b>	<b>2011 -2012</b>	<b>2012 -2013</b>
<b>ACANDÍ</b>	71%	-91%	-600%	-121%	NO SE REPORTO
<b>LETICIA</b>	-87%	-115%	3461%	-97%	195%
<b>CIUDAD MUTIS</b>	-25270%	-98%	3262%	240%	12%
<b>SAN ANDRÉS</b>	-271%	38%	27%	5%	-30%

Como se observa en los datos históricos tabla 48 y en las variaciones anuales tabla 49, no es posible definir cuál sería el crecimiento promedio de las utilidades netas que obtendrían los OR de cada localidad; por tal razón, para efectos de los cálculos del modelo de optimización, se tomó como supuesto un crecimiento del 1% tomando como año base el 2012 (Inversión privada).

Estos datos se convierten a dólares, con una tasa de 1898 pesos/ dólar para el mes de agosto de 2014.

## 10.12. PRESUPUESTO TOTAL DISPONIBLE

Corresponde a la suma del dinero disponible para inversión en nueva capacidad a instalar, más el dinero disponible para generación en cada nodo.

**Tabla 50. Presupuesto total Disponible**

<b>Nodo</b>	<b>PRESUPUESTO TOTAL DIPOSNIBLE 2013 - 2023 [M\$]</b>
Acandí	3.593,94
Leticia	100.260,68
Ciudad Mutis	23.852,04
San Andrés	254.285,03

Estos datos se convierten a dólares, con una tasa de 1898 pesos/ dólar para el mes de agosto de 2014.

## 11. CRITERIOS CUALITATIVOS

Los Criterios y Subcriterios que se analizarán de acuerdo con la metodología del modelo son los siguientes:

### **CRITERIO TÉCNICO**

- SUB-CRITERIOS:
  - Confiabilidad del suministro
  - Madurez tecnológica

### **CRITERIO SOCIAL**

- SUB-CRITERIOS:
  - Generación de empleo
  - Aceptabilidad Social
  - Uso de la tierra

### **CRITERIO AMBIENTAL**

- SUB-CRITERIOS:
  - Afectación al ecosistema
  - Estética

### **CRITERIO FÍSICO**

- SUB-CRITERIOS:
  - Accesibilidad: Vías de acceso al lugar

A continuación se encuentran los pasos generales para jerarquizar cada alternativa respecto a los subcriterios de estudio, de acuerdo con la metodología planteada en el modelo de optimización <sup>46\*</sup>.

- I. Para cada nodo establecer una matriz global que presente la cantidad generada y la capacidad instalada total en el horizonte de planeación por cada tecnología y fuente. En la matriz global se encuentra la cantidad generada y capacidad instalada como resultado de la parte cuantitativa (multi-objetivo) de acuerdo con los pesos establecidos en cada alternativa (pesos establecidos para las funciones objetivo).
- II. Jerarquizar las parejas de fuente-tecnología de acuerdo a los subcriterios de estudio.

La metodología empleada para jerarquizar las parejas de fuente – tecnología se encuentra en el ANEXO C, así como las definiciones para cada subcriterio y los requisitos necesarios para asignar su valor correspondiente. En la siguiente tabla aparece un consolidado con los valores otorgados a cada pareja fuente – tecnología para cada uno de los subcriterios.

El mejor desempeño por subcriterio lo presenta la pareja fuente – tecnología que tenga el mayor valor correspondiente.

---

<sup>46</sup> MOLINA MANTILLA. Mariantonieta. “Selección De Alternativas De Inversión En Generación De Energía Eléctrica A Partir De Técnicas De Optimización Multiobjetivo Y Multicriterio,” 2014, pp. 1–46.

\* Tesis de Maestría en Ingeniería Industrial, realizada por Mariantonieta Molina Mantilla - bajo la dirección de Néstor Raúl Ortiz Pimiento

**Tabla 51. Orden jerárquico para cada pareja fuente –tecnología respecto a los subcriterios**

Orden Jerárquico	SUB-CRITERIO							
	1.1 Confiabilidad	1.2 Madurez tecnológica	2.1 Generación de empleo	2.2 Aceptación Social	2.3 Uso de la tierra	3.1 Afectación al ecosistema	3.2 Estética	4.1 Vías de acceso
1.1 MACI-Diésel	5	4	2	2	6	2	4	9
1.5 MACI-Fuel Oil 6	4	4	3	1	5	1	3	9
2.2 MACI G.-Biomasa	3	3	4	5	4	3	5	9
3.3 Paneles-Radiación	1	3	1	6	1	6	6	6
4.4 Aerogeneradores-Viento	2	3	5	3	3	5	1	3
5.6 PCH-Caudal	6	3	6	4	2	4	2	6

- III. Para cada nodo multiplicar la cantidad generada o capacidad instalada (dependiendo el subcriterio) de cada tecnología y fuente por el puntaje obtenido en la matriz de jerarquización.  
Los siguientes subcriterios deben ser multiplicados por la cantidad generada: Confiabilidad en el suministro, y madurez tecnológica. Para los otros subcriterios faltantes se debe multiplicar por la capacidad instalada.
- IV. Sumar en el nodo el puntaje total de todas las tecnologías y fuentes.
- V. Realizar los pasos del II al IV en cada nodo de una alternativa, y sumar el puntaje correspondiente a todos los nodos de la alternativa. De esta manera, se obtiene un puntaje total por alternativa para cada subcriterio.
- VI. Comparar los puntajes entre alternativas en la matriz de comparación de alternativas para cada subcriterio, de acuerdo con la valoración de importancia de Thomas L. Saaty.

**Tabla 52. Escala de valoración de Saaty**

<b>Planteamiento verbal de la preferencia</b>	<b>Calificación Numérica</b>
Extremadamente preferible	<b>9</b>
Entre muy fuertemente y extremadamente preferible	<b>8</b>
Muy fuertemente preferible	<b>7</b>
Entre fuertemente y muy fuertemente preferible	<b>6</b>
Fuertemente preferible	<b>5</b>
Entre moderadamente y fuertemente preferible	<b>4</b>
Moderadamente preferible	<b>3</b>
Entre igualmente y moderadamente preferible	<b>2</b>
Igualmente preferible	<b>1</b>

Fuente: T. Hurtado And G. Bruno, “Capítulo III Proceso De Análisis Jerárquico ( AHP ).”

### **11.1. ESTABLECIMIENTO DE PRIORIDADES UTILIZANDO AHP**

Una vez se han asignado los valores correspondientes a las alternativas en referencia a la calificación establecida en la escala de valoración de Saaty, se prosigue con la normalización y consistencia como se muestra en seguida, [36].

#### **I. Procedimiento para los juicios de sintonización**

Realizado para calcular la prioridad de cada uno de los elementos que se están comparando.

Paso 1. Sume los valores de cada columna de la matriz de comparación de alternativas.

Paso 2. Divida cada uno de los elementos de la matriz de comparación de alternativas entre el total de su columna; la matriz resultante se conoce como matriz de comparación de alternativas normalizada.

Paso 3. Calcule la media de los elementos en cada hilera de la matriz normalizada; estas medias nos dan una estimación de las prioridades relativas de los elementos que se están comparando.

## **II. Índice de consistencia**

AHP suministra un método para medir el grado de consistencia entre juicios emitidos por alternativas por quien toma la decisión. Si el grado de consistencia es aceptable, el proceso de decidir puede continuar. De lo contrario, el tomador de decisiones debe reconsiderar y posiblemente revisar los juicios de comparación por alternativas. AHP da una medida de consistencia en juiciosos de comparación de alternativas, al calcular la relación de consistencia; los valores de la relación arriba de 0.1 indican juicios inconsistentes. Valores de relación de consistencia por debajo de 0.1 se consideran con un nivel razonable de consistencia.

En el ANEXO C, se encuentra los paso empleados para determinar la relación de consistencia para cada una de las matrices de comparación (matriz de comparación de alternativas, matriz de comparación de subcriterios, y matriz de comparación de criterios) siguiendo la metodología empleada en [36].

## **III. Matriz de comparación de subcriterios para cada uno de los criterios**

En las primeras secciones se determinó la alternativa que presentaba mejor desempeño respecto a cada subcriterio. Como no se presenta una alternativa que sea preferible respecto a todos los subcriterios, es necesario juzgar la importancia relativa de los subcriterios; por esta razón, a continuación se muestran las matrices de comparación de los subcriterios en cada uno de los criterios.

**Tabla 53. Matriz de comparación de subcriterios –Criterio Técnico**

<b>MATRIZ DE COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS - CRITERIO TÉCNICO 1.</b>			
<b>Subcriterios</b>	<b>1.1 Confiabilidad</b>	<b>1.2 Madurez tecnológica</b>	<b>Importancia relativa</b>
<b>1.1 Confiabilidad</b>	1	5	0,833
<b>1.2 Madurez tecnológica</b>	0,2	1	0,167

**Tabla 54. Matriz de comparación de subcriterios – Criterio Social**

<b>MATRIZ DE COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS - CRITERIO SOCIAL 2.</b>				
<b>Subcriterios</b>	<b>2.1 Generación de empleo</b>	<b>2.2 Aceptación Social</b>	<b>2.3 Uso de la tierra</b>	<b>Importancia relativa</b>
<b>2.1 Generación de empleo</b>	1	1/3	5	0,283
<b>2.2 Aceptación Social</b>	3	1	7	0,643
<b>2.3 Uso de la tierra</b>	1/5	1/7	1	0,074

**Tabla 55. Matriz de comparación de subcriterios – Criterio Ambiental**

<b>MATRIZ DE COMPARACIÓN DE SUBCRITERIOS - CRITERIO AMBIENTAL 3.</b>			
<b>Subcriterios</b>	<b>3.1 Afectación al ecosistema</b>	<b>3.2 Estética</b>	<b>Importancia relativa</b>
<b>3.1 Afectación al ecosistema</b>	1	7	0,875
<b>3.2 Estética</b>	1/7	1	0,125

Para el Criterio Físico, se encuentra el subcriterio de Vías de acceso el cual presenta una prioridad del 100%.

#### **IV. Clasificación general de prioridades Alternativas - Subcriterios**

En esta sección se encuentra la clasificación general de las alternativas en referencia a los criterios. En el ANEXO C, se encuentra el procedimiento

empleado para jerarquizar las alternativas respecto a los criterios, siguiendo la metodología utilizada en <sup>47</sup>].

**Tabla 56. Clasificación general de prioridades respecto a cada criterio**

VALORES DE PRIORIDAD PARA CADA CRITERIO				
Alternativa	1. Técnico	2. Social	3. Ambiental	4. Físico
A1	0,1	0,394571736	0,388838658	0,388838658
A2	0,1	0,062427224	0,049578389	0,049578389
A3	0,1	0,041269082	0,047651284	0,047651284
A4	0,1	0,024245053	0,026941117	0,026941117
A5	0,1	0,121943521	0,135448403	0,135448403
A6	0,1	0,088802897	0,081844172	0,081844172
A7	0,1	0,044367702	0,052569316	0,052569316
A8	0,1	0,089146023	0,081844172	0,081844172
A9	0,1	0,092488302	0,087038978	0,087038978
A10	0,1	0,04073846	0,048245511	0,048245511

#### V. Matriz de comparación de alternativas para los cuatro criterios

Como se había mencionado anteriormente, en dado caso que no se presente una alternativa que sea preferible respecto a todos los criterios, es necesario juzgar la importancia relativa de los mismos. En consecuencia, a continuación se observa la matriz de comparación de criterios.

**Tabla 57. Matriz de comparación de criterios**

Criterios	1. Técnico	2. Social	3. Ambiental	4. Físico	Importancia relativa
1. Técnico	1	1/4	0,5	5	0,1635
2. Social	4	1	3	7	0,5365
3. Ambiental	2	1/3	1	6	0,2503
4. Físico	1/5	1/7	1/6	1	0,0497

<sup>47</sup> D. R. Anderson, D. J. Sweeney, T. A. Williams, J. D. Camm, And KIPP Martin, Métodos Cuantitativos Para Los Negocios, 11th Ed. .

## VI. Clasificación general de prioridades Alternativas – Subcriterios – Criterios; Clasificación AHP

A continuación se encuentra la matriz de clasificación AHP. La alternativa que presente el mayor valor de importancia relativa, es la solución óptima al problema de estudio; es decir, es la alternativa que de acuerdo con los parámetros cuantitativos, presenta las mejores características cualitativas para el problema de planeación de expansión en generación de energía eléctrica en ZNI.

**Tabla 58. Clasificación AHP – Matriz de prioridades**

PESOS DE IMPORTANCIA		CLASIFICACIÓN AHP	
W1	W2	Alternativa	Matriz de prioridades
0,224	0,776	A1	0,344688296
0,619	0,381	A2	0,064716402
0,548	0,452	A3	0,052786243
0,32	0,68	A4	0,037440024
0,218	0,782	A5	0,122406581
0,618	0,382	A6	0,088546335
0,559	0,441	A7	0,055923976
0,238	0,762	A8	0,088730434
0,426	0,574	A9	0,09208192
0,59	0,41	A10	0,05267979

Los pesos de importancia de la tabla 58, W1 y W2 determinan la prioridad que toma cada alternativa en preferencia a la inversión y al impacto ambiental respectivamente.

## 12. RESULTADOS

### 12.1. RESULTADOS DEL MODELO EN GAMS

En las tablas 59, 60, 61, 62, 63 y 64 se encuentran los resultados de la capacidad a instalar y la capacidad a generar en periodos anuales, de las localidades de Acandí, Ciudad Mutis (Bahía Solano) y Leticia, arrojados por el modelo.

**Tabla 59. Capacidad a instalar – Acandí**

ACANDÍ	HORIZONTE DE PLANEACIÓN - CAPACIDAD A INSTALAR (KW)						
Fuente-Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3 - Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad instalada (kW)
1,1 MACI-Diésel	-	126,33	-	-	-	-	126,33
1,5 MACI- Fuel Oíl 6	-	-	-	-	-	-	-
2,2 MACI G,- Biomasa	823,44	182,58	-	37,45	-	38,45	1.081,92
3,3 Paneles-Radiación	-	738,86	-	-	-	-	738,86
4,4 Aerogeneradores-Viento	-	-	-	-	-	-	-
5,6 PCH-Caudal	455,64	417,67	-	-	-	-	873,30

**Tabla 60. Capacidad a instalar - Ciudad Mutis**

CIUDAD MUTIS	HORIZONTE DE PLANEACIÓN - CAPACIDAD A INSTALAR (KW)										
Fuente-Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Capacidad instalada (kW)
1,1 MACI-Diésel	222,43	235,67	-	5,83	11,68	-	5,87	5,87	-	-	487,34
1,5 MACI- Fuel Oíl 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,2 MACI G,- Biomasa	278,13	118,30	-	-	-	-	-	-	-	4,15	400,58
3,3 Paneles-Radiación	211,13	474,91	-	-	-	-	-	-	-	17,42	703,47
4,4 Aerogeneradores-Viento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,6 PCH-Caudal	489,09	11,62	-	-	15,68	-	-	-	3,94	3,95	524,28

**Tabla 61. Capacidad a instalar –Leticia**

Leticia	Horizonte de planeación - Capacidad a instalar (kW)				
	Fuente-Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3 - Año 10	Capacidad instalada (kW)
1,1 MACI-Diésel	-	-	-	-	-
1,5 MACI- Fuel Oil 6	-	-	-	-	-
2,2 MACI G,-Biomasa	4.363,13	643,61	-	-	5.006,74
3,3 Paneles-Radiación	623,63	67,64	-	-	691,26
4,4 Aerogeneradores-Viento	-	-	-	-	-
5,6 PCH-Caudal	4.614,94	-	-	-	4.614,94

**Tabla 62. Capacidad a generar - Acandí**

ACANDÍ	HORIZONTE DE PLANEACIÓN - CAPACIDAD DE GENERACIÓN (kW)										Energía generada anual ultimo periodo (kWh)
	Fuente-Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	
1,1 MACI-Diésel	-	688,08	706,55	725,52	745,01	765,01	785,54	806,63	828,29	850,53	620.886,90
1,5 MACI- Fuel Oil 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,2 MACI G,-Biomasa	483,86	389,68	413,50	435,87	459,90	442,52	489,75	493,73	520,37	547,72	4.398.217,15
3,3 Paneles-Radiación	-	88,87	90,88	92,94	95,06	95,24	95,24	95,24	95,24	95,24	764.782,24
4,4 Aerogeneradores-Viento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,6 PCH-Caudal	333,44	403,31	403,31	401,72	401,72	403,31	384,25	403,31	403,31	403,31	3.238.558,86

**Tabla 63. Capacidad a generar – Ciudad Mutis**

CIUDAD MUTIS	HORIZONTE DE PLANEACIÓN - CAPACIDAD DE GENERACIÓN (kW)										Energía generada anual ultimo periodo (kWh)
	Fuente-Tecnología	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	
1,1 MACI-Diésel	236,17	1.061,29	1.183,12	1.186,19	1.189,28	1.192,37	1.195,47	1.198,58	1.201,69	1.201,69	877.233,70
1,5 MACI- Fuel Oil 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,2 MACI G,-Biomasa	81,66	215,75	218,88	222,01	225,15	228,30	231,45	234,62	176,64	240,97	351.822,04
3,3 Paneles-Radiación	21,71	53,99	59,80	61,90	64,00	66,11	68,22	70,34	72,47	64,39	329.020,49
4,4 Aerogeneradores-Viento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,6 PCH-Caudal	1.116,05	1.122,35	1.123,74	1.125,14	1.126,54	1.127,94	1.129,35	1.130,76	1.126,26	1.133,59	9.102.755,44

**Tabla 64. Capacidad a generar – Leticia**

Fuente-Tecnología	HORIZONTE DE PLANEACIÓN - CAPACIDAD DE GENERACIÓN (kW)										Energía generada anual ultimo periodo (kWh)	
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10		
1,1 MACI-Diésel			-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1,5 MACI-Fuel Oil 6	2.267,34	2.176,54	4.697,82	4.791,90	5.358,97	5.647,16	5.654,64	5.806,68	5.961,59	6.074,64	31.041.420,62	
2,2 MACI G,-Biomasa	2.423,86	3.747,36	410,56	1.038,12	-	-	-	-	-	-	9.093.956,75	
3,3 Paneles-Radiación 4,4	92,63	96,27	96,27	96,27	96,27	96,27	96,27	96,27	96,27	96,27	773.080,95	
Aerogeneradores-Viento			-	-	-	-	-	-	-	-		
5,6 PCH-Caudal	2.469,16	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	2.511,60	20.168.148,73	

## 12.2. RESULTADOS EN HOMER POR LOCALIDAD

En las siguientes figuras se encuentran los resultados obtenidos de las simulaciones en Homer por localidad, donde es posible encontrar en el siguiente orden:

- Valor presente neto por localidad; esto es, costo de inversión, generación y combustible.
- Características eléctricas por localidad; es decir, generación por tipo de fuente, y potencia eléctrica promedio producida mensualmente.
- Generación por tipo de tecnología para cada localidad, donde es posible encontrar: factor de capacidad, producción de electricidad, número de horas de operación, y operación diaria.
- Cantidad de emisiones de GEI por tecnología para cada localidad.

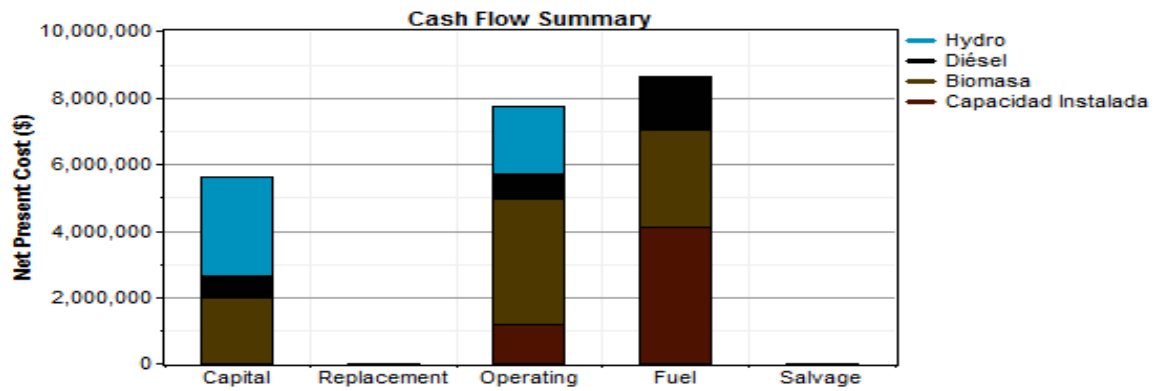
**Figura 28. Valor presente neto por tecnología Acandí**  
**Acandí**

**System architecture**

Hydro	677 kW
Diésel	350 kW
Biomasa	700 kW
Capacidad Instalada	1,130 kW

**Cost summary**

Total net present cost	\$ 21,983,798
Levelized cost of energy	\$ 0.363/kWh
Operating cost	\$ 2,223,952/yr



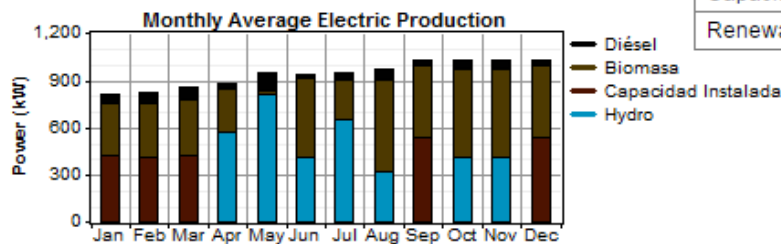
**Figura 29. Características eléctricas Acandí**

**Electrical**

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
Hydro turbine	2,626,397	32%
Diésel	493,347	6%
Biomasa	3,454,624	42%
Capacidad Instalada	1,679,958	20%
Total	8,254,326	100%

Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	8,224,905	100%
Total	8,224,905	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	29,329	kWh/yr
Unmet load	0.0114	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.737	

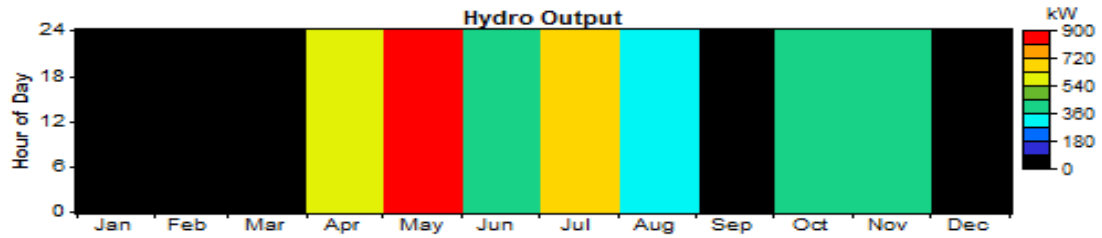


**Figura 30. Generación con PCH Acandí**

**Hydro**

Quantity	Value	Units
Nominal capacity	677	kW
Mean output	300	kW
Capacity factor	44.3	%
Total production	2,626,397	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0	kW
Maximum output	812	kW
Hydro penetration	31.9	%
Hours of operation	5,136	hr/yr
Levelized cost	0.259	\$/kWh



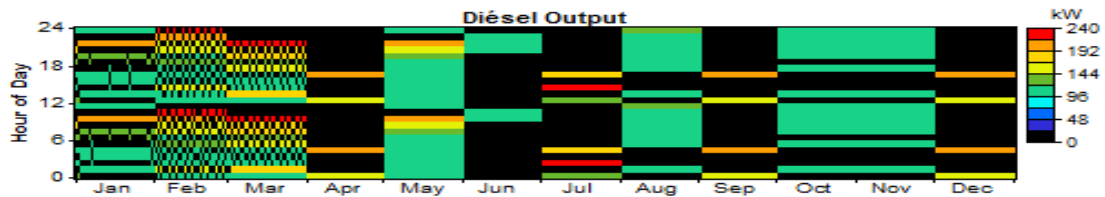
**Figura 31. Generación con Diésel Acandí**

**Diésel**

Quantity	Value	Units
Hours of operation	3,840	hr/yr
Number of starts	2,048	starts/yr
Operational life	39.1	yr
Capacity factor	16.1	%
Fixed generation cost	52.3	\$/hr
Marginal generation cost	0.237	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	493,347	kWh/yr
Mean electrical output	128	kW
Min. electrical output	105	kW
Max. electrical output	233	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	230,859	L/yr
Specific fuel consumption	0.468	L/kWh
Fuel energy input	2,271,656	kWh/yr
Mean electrical efficiency	21.7	%



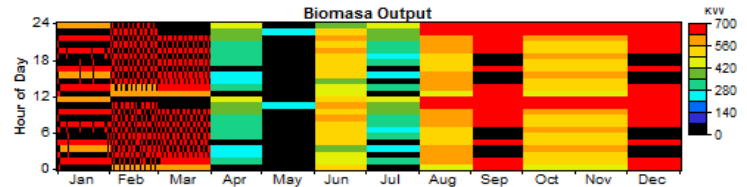
**Figura 32. Generación con Biomasa Acandí**

**Biomasa**

Quantity	Value	Units
Hours of operation	6,232	hr/yr
Number of starts	1,500	starts/yr
Operational life	14.1	yr
Capacity factor	56.3	%
Fixed generation cost	82.5	\$/hr
Marginal generation cost	0.113	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	3,454,624	kWh/yr
Mean electrical output	554	kW
Min. electrical output	247	kW
Max. electrical output	700	kW

Quantity	Value	Units
Bio. feedstock consump.	12,274	t/yr
Specific fuel consumption	2.487	kg/kWh
Fuel energy input	13,125,860	kWh/yr
Mean electrical efficiency	26.3	%



**Figura 33. Generación con la Capacidad existente Acandí**

**Capacidad Instalada**

Quantity	Value	Units
Hours of operation	2,272	hr/yr
Number of starts	1,132	starts/yr
Operational life	66.0	yr
Capacity factor	17.0	%
Fixed generation cost	157	\$/hr
Marginal generation cost	0.218	\$/kWhyr

Quantity	Value	Units
Electrical production	1,679,958	kWh/yr
Mean electrical output	739	kW
Min. electrical output	348	kW
Max. electrical output	1,017	kW

Quantity	Value	Units
Fuel consumption	591,785	L/yr
Specific fuel consumption	0.352	L/kWh
Fuel energy input	5,823,169	kWh/yr
Mean electrical efficiency	28.8	%



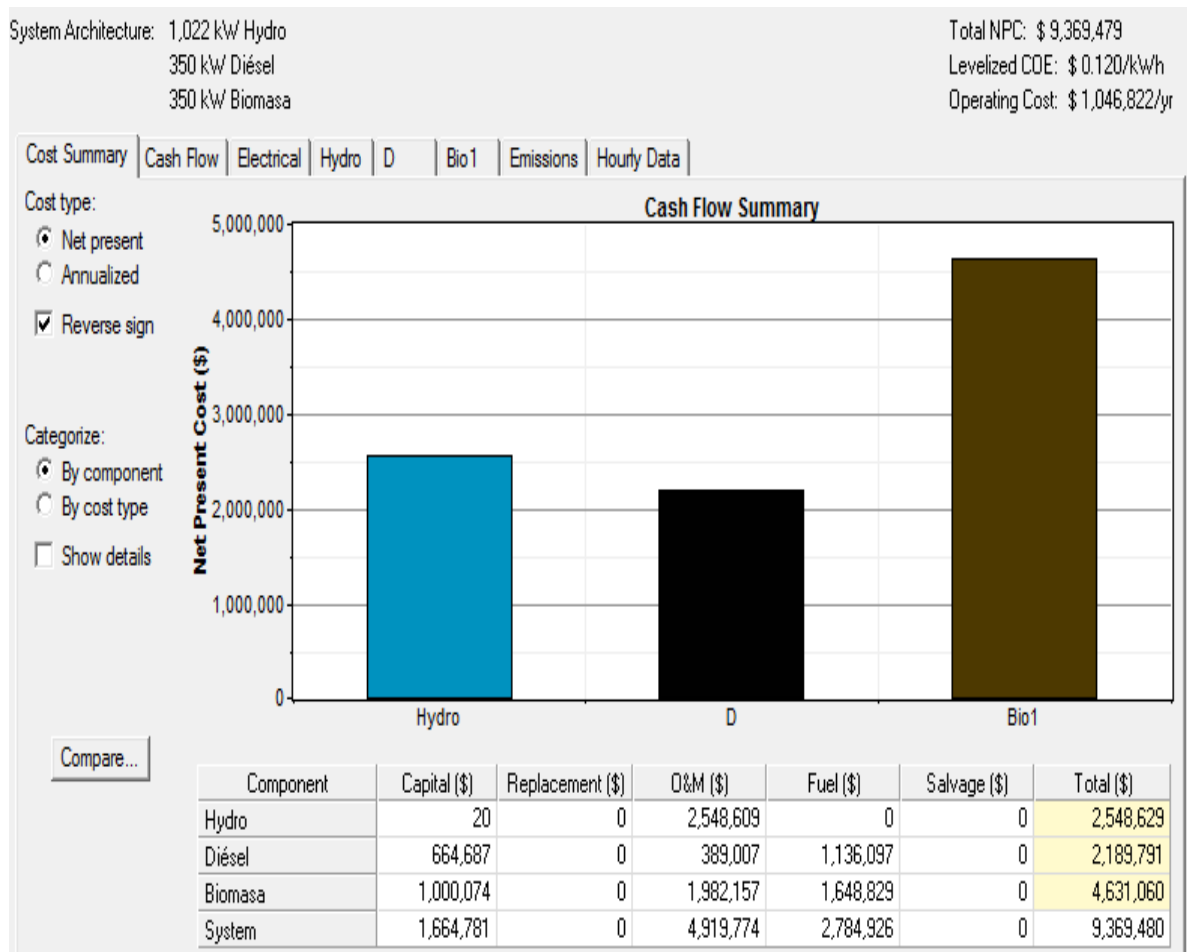
**Figura 34. Emisiones de GEI Acandí**

**Emissions**

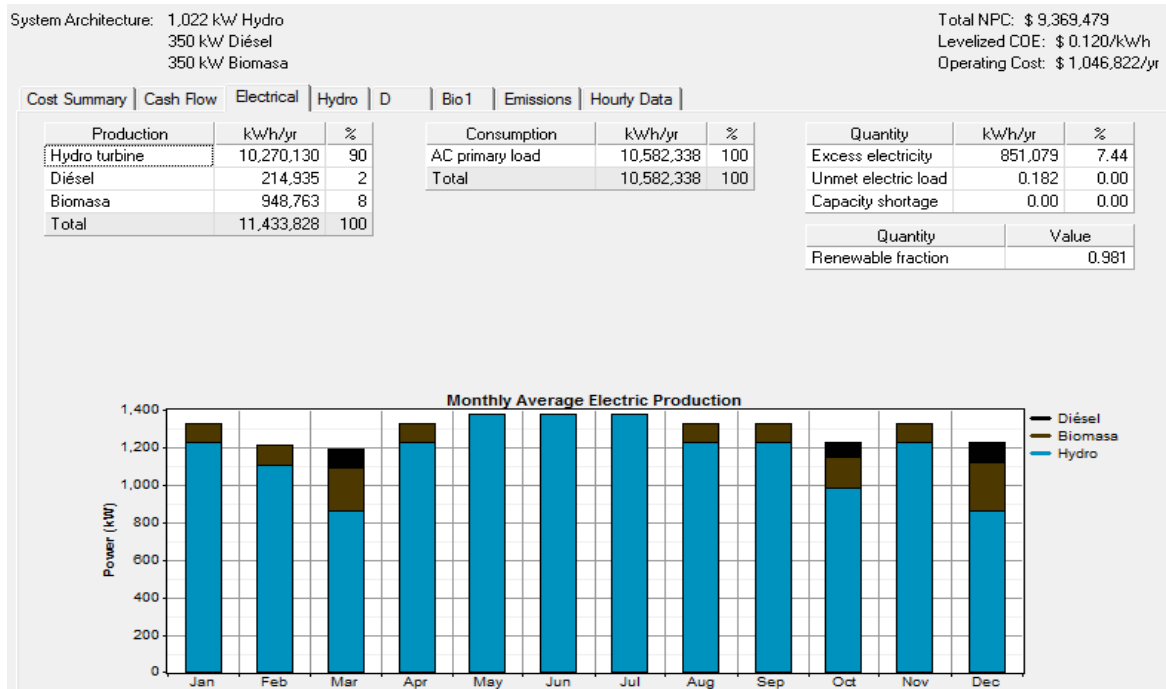
Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	2,168,418
Carbon monoxide	5,427
Unburned hydrocarbons	601
Particulate matter	409
Sulfur dioxide	4,350
Nitrogen oxides	48,425

**Ciudad Mutis**

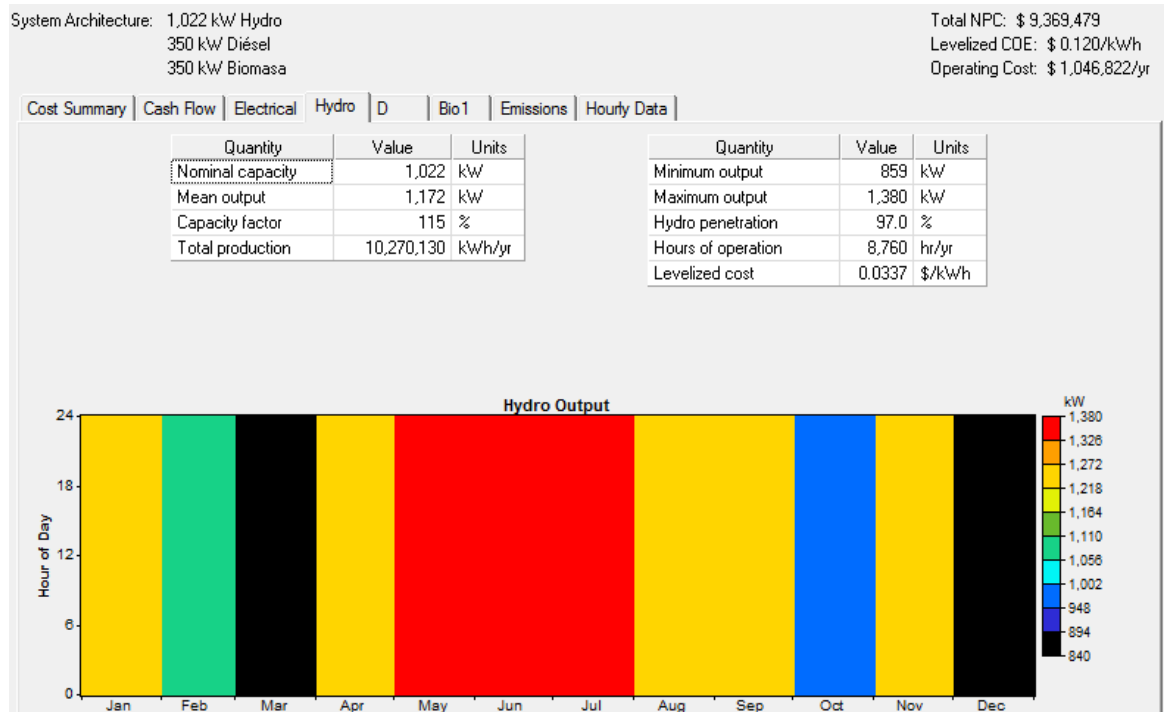
**Figura 35. Valor presente neto por tecnología Ciudad Mutis**



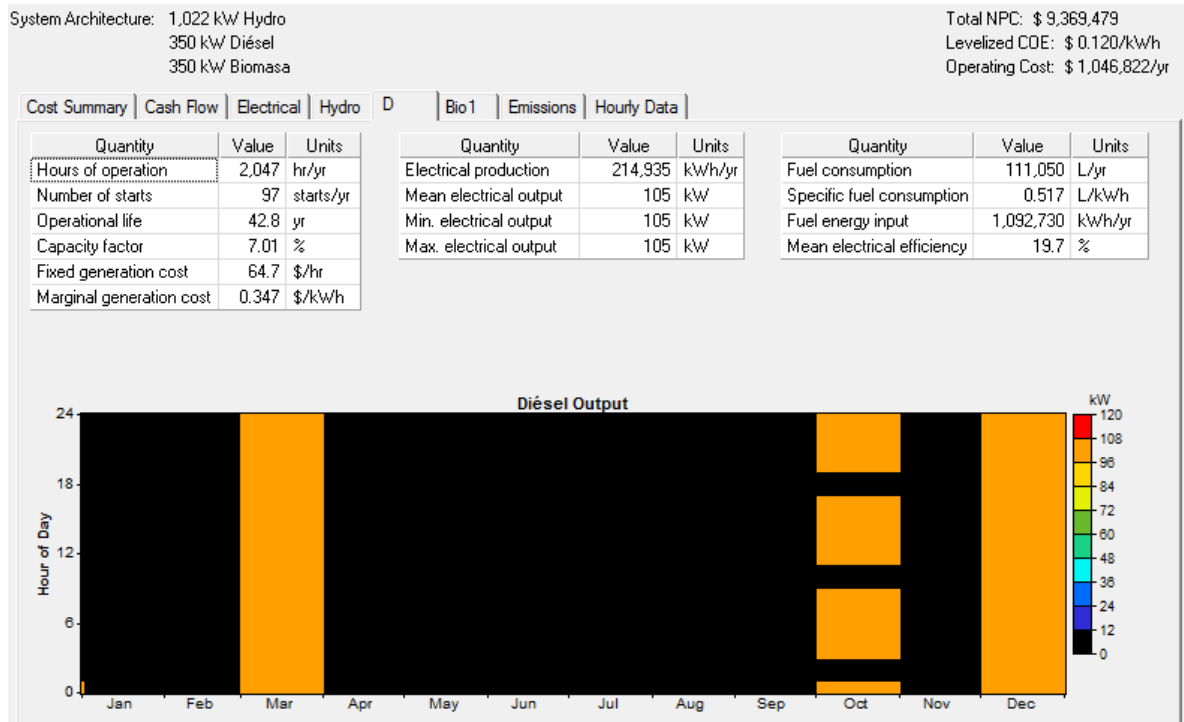
**Figura 36. Características eléctricas Ciudad Mutis**



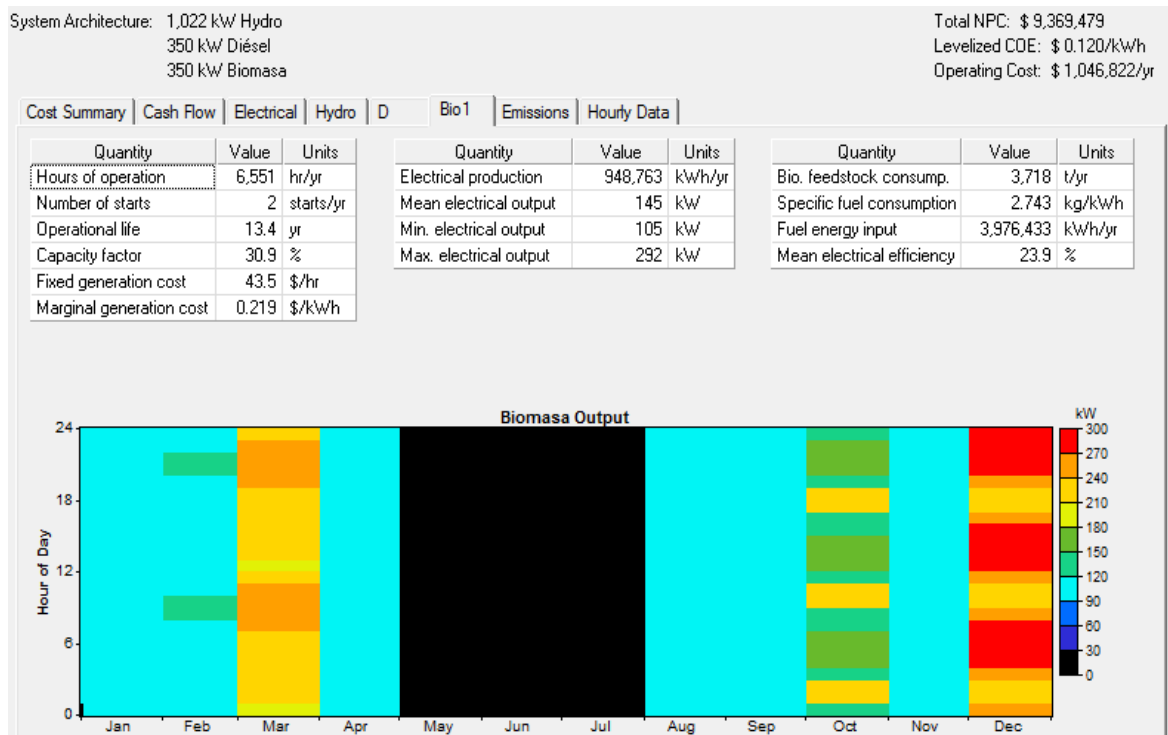
**Figura 37. Generación con PCH Ciudad Mutis**



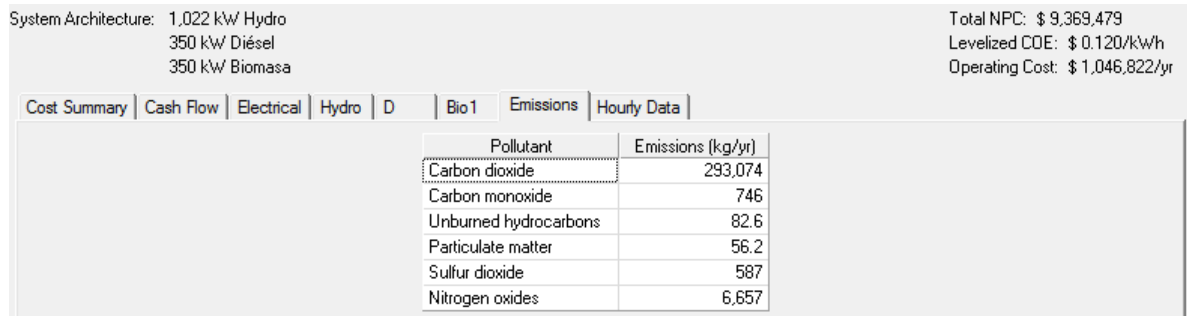
**Figura 38. Generación con Diésel Ciudad Mutis**



**Figura 39. Generación con Biomasa Ciudad Mutis**

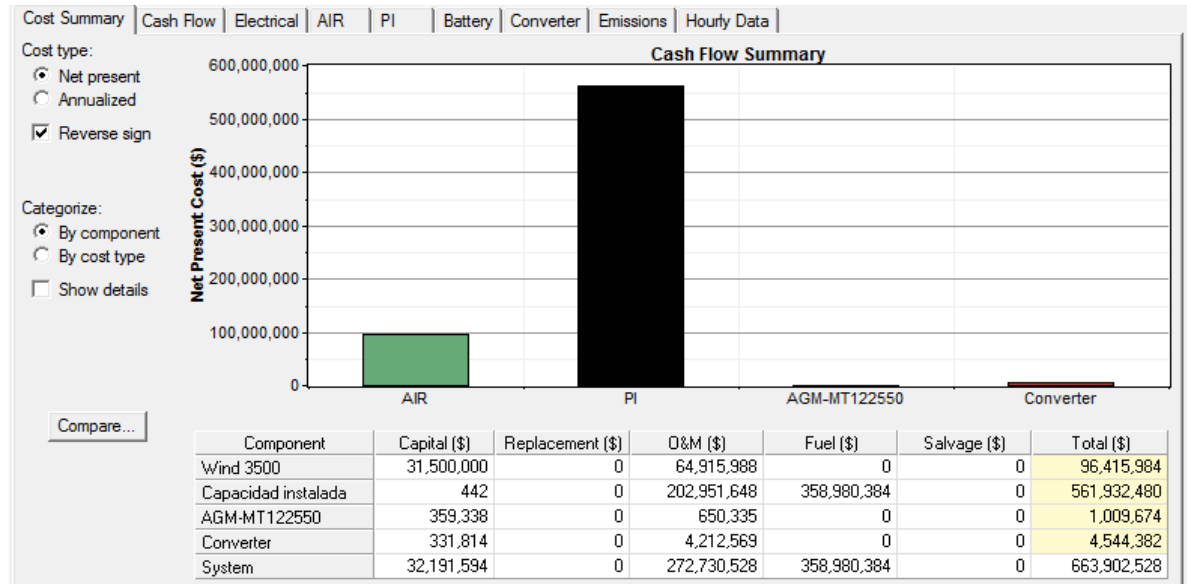


**Figura 40. Emisiones de GEI Ciudad Mutis**



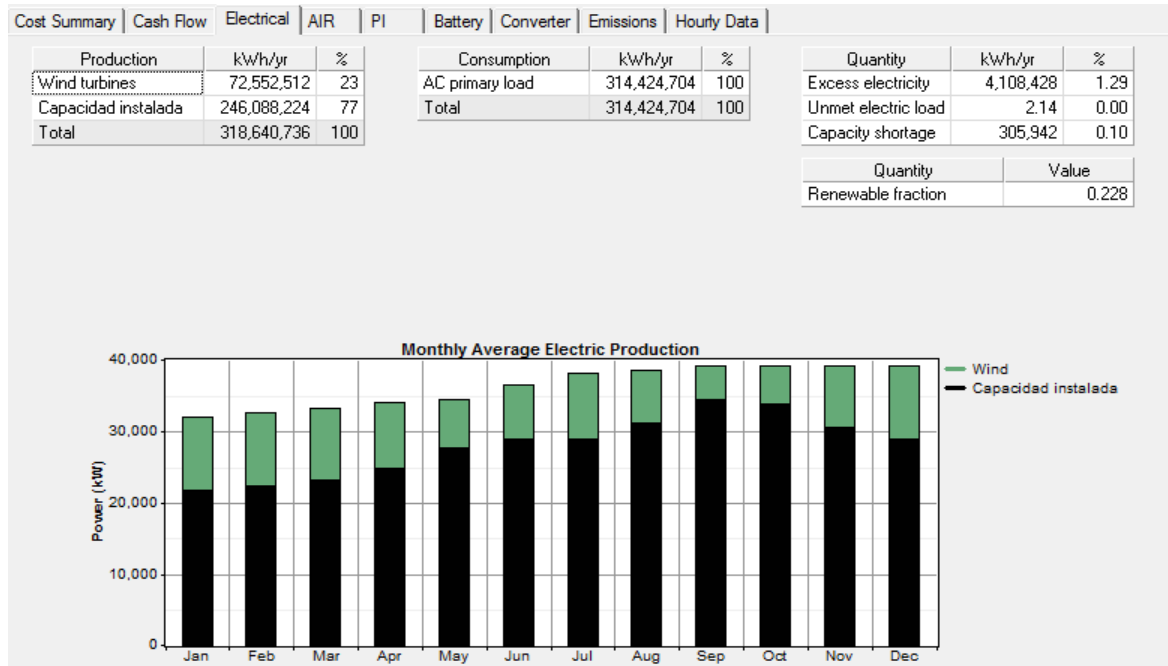
## San Andrés

**Figura 41. Valor presente neto por tecnología San Andrés**



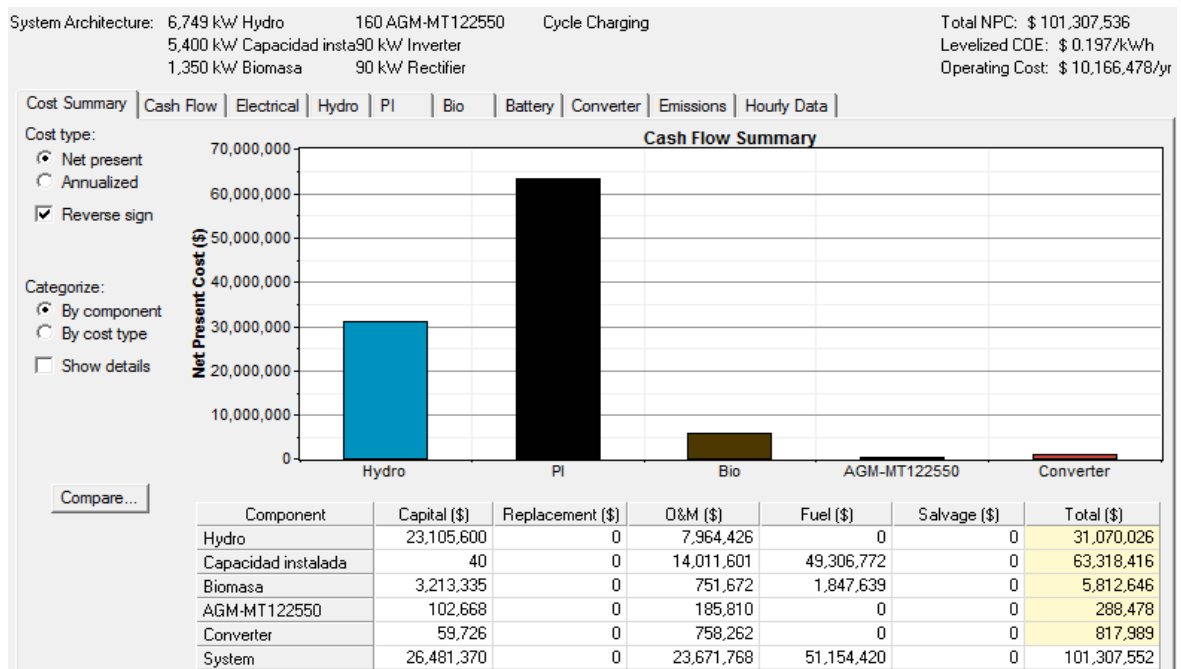
Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	141,140,416
Carbon monoxide	348,385
Unburned hydrocarbons	38,590
Particulate matter	26,263
Sulfur dioxide	283,435
Nitrogen oxides	3,108,667

**Figura 42. Emisiones de GEI San Andrés**

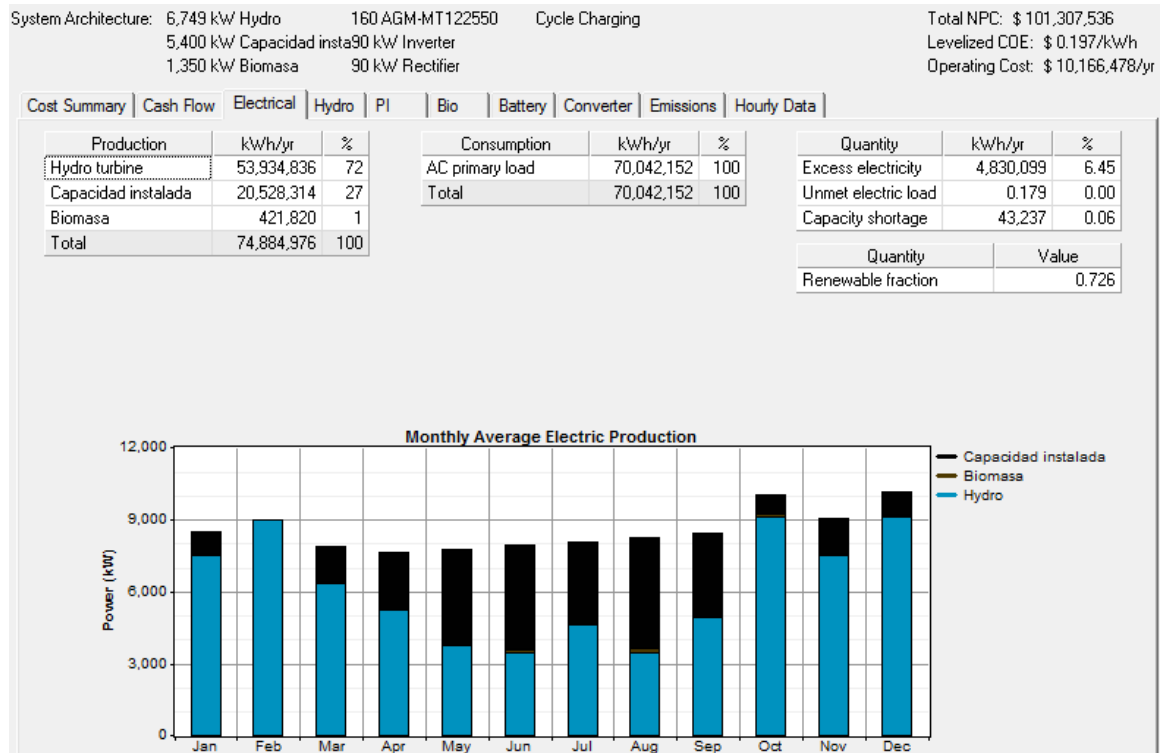


**Leticia**

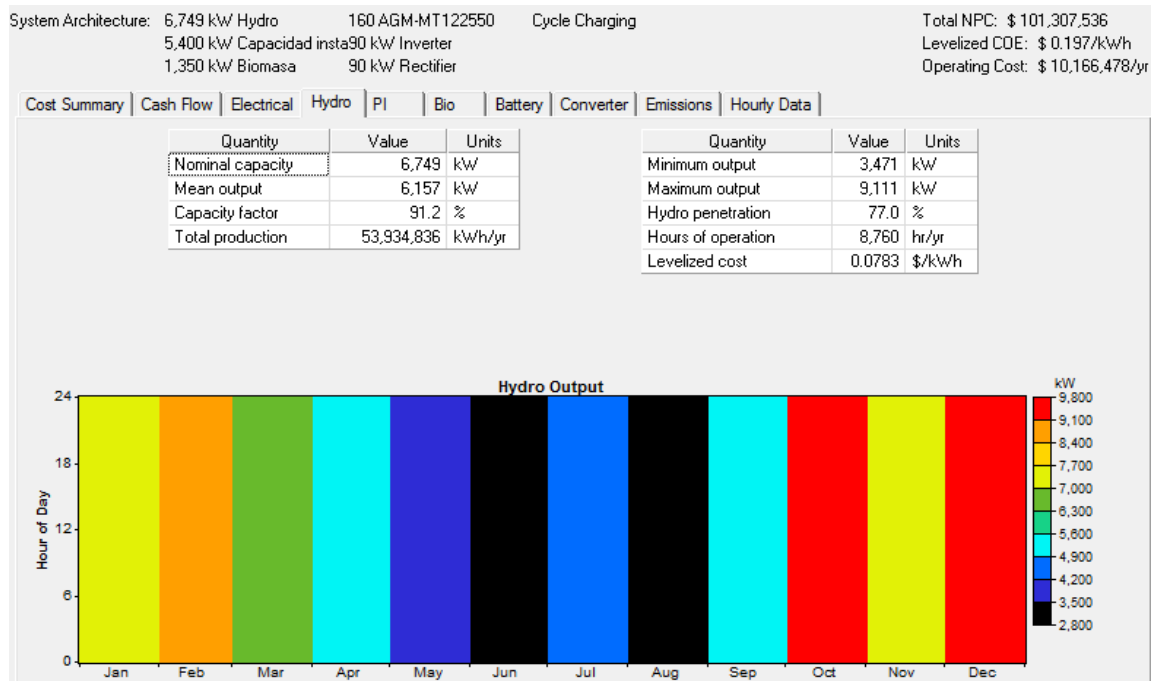
**Figura 43. Valor presente neto por tecnología Leticia**



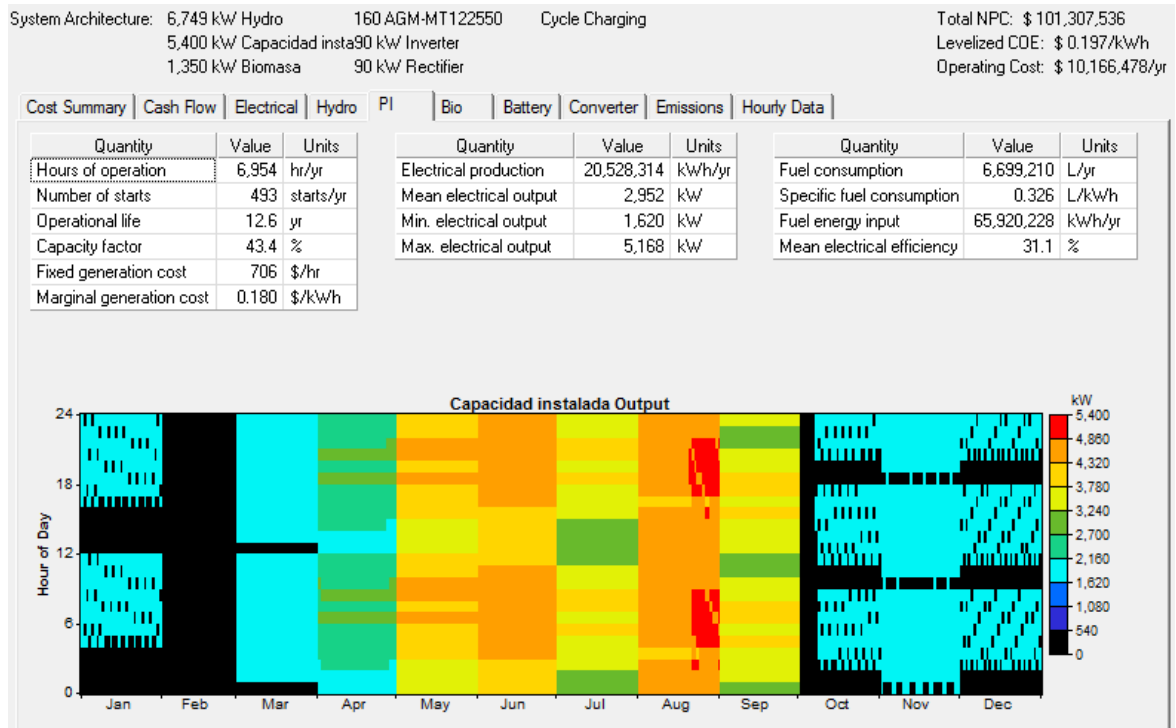
**Figura 44. Características eléctricas Leticia**



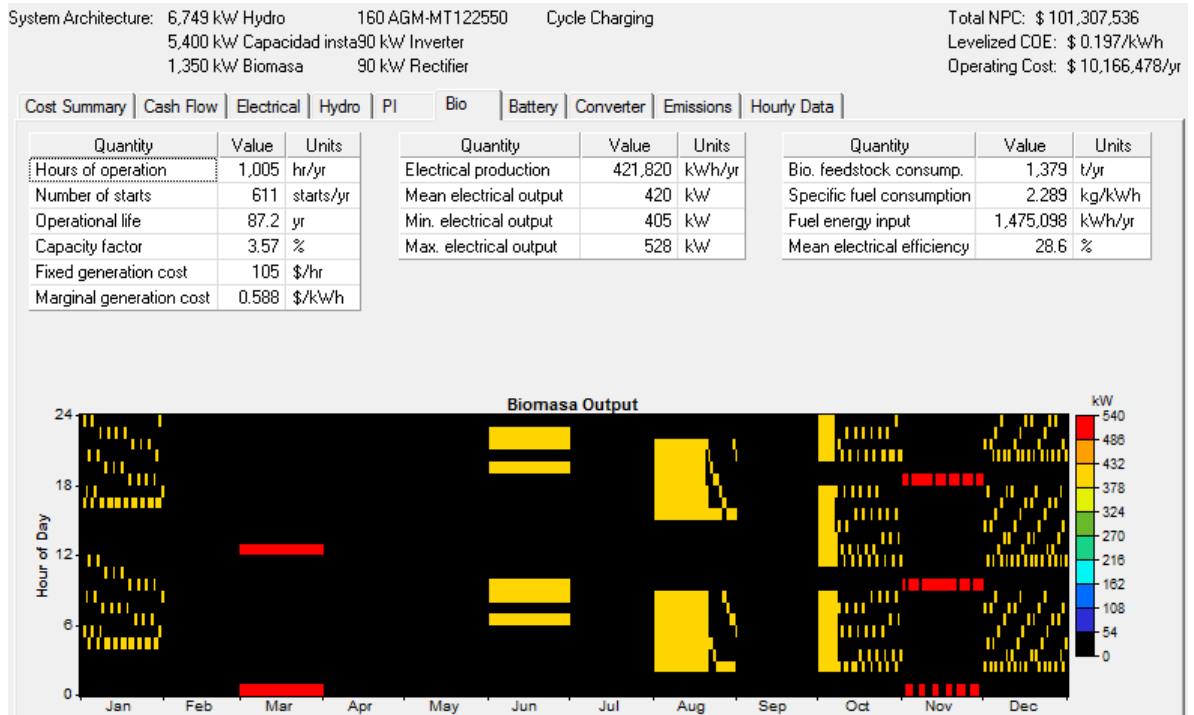
**Figura 45. Generación con PCH Leticia**



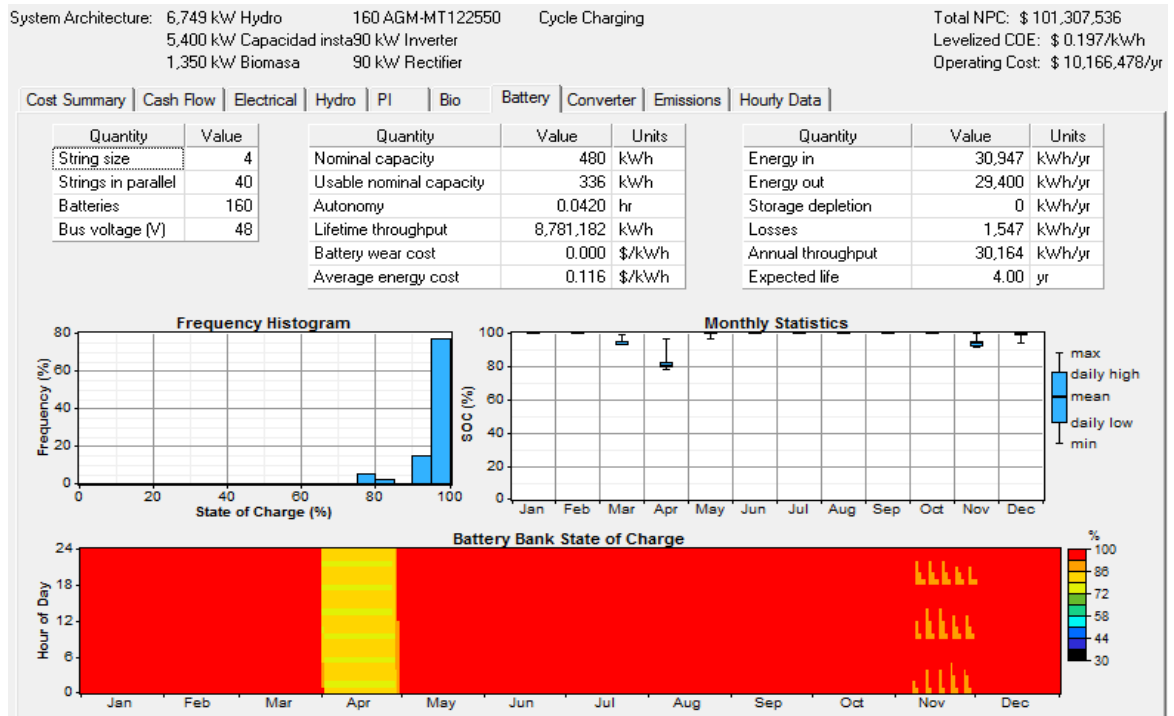
**Figura 46. Generación con la Capacidad existente Leticia**



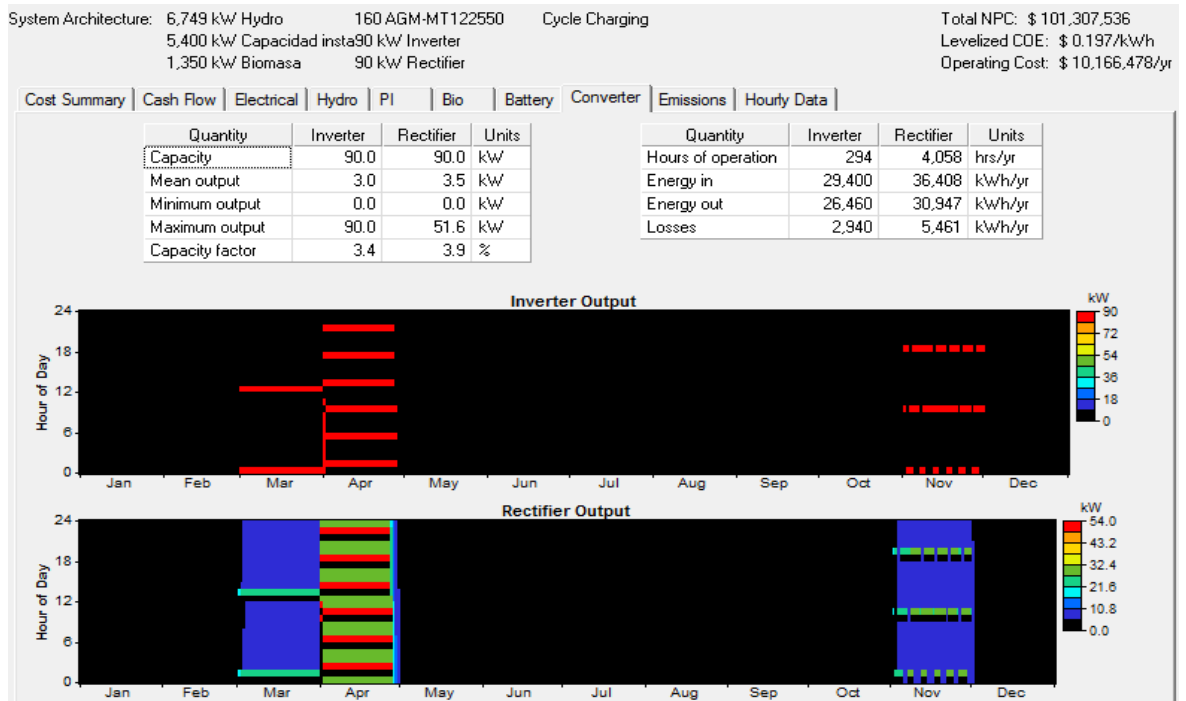
**Figura 47. Generación con Biomasa Leticia**



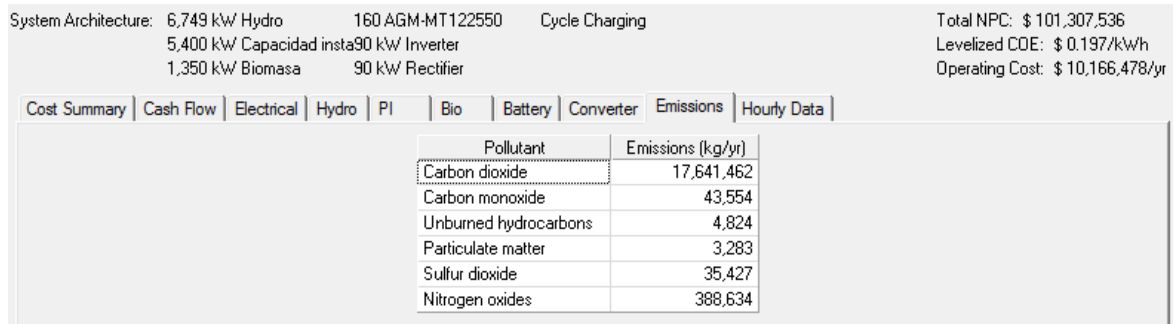
**Figura 48. Banco de baterías Leticia**



**Figura 49. Conjunto de inversores Leticia**



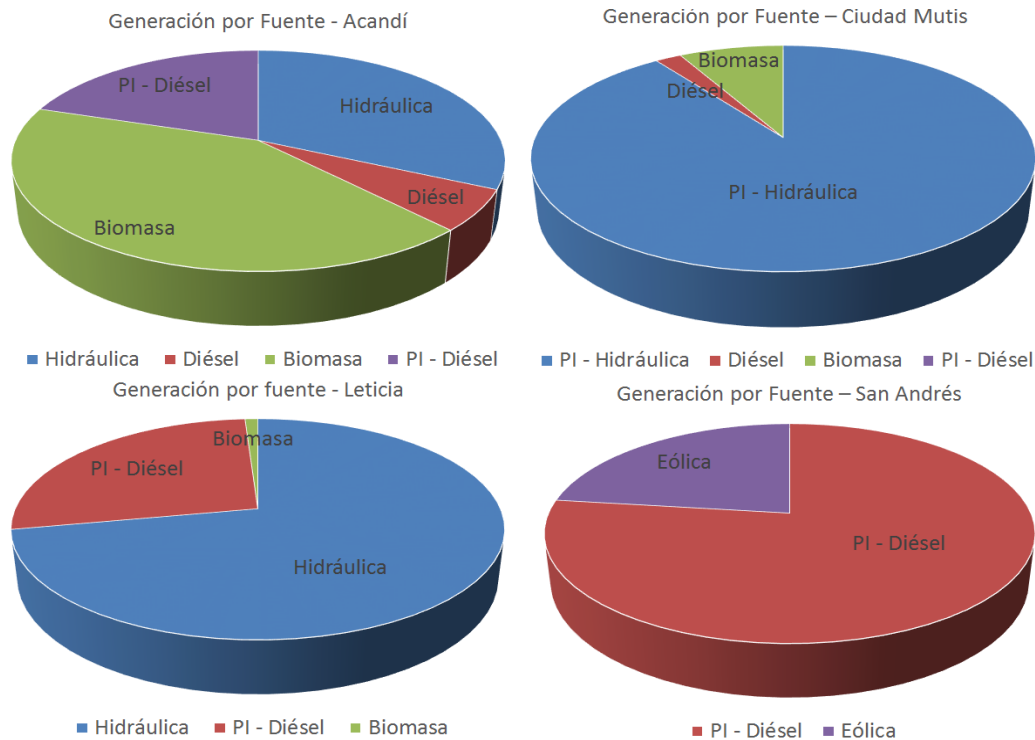
**Figura 50. Emisiones de GEI Leticia**



**Consolidado resultados**

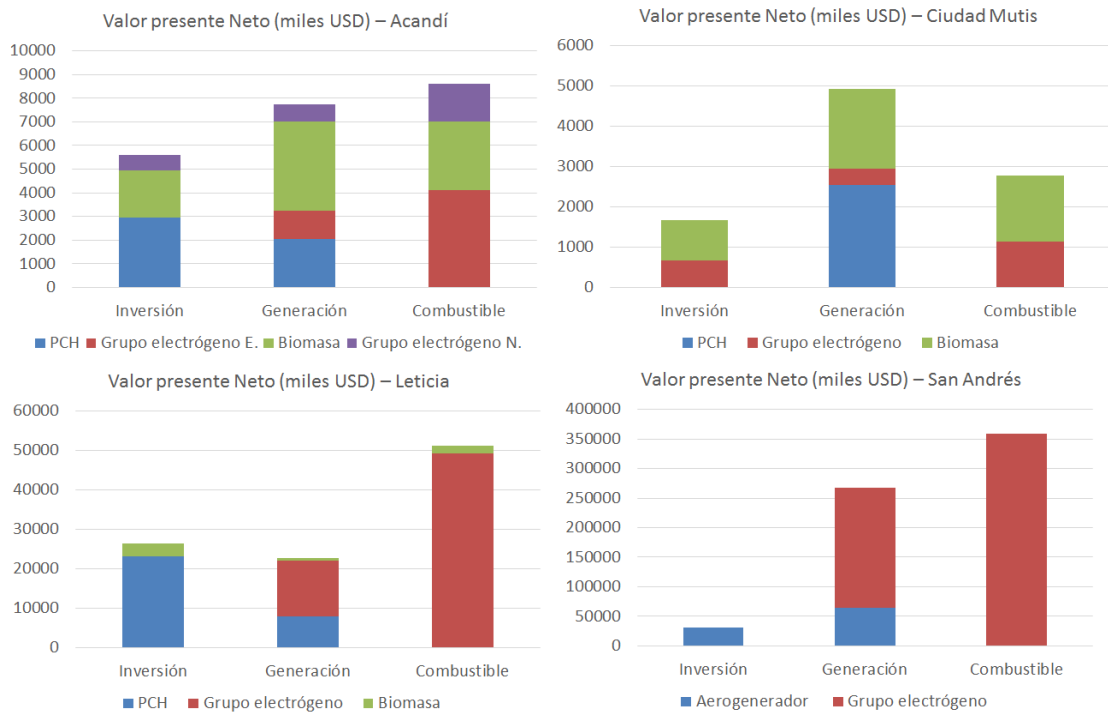
En la anterior figura es posible observar, un elevado abastecimiento de la demanda por fuentes hídricas para las localidades de estudio. Además, la generación por grupos electrógenos y sistemas eólicos es utilizada para otorgar confiabilidad y sostenibilidad al suministro, principalmente para las épocas de sequía o en los picos máximos de demanda.

**Figura 51. Generación por tipo de fuente localidades de estudio**



En la siguiente figura se presenta el VPN en miles de USD para las localidades de estudio. En el caso de Acandí, su mayor costo de inversión lo tiene las centrales hidráulicas aunque esta no sea la de mayor generación (PCH mayor costo de inversión para gran escala), además para la localidad de Leticia su menor costo de generación se encuentra en las centrales hidráulicas aunque esta es la de mayor abastecimiento de la demanda (PCH menor costo de generación para gran escala).

**Figura 52. Valor presente neto localidades de estudio**



### **13. OBSERVACIONES**

En los nodos objeto de estudio en este trabajo se tiene baja disponibilidad de biomasa residual; situación que eleva considerablemente el costo de la Biomasa como combustible - como consecuencia del transporte. En consecuencia, el costo asociado a la generación (AOM y combustible) para las plantas de biomasa presenta un valor cercano al que se tiene para los grupos electrógenos.

## 14. CONCLUSIONES

- La proyección de la demanda es un dato de entrada al modelo; que para las zonas no interconectadas de Colombia no se encuentra caracterizado. No obstante, el IPSE presenta por medio de telemetría la evolución de la demanda en ZNI en Colombia, pero no especifica una tendencia de crecimiento para cada localidad en particular. Por ello, para este trabajo se desarrolló una metodología que permitió calcular el crecimiento de la demanda en los nodos de estudio; los datos obtenidos presentan variaciones entre el 0,2% y el 3,5%. Esta tendencia comparada con la capacidad existente, permite deducir que ésta se encuentra sobre dimensionada, y por ello la utilización promedio del equipo es medio. En consecuencia, es importante que se presenten estudios previos que permitan tomar mejores decisiones en cuanto a la capacidad a instalar en una ZNI; como lo planteado por el modelo aplicado en este proyecto de grado.
- La calidad de la información requerida por el modelo es esencial para la utilidad de los resultados; sin embargo, los reportes que se pueden obtener – por lo general – no son confiables, y en muchos casos los datos no existen. Esta circunstancia representa un problema al tomar decisiones en la expansión de la capacidad de generación; lo que hace necesario contar con sistemas de medición en los nodos, que garanticen la calidad de los datos utilizados en el modelo.
- El modelo considerado en este trabajo de grado, de acuerdo con su enfoque, posee un gran potencial en su aplicación; ya que presenta la mejor opción de inversión para destinar recursos públicos y privados en la energización de ZNI – las opciones obtenidas están orientadas a alcanzar soluciones sostenibles.

- Los resultados encontrados en el modelo son coherentes con la optimización de los parámetros cuantitativos y criterios cualitativos, como es posible corroborar con las siguientes características: abastecimiento de la demanda principalmente con fuentes hídricas, aunque ésta sea la tecnología de mayores costos de inversión, llegando al orden del 90 (%) de la energía demandada por las localidades de estudio; disminución de las emisiones de GEI en el rango del 30 al 80 (%); utilización de los grupos electrógenos existentes como respaldo; esto es, su generación aparece en los meses en los que el recurso energético de las FNCE presenta menor disponibilidad, y en los períodos pico.
  
- Es posible observar que el VPN en las localidades de estudio supera el presupuesto disponible, en este sentido, la distribución de recursos para nueva infraestructura (FAZNI), los subsidios para generación (combustible), y las utilidades de las empresas prestadoras del servicio no presentan la capacidad para un sistema sostenible diversificado – es necesario aumentar el presupuesto FAZNI para las localidades de estudio de manera que sea posible eliminar el déficit en la prestación del recurso y con esto finalmente ampliar la cobertura del servicio.
  
- En el desarrollo de este proyecto de grado se trataron temas tales como: la planeación de sistemas energéticos aislados; la prestación del servicio de energía eléctrica a comunidades sin acceso al SIN; costos de inversión en tecnologías convencionales y no convencionales para generación aislada; utilización de GAMS; modelado en Homer; caracterización del crecimiento de demanda; normatividad en la cobertura del servicio de energía eléctrica en Colombia; tecnologías renovables y no renovables; y optimización Multiobjetivo y Multicriterio.

## 15. RECOMENDACIONES

Para las localidades de Ciudad Mutis, Acandí y Leticia se aconseja considerar cultivos energéticos; que disminuyan los costos de adquisición y transporte, y de igual manera tengan impacto en disminuir las emisiones de GEI – consideradas de impacto ambiental nulo (ciclo cerrado). Para San Andrés, se sugiere un sistema de generación con base en residuos orgánicos.

En los sistemas con base en Biomasa residual, se aconseja corroborar si la alternativa de generación que tiene en cuenta la capacidad existente de los grupos electrógenos para el cálculo del costo de inversión, presenta mayor factibilidad a la alternativa que no los tiene en cuenta; para esto, es necesario disminuir la capacidad existente de los grupos electrógenos en el modelo de optimización.

Es necesario cambiar la restricción del factor de carga de manera que dependa de la disponibilidad y potencial del recurso energético de cada localidad para cada periodo en el horizonte de planeación.

La cantidad de fuente de energía (unidades/kW) debe estar limitada a un valor mínimo para generación; esto es, para aerogeneradores y turbinas hidráulicas de gran capacidad, el valor encontrado para generar un kW se encuentra bajo el límite inferior de diseño (turbinas pelton), además de estar alejado de la parte lineal de la curva de Potencia generada vs velocidad del viento.

En el caso de generación, es necesario agrupar el costo de administración, operación y mantenimiento (componente fija) que dependa únicamente de la capacidad a instalar. Y en el caso de operación y mantenimiento (componente variable) que dependa únicamente de las horas operativas de la planta (h). Para esto, es de vital importancia trabajar la generación en las unidades de energía eléctrica (kWh).

## BIBLIOGRAFÍA

- ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS FÍSICAS Y NATURALES and (ACCEFYN), “Sustitución De Diesel Y Fuel Oil Por Biodiesel En La Planta De Generacion De Electricidad De Leticia,” [En Línea] Citado 16 de noviembre disponible en: [http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/HTML/6\\_Descrip\\_Leticia.htm](http://www.siame.gov.co/siame/documentos/documentacion/mdl/HTML/6_Descrip_Leticia.htm), 2003.
- BANCO DE LA REPUBLICA, “Tasa de captación y colocación,” [En Línea] Citado 16 de noviembre disponible en: <http://www.banrep.gov.co/tasas-captacion-semanales>.
- C. Ema, “Determinación de Inversiones y Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para la actividad de Generación en Zonas no Interconectadas utilizando recursos Renovables,” Bogota, 2012.
- C. R. Maya and J. U. Marcuello, “Tecnologías motriz primario para poligeneración,” pp. 1–55, 2008.
- CREG, Resolución No. 091. 2007, pp. 1–38.
- D. R. Anderson, D. J. Sweeney, T. A. Williams, J. D. Camm, and Kipp Martin, Métodos cuantitativos para los negocios, 11th ed. .
- D. T. Horozco and S. A. Flórez, “Optimización de herramientas Multiobjetivo para la toma de decisiones de Inversión en Sistemas Aislados sostenibles de energía,” Universidad de Antioquia, ISA, COLCIENCIAS.

- DANE, “Codificación de la División Político- Administrativa de Colombia,” 2014.
- Gerencie.Com, “Tasa Interna de Retorno,” [en línea] citado 17 de noviembre de 2014. Disponible en: <http://www.gerencie.com/calcular-la-tasa-interna-de-retorno-en-excel.html>. .
- Ingeominas, “Mapa Geológico de Colombia.” 2007.
- IPSE and CNM, “Informe general,”[en línea] citado 12 de noviembre de 2014 disponible en: <http://186.154.241.109/cnm/#>, 2014.
- IPSE and CNM, “INFORME MENSUAL DE TELEMETRÍA OCTUBRE,” 2014.
- IPSE and CNM, “Mapa Colombia prestación de servicio ZNI,” [http://186.154.241.109/ps\\_cnm/](http://186.154.241.109/ps_cnm/), 2014. .
- IPSE, “ENERGÍA SOCIAL PARA LA PROSPERIDAD,” 2013.
- J. C. T. Roa and G. S. B. Ardila, GAMS aplicado a las ciencias económicas. Bogotá D.C., 2010, pp. 1–36.
- J. L. C. MEZA, M. B. Yildirim, and A. S. M. Masud, “A Model for the Multiperiod Multiobjective Power Generation Expansion Problem,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 2, pp. 871–878, May 2007.
- J. PACIELLO and H. MARTÍNEZ, “Optimización Multi-Objetivo Basada En Colonias De Hormigas Teoría Y Estrategias De Paralelización,” Universidad Nacional De Asunción, 2006.

- J. Q. L. M. C. AND B. BARÁN, “Optimización de Enjambre de Partículas aplicada al Problema del Cajero Viajante Bi - objetivo,” 2006.
- MOLINA MANTILLA Mariantonieta, “Selección De Alternativas De Inversión En Generación De Energía Eléctrica A Partir De Técnicas De Optimización Multiobjetivo Y Multicriterio,” 2014, Pp. 1–46.
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y DESARROLLO RURAL, “Evaluaciones Agropecuarias Municipales.” 2013.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, “Resolución 124109,” [en línea] citado 15 de noviembre de 2014 disponible en: [http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario\\_externo\\_normatividad/form\\_consultar\\_normas.jsp?parametro=1396&site=17](http://www.minminas.gov.co/minminas/kernel/usuario_externo_normatividad/form_consultar_normas.jsp?parametro=1396&site=17), 2007. .
- R. A. S. QUINTERO, G. P. J. ÁLVAREZ, J. I. V. UPEGUI, V. BOTERO, AND H. CABALLERO, “Desarrollo de técnicas para el manejo de incertidumbre e imprecisión en problemas de decisión con múltiples objetivos,” Universidad Nacional, 2005.
- S. R. CASTAÑO, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- SENER and CONUEE, “Metodologías para la Cuantificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y de Consumos Energéticos Evitados por el Aprovechamiento Sustentable de la Energía,” 2009.
- SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE, “Informe De Gestión Sociedad Productora De Energía De San Andrés Y Providencia S.A. E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.

- SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe De Gestión Empresa De Servicios De Acandí S.A E.S.P Emselca S.A.E.S.P.,” Bogotá D.C., 2012.
- SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe De Gestión Empresa De Servicios Públicos De Bahía Solano S.A. E.S.P,” Bogotá D.C., 2013.
- SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS, “Informe De Gestión Sociedad Anonima Para El Amazonas S.A.E.S.P.,” Bogotá D.C., 2013.
- T. HURTADO AND G. BRUNO, “Capítulo III Proceso De Análisis Jerárquico ( Ahp ).”
- Upme and IDEAM, “Atlas de Radiación Solar de Colombia,” pp. 1–175, 2005.
- UPME and IDEAM, “ATLAS de Viento y Energía Eólica de Colombia.” pp. 1–168, 2006.
- UPME, “Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia,” 2005.
- UPME, “Plan indicativo de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2006.
- UPME, “Plan indicativo de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica,” 2002.
- UPME, “Resultados PIEC 2013-2017.” 2013.

- UPME, IDEAM, Colciencias, and Universidad Industrial de Santander, “ATLAS del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia.” pp. 1–177, 2011.

## ANEXOS

# ANEXO A. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS VIABLES PARA LOS NODOS DE ESTUDIO Y SUS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.

Ver CD carpeta anexa

## **ANEXO B. METODOLOGÍA DE COSTOS EMPLEADA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.**

Ver CD carpeta anexa

# **ANEXO C. METODOLOGÍA CUALITATIVA AHP.**

Ver CD carpeta anexa

## **ANEXO D. INFORMACIÓN, DATOS (RESULTADOS) Y CALCULOS PARA EL MODELO (ARCHIVO EXCEL).**

Ver CD carpeta anexa

## **ANEXO E. MODELADO EN HOMER (ARCHIVO HOMER).**

Ver CD carpeta anexa